

## Extrait du Registre des délibérations du Conseil de Communauté

### Séance du 31 mars 2022

Membres du Conseil Communautaire en exercice : 123

Le Conseil de Communauté, régulièrement convoqué, s'est réuni, sous la présidence de Mme Anne VIGNOT, Présidente de Grand Besançon Métropole.

Ordre de passage des rapports : 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35,36,37,38,39,40,41,42,43,44,45.

La séance est ouverte à 18h03 et levée à 22h27.

**Étaient présents :** Audeux : Mme Françoise GALLIOU Avanne-Aveney : Mme Marie-Jeanne BERNABEU Besançon : M. Hasni ALEM, Mme Frédérique BAEHR, M. Guillaume BAILLY (à partir de la question n°6), Mme Anne BENEDETTO, M. Kévin BERTAGNOLI, Mme Pascale BILLEREY, M. François BOUSSO, Mme Nathalie BOUVET, Mme Claudine CAULET, Mme Aline CHASSAGNE, Mme Annaïck CHAUVET, Mme Julie CHETTOUH, M. Sébastien COUDRY, M. Philippe CREMER, M. Laurent CROIZIER, M. Benoit CYPRIANI, Mme Karine DENIS-LAMIT, Mme Marie ETEVENARD, M. Ludovic FAGAUT, Mme Lorine GAGLILOLO, Mme Sadia GHARET, M. Abdel GHEZALI, M. Olivier GRIMAITRE, M. Damien HUGUET, M. Jean-Emmanuel LAFARGE, Mme Marie LAMBERT, M. Aurélien LAROPPE, Mme Agnès MARTIN, Mme Carine MICHEL, Mme Laurence MULOT, M. Yannick POUJET, Mme Françoise PRESSE, Mme Karima ROCHDI, M. Nathan SOURISSEAU, M. André TERZO, Mme Claude VARET, Mme Anne VIGNOT, Mme Christine WERTHE, Mme Marie ZEHAF Bonnay : M. Gilles ORY Boussières : M. Eloi JARAMAGO Busy : M. Philippe SIMONIN Byans-sur-Doubs : M. Didier PAINEAU Chalèze : M. René BLAISON Chalezeule : M. Christian MAGNIN-FEYSOT Champagny : M. Olivier LEGAIN Champvans-les-Moulins : M. Florent BAILLY Chemaudin et Vaux : M. Gilbert GAVIGNET Chevroz : M. Franck BERNARD Cussey-sur-l'Ognon : M. Jean-François MENESTRIER Deluz : M. Fabrice TAILLARD Devecey : M. Michel JASSEY (jusqu'à la question n°12 incluse) Ecole-Valentin : M. Yves GUYEN Fontain : Mme Martine DONEY Franois : M. Emile BOURGEOIS Geneuille : M. Patrick OUDOT Gennes : M. Jean SIMONDON La Vèze : M. Jean-Pierre JANNIN Les Auxons : M. Anthony NAPPEZ Mamirolle : M. Daniel HUOT Marchaux-Chaudefontaine : M. Patrick CORNE Morre : M. Jean-Michel CAYUELA (jusqu'à la question n°31 incluse) Nancrey : M. Vincent FIETIER Noironte : M. Claude MAIRE Osselle-Routelle : Mme Anne OLSZAK Pelousey : Mme Catherine BARTHELET Pirey : M. Patrick AYACHE Pouilley-Français : M. Yves MAURICE Pouilley-les-Vignes : M. Jean-Marc BOUSSET Pugey : M. Frank LAIDIE Roche-lez-Beaupré : M. Jacques KRIEGER Roset-Fluans : M. Jacques ADRIANSEN Saint-Vit : Mme Anne BIHR, M. Pascal ROUTHIER Saône : M. Benoit VUILLEMIN (jusqu'à la question n°8 incluse) Serre-les-Sapins : M. Gabriel BAULIEU Tallenay : M. Ludovic BARBAROSSA Thoraise : M. Jean-Paul MICHAUD Torpes : M. Denis JACQUIN Vaire : Mme Valérie MAILLARD Venise : M. Jean-Claude CONTINI Vorges-les-Pins : Mme Maryse VIPREY

**Étaient absents :** Amagney : M. Thomas JAVAUX Besançon : Mme Elise AEBISCHER, M. Nicolas BODIN, Mme Fabienne BRAUCHLI, M. Cyril DEVESA, Mme Valérie HALLER, M. Pierre-Charles HENRY, Mme Myriam LEMERCIER, M. Christophe LIME, M. Jamal-Eddine LOUHKIAR, Mme Marie-Thérèse MICHEL, M. Maxime PIGNARD, M. Anthony POULIN, M. Jean-Hugues ROUX, Mme Juliette SORLIN, M. Gilles SPICHER, Mme Sylvie WANLIN Beure : M. Philippe CHANEY Braillans : M. Alain BLESSEMAILLE Champoux : M. Romain VIENET Châtillon-le-Duc : Mme Catherine BOTTERON Chauenne : Mme Valérie DRUGE Dannemarie-sur-Crête : Mme Martine LEOTARD Grandfontaine : M. Henri BERMOND La Chevillotte : M. Roger BOROWIK Larnod : M. Hugues TRUDET Le Gratteris : M. Cédric LINDECKER Mazerolles-le-Salin : M. Daniel PARIS Meray-Vieille : M. Philippe PERNOT Miserey-Salines : M. Marcel FELT Montfaucon : M. Pierre CONTOZ Montferrand-le-Château : Mme Lucie BERNARD Novillars : M. Bernard LOUIS Palise : M. Daniel GAUTHEROT Rancenay : Mme Nadine DUSSAUCY Thise : M. Loïc ALLAIN Velesmes-Essarts : M. Jean-Marc JOUFFROY Vieille : M. Franck RACLOT Villars Saint-Georges : M. Damien LEGAIN

**Secrétaire de séance :** M. Eloi JARAMAGO

**Procurations de vote :** E.AEBISCHER à K.BERTAGNOLI, G.BAILLY à L.MULOT (jusqu'à la question n°5 incluse), N.BODIN à M.ZEHAF, C.CAULET à F.PRESSE, F.BRAUCHLI à A.CHAUVET, C.DEVESA à B.CYPRIANI, V.HALLER à D.HUGUET, P.C.HENRY à L.FAGAUT, M.LEMERCIER à C.WERTHE, C.LIME à A.CHASSAGNE, M.T.MICHEL à M.ETEVENARD, M.PIGNARD à K.DENIS-LAMIT, A.POULIN à J.E.LAFARGE, J.H.ROUX à Y.POUJET, J.SORLIN à S.COUDRY, G.SPICHER à O.GRIMAITRE, S.WANLIN à A.GHEZALI, A.BLESSEMAILLE à J.KRIEGER, R.VIENET à C.MAGNIN-FEYSOT, C.BOTTERON à A.NAPPEZ, M.LEOTARD à J.M.BOUSSET, M.JASSEY à Y.MAURICE (à partir de la question n°13), D.PARIS à E.BOURGEOIS, M.FELT à Y.GUYEN, P.CONTOZ à D.HUOT, N.DUSSAUCY à M.J.BERNABEU, B.VUILLEMIN à D.HUOT (à partir de la question n°9), L.ALLAIN à F.TAILLARD

Délibération n°2022/006062

Rapport n°32 - Schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid - Validation du plan d'action et engagement des premières phases opérationnelles

# Schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid

## Validation du plan d'actions et engagement des premières phases opérationnelles

**Rapporteur : Mme Lorine GAGLILOLO, Vice-Présidente**

### Résumé :

Grand Besançon Métropole est Autorité Organisatrice de la Distribution d'Énergie (AODE) et à ce titre compétente pour la création, l'aménagement, l'entretien et la gestion des réseaux de chaleur et de froid. Dans ce cadre, il a été décidé début 2020 d'établir un nouveau schéma directeur du chauffage urbain à l'échelle du territoire communautaire pour quantifier et qualifier les possibilités de développer la chaleur et le froid renouvelables distribués au travers de réseaux de chaleur ainsi que leur contribution possible aux objectifs du Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET).

Ce travail a été engagé en collaboration avec de nombreux services et acteurs du territoire et a mis en lumière des atouts et des leviers permettant d'envisager un doublement de la chaleur renouvelable à l'horizon 2035. La baisse des consommations liées aux rénovations de bâtiments, la disponibilité de ressources biomasse locales et des capacités résiduelles de production sur les chaufferies existantes ouvrent ainsi la voie, de manière raisonnée, à une extension des réseaux existants ainsi qu'à la création de nouveaux réseaux dans différents secteurs de Grand Besançon Métropole.

Il est ainsi proposé au Conseil Communautaire de valider le schéma directeur du chauffage urbain et son plan d'action, et d'engager les premières phases opérationnelles.

### **I. Contexte**

Le territoire de GBM compte deux réseaux de chaleur publics et une demi-douzaine de réseaux techniques alimentant en chauffage et eau chaude sanitaire (ECS) des logements, équipements publics et privés d'enseignement, de santé, de sport ou encore des acteurs économiques. Sont recensés deux SPIC et sept réseaux techniques, c'est-à-dire sans vente de chaleur à des tiers :

- Le réseau de chaleur historique de Planoise et des Hauts du Chazal, ainsi que le réseau de Novillars récemment mis en service, sous maîtrise d'ouvrage GBM
- Le réseau technique du campus de la Bouloie, sous maîtrise d'ouvrage de l'Université de Franche-Comté
- Le réseau technique de Mallarmé, sous maîtrise d'ouvrage de la Ville de Besançon
- 5 réseaux de chaleur techniques sous maîtrise d'ouvrage communale (Nancray, Gennes, Saône, Roset-Fluans, Montferrand-le-Château)

L'ensemble de ces réseaux, grâce à un mix énergétique composé à près de 80 % par des énergies renouvelable et de récupération (EnR&R), fournit actuellement le tiers de la production totale d'énergie renouvelable du territoire, soit 9 % de la quantité totale d'énergie consommée sur le Grand Besançon.

Principal réseau de chaleur du territoire, le chauffage urbain de Planoise et des Hauts du Chazal alimente à lui seul près de 14 000 équivalent-logements et évite le rejet de 22 900 t<sub>CO2</sub>/an liées à la combustion d'énergies fossiles. Il apporte aux usagers du service l'accès à une énergie compétitive et stable en limitant le recours aux énergies fossiles et la volatilité de ces prix, notamment dans le contexte actuel d'augmentation massive du prix des énergies.

Il est cependant impacté d'une part par les programmes de rénovation thermique de l'existant ainsi que les déconstructions d'immeubles en cours et à venir (NPNRU) qui ont pour effet de diminuer les besoins de chaleur. Sans nouvelle dynamique, l'ampleur de cette évolution impacterait l'équilibre économique du service, les charges fixes étant réparties sur une assiette moindre. A périmètre constant, l'effet du NPNRU serait ainsi de 8 à 10 % sur le prix de vente de la chaleur.

L'actuelle délégation de service public (DSP), confiée à la société CELSIUS arrivera à son terme le 31/12/2024. Un nouveau débat sur le choix du mode de gestion du service après 2024 sera mené en 2022.

L'enjeu global est donc à la fois de s'adapter à l'évolution urbaine pour conserver la valeur environnementale, l'équilibre économique et la qualité du service de distribution d'énergie calorifique tout en développant les réseaux de chaleur qui constituent un outil majeur d'intégration des EnR&R à l'échelle du territoire.

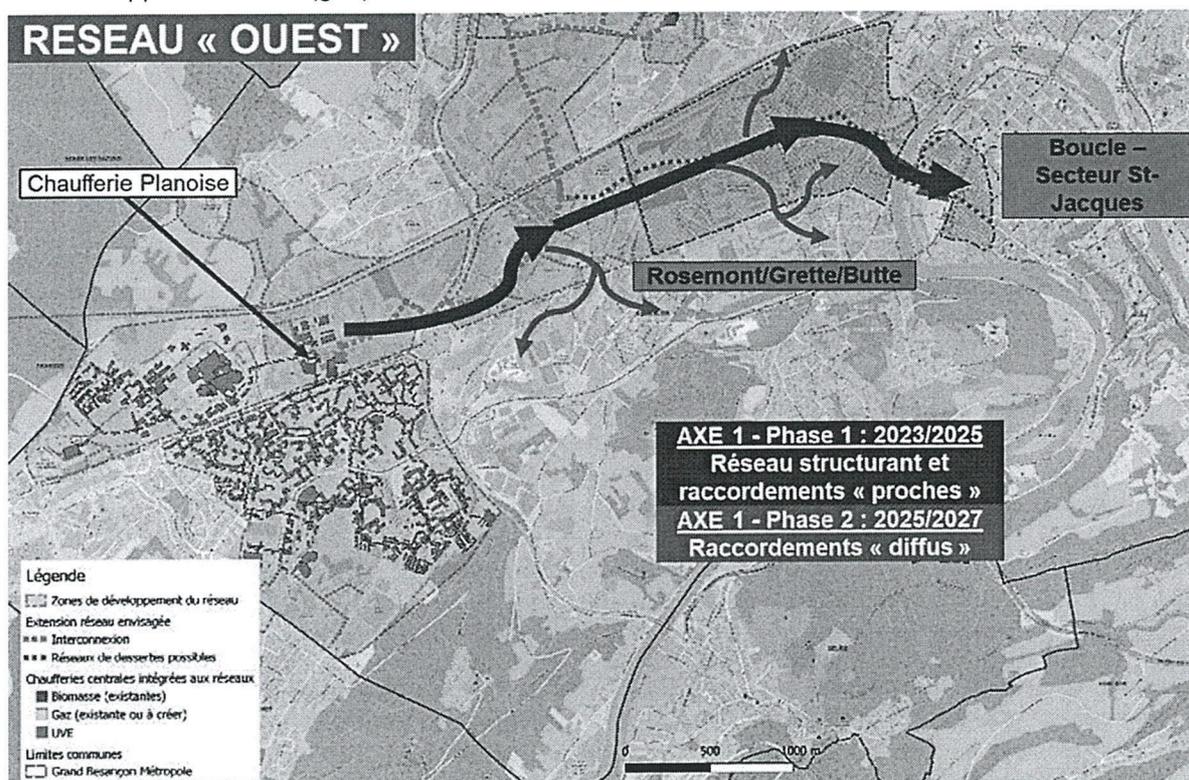
## II. Descriptif du plan d'actions

Le plan d'actions élaboré dans le cadre du schéma directeur consiste à déployer progressivement la chaleur renouvelable par le développement des réseaux de chaleur sur les secteurs à fort enjeu énergétique. Celui-ci a été construit dans le souci de valoriser les équipements déjà en place, et prioriser l'action tout en tenant compte des opérations d'aménagement en cours ou prévues et des ressources du territoire. Il a fait l'objet d'une consultation élargie des acteurs du territoire (bailleurs publics et privés, abonnés, ...) et partenaires du chauffage urbain.

Ce plan d'action se décline en deux axes complémentaires, pouvant être menés en parallèle :

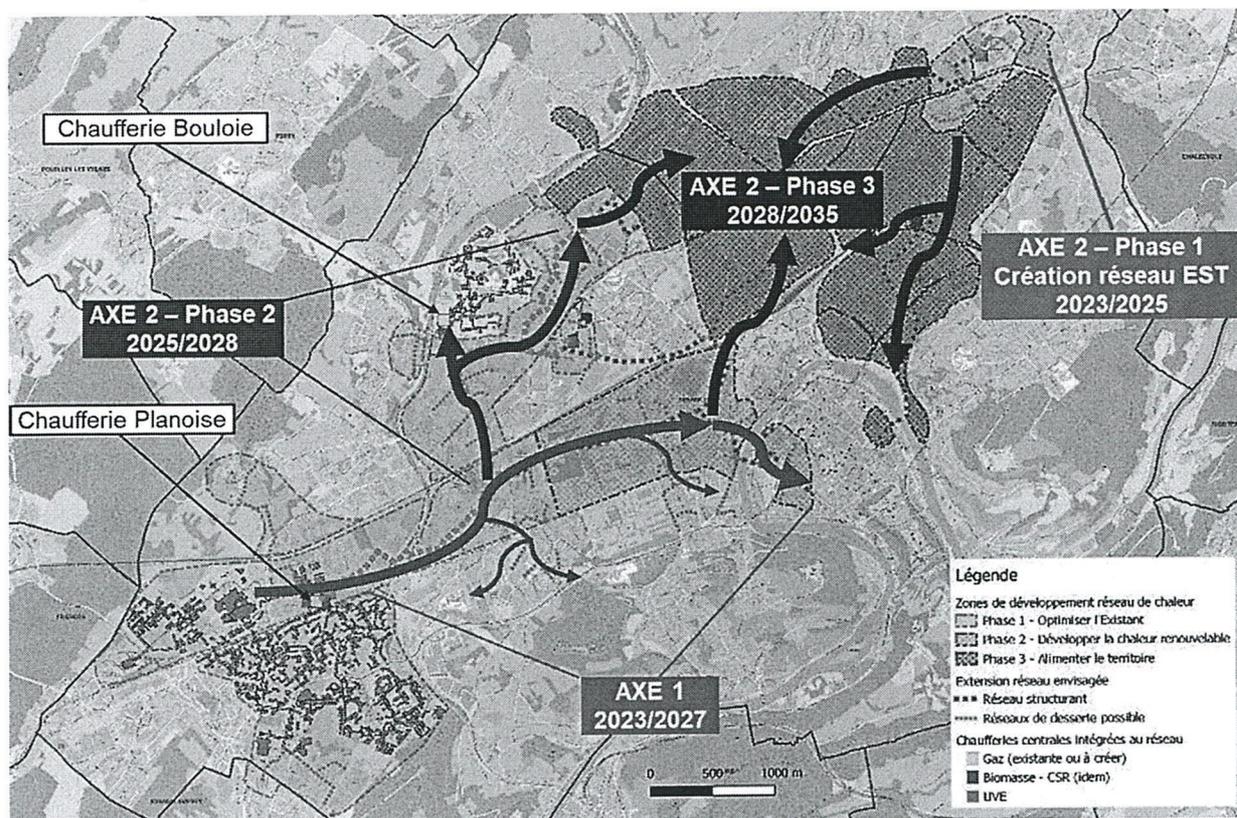
### AXE 1 : Compenser les baisses de consommation

- Phase 1 (2023-2025) : Conserver l'équilibre économique et maintenir la production d'EnR&R du réseau existant en développant une nouvelle branche en direction de la Boucle permettant de desservir les principaux consommateurs des secteurs de Saint-Ferjeux, Rosemont, Butte, Grette et Saint-Jacques (Armée, Ville de Besançon, Lycée, résidences collectives, ...).
- Phase 2 (2025 – 2027) : Poursuivre le développement via le raccordement diffus (antennes secondaires), la densification et l'extension depuis la branche nouvellement créée, principalement dans les secteurs de Rosemont, Grette et Saint-Jacques. Ce développement nécessite la mise en œuvre de nouveaux moyens de productions, à la fois EnR (biomasse) et d'appoint secours (gaz).



## AXE 2 : Alimenter le territoire en EnR&R

- Phase 1 (2023 – 2025) : La création d'une nouvelle chaufferie biomasse, éventuellement évolutive, et d'un réseau de chaleur sur le quartier de Palente et son développement progressif aux quartiers voisins (Orchamps, ...).
- Phase 2 (2025 – 2028) : La création de nouveaux moyens de production EnR ainsi que la poursuite des extensions et de la densification des réseaux existants.
- Phase 3 (2028 – 2035) : L'extension et le maillage des réseaux pour constituer un réseau unique.



La temporalité proposée pour la mise en œuvre opérationnelle des deux premières phases de chaque axe correspond à :

- La nécessité de compenser les baisses de ventes en lien avec le NPRU de Planoise (2022-2024) pour éviter un impact économique pour les abonnés existants;
- L'opportunité de fournir en chaleur le Lycée Pergaud dont les installations de chauffage doivent faire l'objet à très court terme d'une réfection globale.

Enfin, le schéma directeur a démontré l'intérêt environnemental et économique – valorisation des EnR&R et maintien d'un tarif compétitif – de réaliser à terme l'interconnexion globale pour disposer d'un réseau de chaleur unique à l'échelle bisontine. Cette interconnexion, outre une sécurisation de la fourniture et une optimisation des moyens de production de chaleur permettrait de desservir les usagers entre les réseaux interconnectés.

A noter que l'état des lieux n'a pas fait ressortir suffisamment de besoin en froid pour justifier le développement d'un réseau de froid. La production de froid restera toutefois envisageable à partir du réseau de chaleur avec l'installation de pompe à chaleur chez les abonnés qui le souhaiteraient. Concernant la création ou l'extension des réseaux technique communaux, les services de GBM se rapprocheront des communes où le potentiel est identifié pour définir des feuilles de route.

Au global, le plan d'action représente un investissement prévisionnel de l'ordre de 100 M€ sur une quinzaine d'année, composé aux deux tiers par le linéaire de réseaux de chaleur à créer (près de 100

km supplémentaires) et un tiers pour de nouveaux moyens de production. A terme, le réseau unique et étendu proposé permettrait la valorisation de 260 GWh issus d'énergie renouvelable et de récupération soit un quasiment doublement de la chaleur renouvelable au sein de la communauté urbaine (+ 145 GWh par rapport à 2020), contribuant à hauteur de 10 % de la trajectoire TEPOS à l'horizon 2050.

La déclinaison de ce schéma directeur se fera en plusieurs étapes dont l'engagement sera soumis à l'approbation du Conseil Communautaire. La première étape concerne le lancement des études de maîtrise d'œuvre pour la phase 1 de l'axe 1 et le recrutement d'un assistant à maîtrise d'ouvrage pour la phase 1 de l'axe 2 qui permettront d'affiner le projet et les montants d'investissement, ainsi que d'arrêter les modes de portage et de financement.

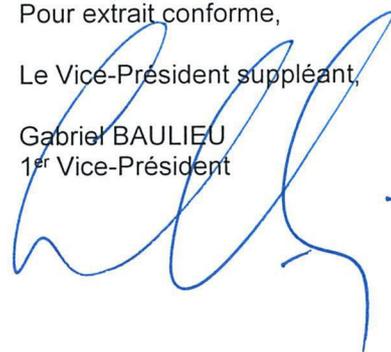
**A l'unanimité, le Conseil de Communauté :**

- prend connaissance et approuve le schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid et son plan d'action dans leur ensemble,
- autorise Madame la Présidente, ou son représentant, à solliciter les subventions publiques pour ces opérations, et à signer les éventuelles conventions afférentes.

Pour extrait conforme,

Le Vice-Président suppléant,

Gabriel BAULIEU  
1<sup>er</sup> Vice-Président



*Rapport adopté à l'unanimité :*

*Pour : 107*

*Contre : 0*

*Abstention\* : 0*

*Conseillers intéressés : 0*

*\*Le sens du vote des élus ne prenant pas part au vote est considéré comme une abstention.*

# Grand Besançon Métropole



## Schéma Directeur des réseaux de chaleur

Rapport 3 / Plan d'action

G35926 / Juillet 2021

Ce dossier a été réalisé par :  
Nicolas ROUSSAT, Directeur de Projet  
Gaël BERGER, Chargé d'affaires

**ELCIMAÏ ENVIRONNEMENT**

City Park Bâtiment B  
23 avenue de Poumeyrol  
69 300 Caluire et Cuire

**Tél :** 04.37.45.29.29

**Mail :** lyon@elcimai.com

Damien STUDER, Directeur de Mission - Associé

**FCL Gérer la Cité**

87 rue St-Lazare  
75 009 Paris

**Tél :** 01 55 34 40 00

Romain LAURET, Avocat associé

**Symchowicz Weissberg & Associés**

49, boulevard de Port Royal  
75 013 Paris

**Tél :** 01 44 90 90 80

**Mail :** Générique agence

AUTEURS		
Objet	Date	Nom
Création	28/04/2021	GBERG
1 <sup>ère</sup> diffusion	29/04/2021	GBERG
Compléments	21/07/2021	GBERG

# Sommaire

<b>CHAPITRE 1</b>	<b>LES ENJEUX DU SCHEMA DIRECTEUR</b>	<b>5</b>
1/	Les enjeux	5
<b>CHAPITRE 2</b>	<b>LE PLAN D' ACTIONS DU NOUVEAU SCHEMA DIRECTEUR</b>	<b>6</b>
1/	Un déploiement en trois temps	6
2/	Un plan d' action détaillé (annexe)	7
3/	<b>1<sup>ère</sup> étape : d' ici à 2025</b>	<b>9</b>
3.1/	Cartes	9
3.2/	Objectifs et actions	10
3.3/	Impacts	12
4/	<b>2<sup>ème</sup> étape, d' ici 2030</b>	<b>13</b>
4.1/	Cartes	13
4.2/	Objectifs et actions	14
4.3/	Impacts	15
5/	<b>3<sup>ème</sup> étape, jusqu' en 2035</b>	<b>16</b>
5.1/	Objectifs et actions	16
5.2/	Impacts	17
6/	<b>Actions de long terme et situation territoriale à 2050</b>	<b>18</b>
6.1/	Objectifs et actions	18
<b>CHAPITRE 3</b>	<b>FICHES ACTION</b>	<b>19</b>
1/	Généralités	19
2/	Classement des réseaux de chaleur : Novillars, Bouloie, Palente, St. Jacques	20
3/	Classement du réseau de Planoise	22
4/	Vérification du respect du classement des réseaux	23
5/	Réaliser le transfert du réseau technique de Mallarmé à la métropole et l' intégrer au réseau de Planoise	24

<b>6/ Réaliser le transfert du réseau de Bouloie à la métropole et l'intégrer au réseau de Planoise.....</b>	<b>26</b>
<b>7/ Renouvellement du contrat de DSP du réseau de chaleur de Planoise .....</b>	<b>28</b>
<b>8/ Demandes de subventions et articulation avec le dispositif des CEE</b>	<b>30</b>
<b>9/ Assurer un taux d'EnR élevé aux abonnés du réseau de Besançon .....</b>	<b>33</b>
<b>10/ Assurer la fourniture de chaleur aux nouveaux abonnés .....</b>	<b>34</b>
<b>11/ Favoriser la mise en œuvre de fourniture de froid décentralisée aux abonnés .....</b>	<b>38</b>

# Chapitre 1 Les enjeux du schéma directeur

## 1/ Les enjeux

Le schéma directeur et l'élaboration du plan d'action qui en découle ont les enjeux suivants :

- Garantir la pérennité du réseau (technique)
  - S'adapter aux évolutions réglementaires
  - S'adapter à l'évolution urbaine, notamment aux projets de renouvellement urbain
- Développer le réseau et assurer sa compétitivité (économique)
  - Compenser la baisse des consommations énergétiques des bâtiments raccordés (réhabilitations énergétiques, dérèglement climatique), qui crée mécaniquement une hausse des coûts énergétiques
  - Apporter le service public de distribution de chaleur au plus grand nombre
  - Simplifier la gestion des réseaux historiques
- Développer les ENR&R et limiter les émissions de CO<sub>2</sub>
  - En cohérence avec les objectifs du PCAET
    - Neutralité carbone d'ici 2050
    - Production ENR&R x 2,2 entre 2015 et 2030
  - Compenser l'arrêt de la cogénération et du four n°4 de l'UVE
- Assurer la qualité de service et la satisfaction des usagers

# Chapitre 2 Le plan d'actions du nouveau schéma directeur

## 1/ Un déploiement en trois temps

Le déploiement du réseau de chaleur sur la ville de Besançon repose sur l'extension du réseau existant de Planoise, avec l'intégration des réseaux techniques de la Bouloie (université) et de Mallarmé, et la création de nouveaux réseaux sur les quartiers de Palente et de St-Jacques et leurs interconnexion à terme au réseau principal de Planoise.

Ce déploiement a pour objectif de faire passer le nombre d'équivalent logement desservis de 14 000 actuellement à près de 34 000 en 2035.

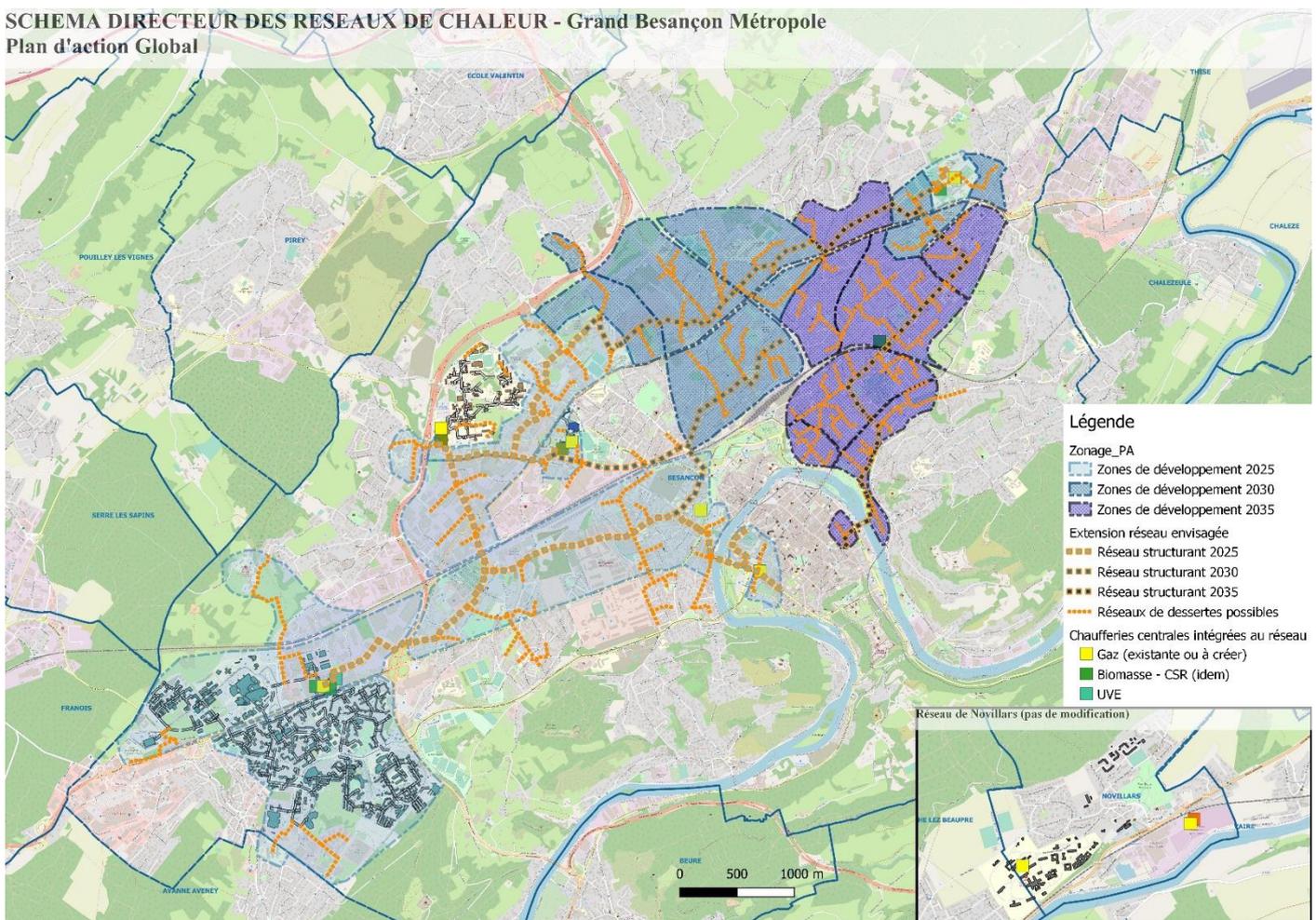


Figure 1 : déploiement quinquennal du réseau de chaleur sur la ville de Besançon

	Planoise et des hauts de Chazal *	Mallarmé	La Bouloie	St. Jacques / Arsenal	Palente	Novillars
2020	Réseau de chaleur	Indépendant	Indépendant	-	-	Indépendant
2025	Réseau de chaleur	<b>Intégré à Planoise</b>	<b>Intégré à Planoise</b>	<b>réseau indépendant ou intégré</b>	<b>Création réseau indépendant</b>	
2030	Réseau de chaleur			<b>Intégré à Planoise</b>	Extension	
2035 et +	Un seul réseau de chaleur				<b>Intégré à Planoise</b>	

Tableau 1 : Synthèse du déploiement des réseaux de chaleur

## 2/ Un plan d'action détaillé (annexe)

Chaque action est détaillée suivant :

- Sa temporalité
- La localisation ou le périmètre de l'action, le réseau de chaleur concerné si cela s'applique
- La description de l'action à mener
- Son porteur
- La présence d'une fiche action détaillée
- L'impact environnemental, si elle est dissociable des autres :
  - Energie distribuée supplémentaire pour l'horizon défini
  - La quantité de chaleur EnR&R produite supplémentaire,
  - Les émissions de GES évitées. <sup>1</sup>
- Les principaux aspects financiers

<sup>1</sup> □ Les actions ne sont pas sommables : il a été évalué l'impact de la construction de nouveaux moyens de productions, et également l'impact du raccordement de bâtiments existants au réseau. Cet impact est évalué selon une différence de contenu de CO2 entre une solution gaz classique et le réseau. Hors ce contenu nécessite la création du ou des moyens de production suscités,

- L'investissement nécessaire<sup>2</sup>, et les subventions retenues
- Impact sur le prix de la chaleur (évaluation qualitative, et non quantitative)
- Le ou les indicateur(s) de suivi de l'action

TEMPORALITE	OPERATIONS RETENUES			ACTIONS A MENER	Porteur actions
	Localisation	Réseau concerné si existant	Type d'opération		
S'adapter aux évolutions urbaines, réglementaire et législatives					
d'ici au 1er janvier 2022	Métropole	Tous	Urbanisme	Délibérer quant au classement ou au non-classement des réseaux de chaleur, et quelles zones "zones de développement prioritaires"	GBM

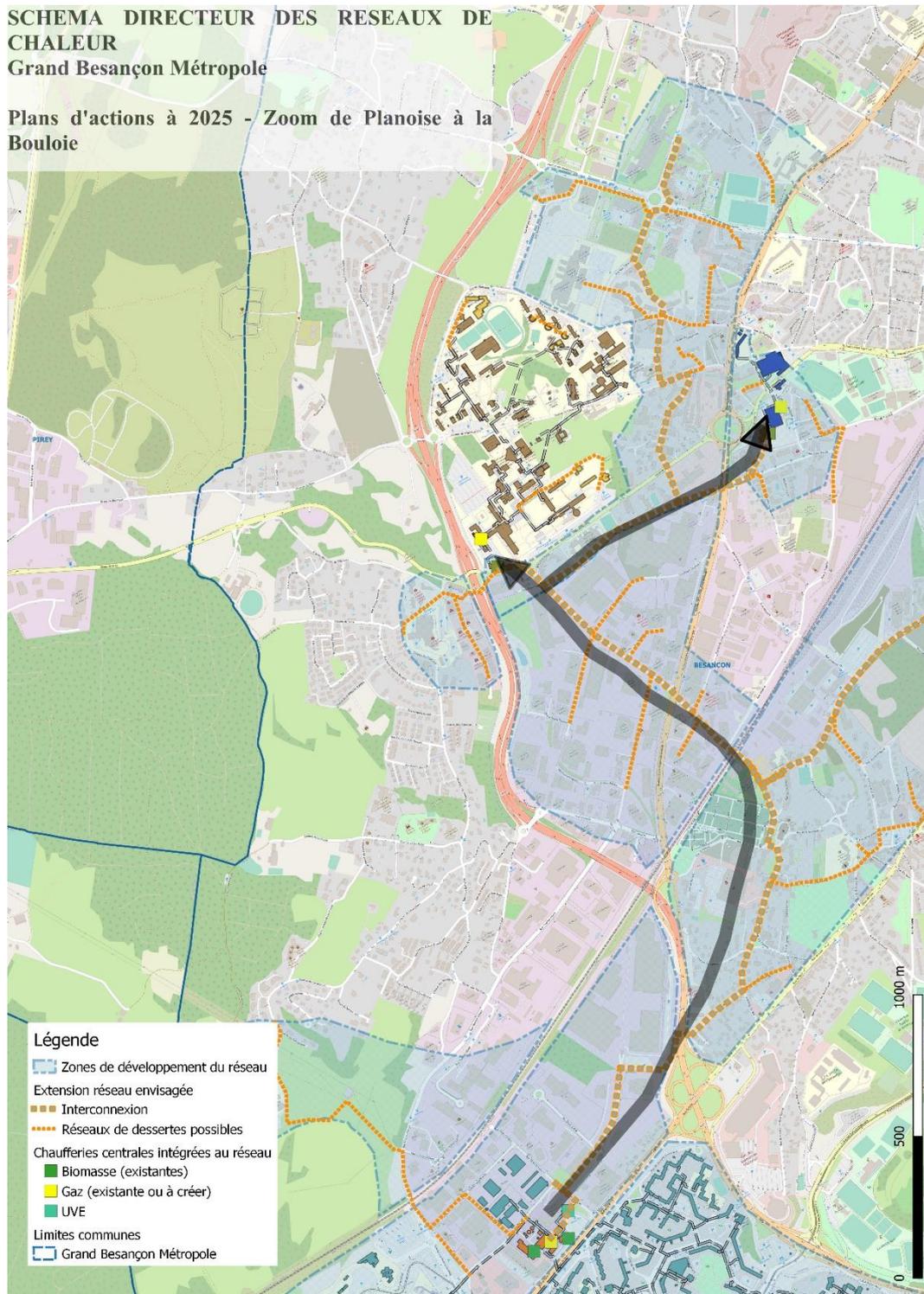
Fiche action détaillée	IMPACT ENVIRONNEMENTAL			ASPECTS FINANCIERS		Suivi
	Energie distribuée Horizon 2025	EnR&R produite supp.	Emissions de GES évitées	Investissement (et Subventions)	Impact sur le prix de la chaleur (réseaux existants)	Indicateur(s) de suivi
Oui	-	-	-	évalué dans fiche d'action	-	Accès aux informations et au zonage sur le PLUi

**Ce fichier Excel est disponible en annexe 1 au présent rapport.**

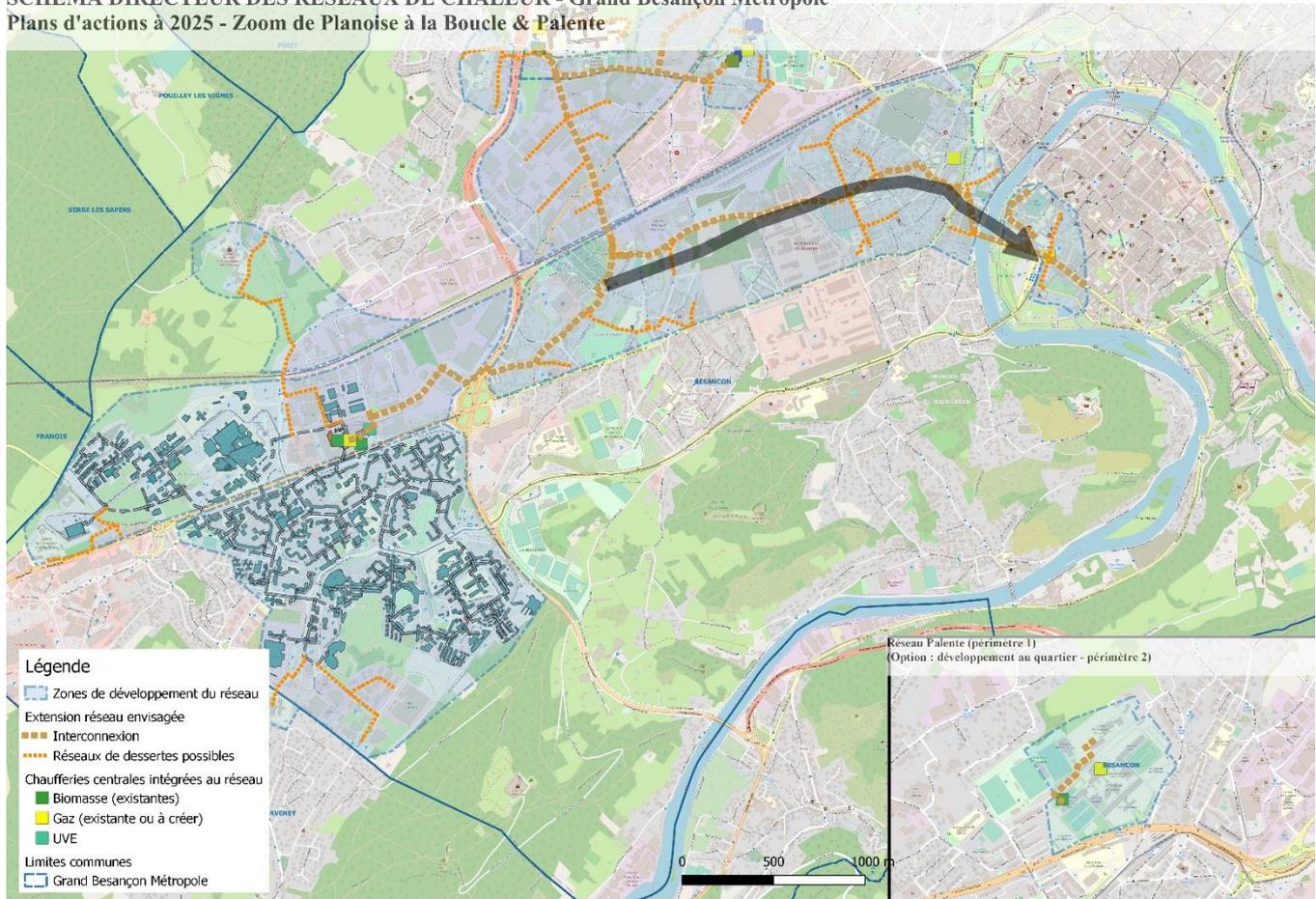
<sup>2</sup> Investissements exprimé en Millions d'euros HT TDC, soit Toutes Dépenses Confondus. Pour cela, il a été en compte une facteur 5% pour les aléas et de 15% pour tous les études et frais annexes, dont celles de portage des projets.

### 3/ 1<sup>ère</sup> étape : d'ici à 2025

#### 3.1/ Cartes



SCHEMA DIRECTEUR DES RESEAUX DE CHALEUR - Grand Besançon Métropole  
Plans d'actions à 2025 - Zoom de Planoise à la Boucle & Palente



### 3.2/ Objectifs et actions

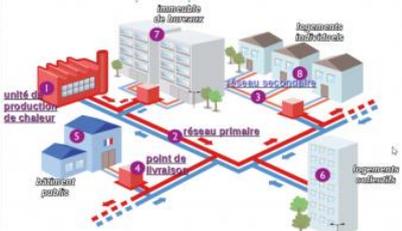
Les objectifs principaux d'ici à 2025 :

- S'adapter aux évolutions urbaines, réglementaire et législatives
- Réaliser l'intégration des réseaux de Planoise, Mallarmé et du domaine universitaire de la Bouloie
- Apporter une solution EnR&R aux quartiers de St. Jacques – Arsenal et Palente
- Accompagner le développement des réseaux de chaleur
- Assurer une production de chaleur sécurisée avec un taux d'EnR&R élevé aux raccordés

OPERATIONS RETENUES		ACTIONS A MENER	Porteur action
Localisation	Réseau concerné		
<b>S'adapter aux évolutions urbaines, réglementaire et législatives</b>			
Métropole	Tous	Délibérer quant au classement ou au non-classement des réseaux de chaleur, et définir les "zones de développement prioritaires"	GBM
Métropole	Réseaux classés	Mise en place et en œuvre des procédures permettant l'application du classement des réseaux	GBM et villes

Planoise	Planoise	Adapter les équipements existants au programme de Renouvellement urbain de Planoise	-
Chaufferie urbaine de Planoise	Planoise	Respects nouvelles normes d'émissions de polluants atmosphériques & suppression fioul lourd	GBM / Exploitant
Métropole	Tous	Suivi de la compétitivité du réseau : Suivi des tarifications énergétiques et coûts carbonés.	GBM / Exploitant
<b>Réaliser l'intégration des réseaux de Planoise, Mallarmé et de la Bouloie</b>			
Mallarmé	Mallarmé	Réaliser le transfert du réseau de Mallarmé à la métropole et l'intégrer au réseau de Planoise	GBM
La Bouloie	Bouloie	Réaliser le transfert du réseau de la Bouloie à la métropole et l'intégrer au réseau de Planoise	GBM
Planoise	Planoise	Renouveau du contrat de DSP du réseau de chaleur de Planoise, y compris le développement du réseau et l'intégration des réseaux suscités	GBM
Besançon	Planoise	Créer le feeder reliant les chaufferies de Planoise, la Bouloie et Mallarmé et adapter les équipements en	GBM
La Bouloie	La Bouloie	Mises aux normes et à niveau des du réseau et des sous-stations du réseau de la Bouloie	GBM et/ou l'UFC et le CROUS
Métropole	Tous	Demandes de subventions et articulation avec le dispositif des CEE	GBM
<b>Apporter une solution EnR&amp;R aux quartiers de St. Jacques - Arsenal, Palente</b>			
Besançon (Palente)	Etudes préalables à la création	2021 : étude de faisabilité Fin 2021 : Choix de la réalisation, du périmètre, du porteur de projet et du mode de gestion 2022 : Etudes, contractualisation (avec futurs usagers, travaux)	GBM / Département / Région
Besançon (Palente)	Création	2023 à 2024 : travaux Début de saison de chauffe 2024/2025 : 1 <sup>ère</sup> livraison de chaleur	Non défini à ce stade
Besançon (St. Jacques / Arsenal)	Etudes préalables	2021 : étude de faisabilité réseau de chaleur et de froid Fin 2021 : Choix réalisation et mode de gestion	Ville de Besançon
	Création	Choix 1 : créer un réseau de chaleur, potentiellement de froid également, spécifique à la zone	Ville de Besançon / GBM
	Création	Choix 2 : Étendre le réseau de Planoise jusqu'à la zone pour délivrer la chaleur aux bâtiments	
	Planoise	Choix 3 : Créer un réseau spécifique de froid pour l'ensemble des usagers, et un RC alimentant les premiers bâtiments livrés	
Planoise	Suite choix 3 : Étendre le réseau de Planoise et intégrer le réseau préalablement créé		
Besançon	Planoise	Créer le feeder reliant les chaufferies de Planoise, la Bouloie et Mallarmé et adapter les équipements en chaufferies	GBM
<b>Développer les réseaux de chaleur et de froid</b>			
Besançon	Planoise	Définir une politique de Droits de Raccordements en prenant en compte les aides et CEE	GBM
Besançon	Planoise	Étendre les réseaux de chaleur dans les zones pressenties	GBM & Expl.
Besançon	Réseau froid	Étudier la mise en œuvre de réseaux de froid	
<b>Assurer une production de chaleur sécurisée avec un taux d'EnR&amp;R élevé aux raccordés</b>			
Besançon (Planoise, La Bouloie)	Planoise	Créer des moyens centralisés de production d'appoint et de secours pour assurer la fourniture de chaleur aux nouveaux abonnés	GBM / Exploitant
Besançon	Planoise	Créer des moyens décentralisés de production d'appoint et de secours	GBM / Exploitant
Besançon (Planoise)	Planoise	Assurer un taux d'EnR&R élevé en étudiant la création d'un nouveau moyen de production d'EnR&R à la chaufferie centrale de la Planoise	GBM / Exploitant

### 3.3/ Impacts

<p>1 à 2 nouveau(x) <b>réseau(x) de chaleur créé(s)</b> : Palente et St Jacques</p> 	<p>Un <b>développement fort</b> :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ 38 km de réseau</li> <li>+ 184 points de raccordements nets</li> <li>+ 60 GWh de livraisons de chaleur par les réseaux à de nouveaux abonnés<sup>3</sup></li> </ul>
<p>+ 65 GWh de <b>production EnR&amp;R</b> <sup>4</sup></p> <p><i>Avec les moyens de production actuels</i></p>	<p>Un <b>taux d'EnR</b> de 75 à 80 % <sup>5</sup> de la chaleur livrée</p> 
<p>Des <b>investissements</b> (hors subventions) de 38 M€ d'euros TDC</p>	<p>Un <b>prix de la chaleur</b> entre 75 et 80€TTC/MWh</p>
<p>20 000 <b>équivalent logements</b> raccordés sur Besançon</p>	<p>Les réseaux permettront que 12% de la consommation d'énergie<sup>6</sup> du territoire de la Métropole soit issue des énergies renouvelables et de récupération</p>
<p>37 000 tonnes de <b>CO2 évités par les réseaux de chaleur</b></p> <p>Un <b>contenu en CO2</b> de la chaleur de ~ 75 g<sub>CO2</sub>/kWh</p>	<p>Autres impacts environnementaux : Baisse de la pollution atmosphérique, effets directs et indirects sur l'activité économique</p>

<sup>3</sup> Les valeurs sont définies par rapport à la situation de référence, soit le scénario 0. Il intègre les évolutions prévisibles des réseaux, avec un développement limité aux zones actuelles des réseaux et les projets de renouvellement urbains

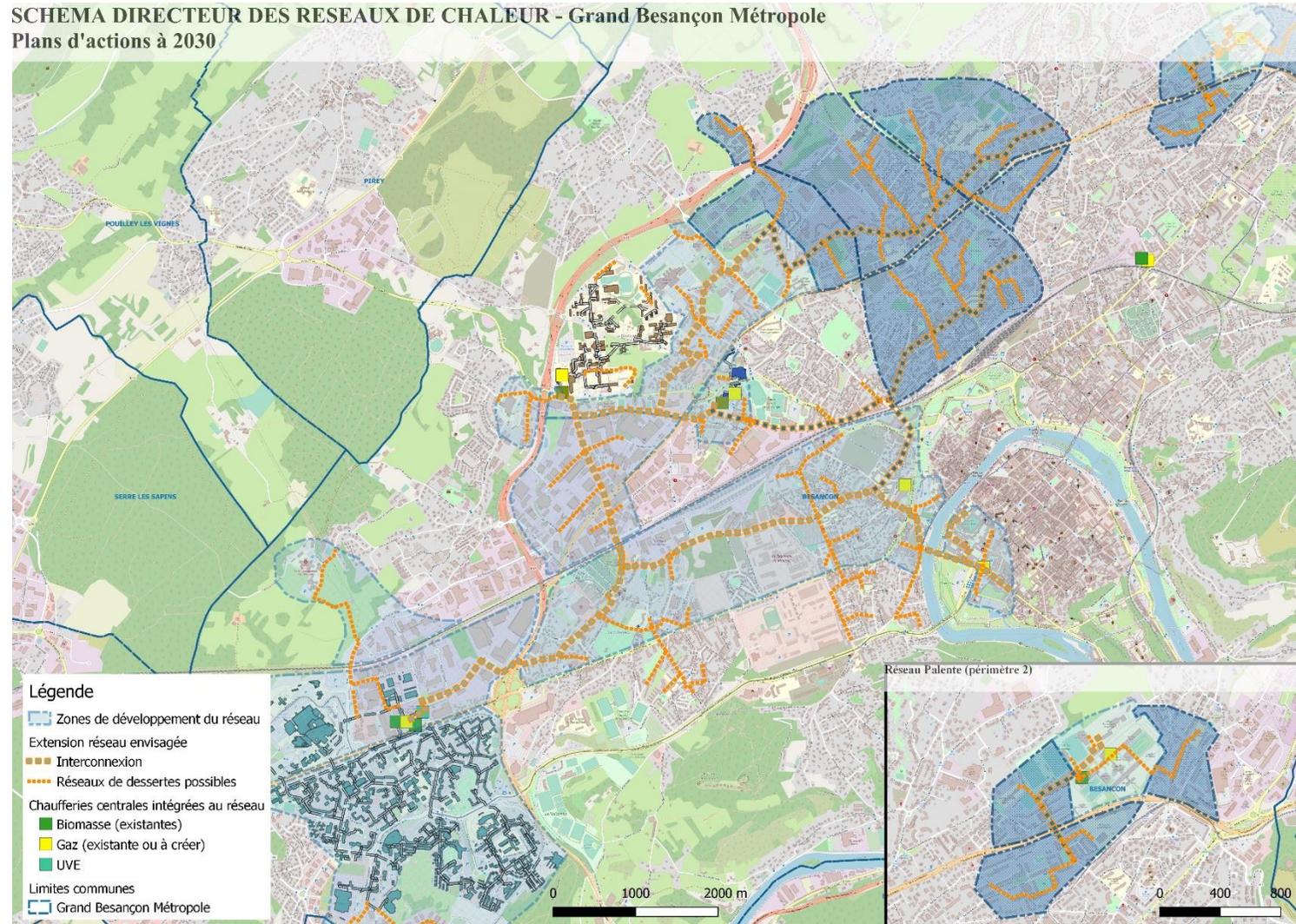
<sup>4</sup> Par rapport à la situation projetée en 2025, sauf avant démarrage d'un niveau moyen de production EnR&R et avec la cogénération gaz en fonctionnement.

<sup>5</sup> Ce taux dépend des consommations réelles des nouveaux raccordés comme des raccordés existants : Une baisse tendancielle plus faible pourra mener ç une hausse des consommations des abonnés, et don une baisse de ce taux d'EnR&R.

<sup>6</sup> Hors transports

## 4/ 2<sup>ème</sup> étape, d'ici 2030

### 4.1/ Cartes



## 4.2/ Objectifs et actions

Les objectifs principaux d'ici à 2030 :

- Réaliser l'intégration des réseaux de Planoise, Mallarmé et de la Bouloie
- Apporter une solution EnR&R aux quartiers de St. Jacques – Arsenal et Palente
- Accompagner le développement des réseaux de chaleur
- Assurer une production de chaleur sécurisée avec un taux d'EnR&R élevé aux raccordés

OPERATIONS RETENUES		ACTIONS A MENER	Porteur actions
Localisation	Réseau concerné		
<b>Réaliser l'intégration des réseaux de Planoise, Mallarmé et du domaine universitaire de la Bouloie</b>			
La Bouloie	La Bouloie	Mises aux normes et à niveau du réseau et des sous-stations du réseau de la Bouloie	GBM
<b>Apporter une solution EnR&amp;R aux quartiers de St. Jacques - Arsenal, Palente</b>			
Besançon (Palente)	Palente	Etendre sur le réseau jusqu'au scénario du périmètre 2 de l'étude de faisabilité	Non défini à ce stade
Besançon (St. Jacques / Arsenal)	Création	Raccorder les bâtiments construits ou réhabilités dans le quartier de St. Jacques au fur et à mesure et leur livraisons	GBM
<b>Accompagner le développement des réseaux de chaleur et de froid</b>			
Métropole	Tous	Prolonger le classement des réseaux de chaleur, adapter les zones développements prioritaires et maintenir les procédures permettant l'application du classement des réseaux	GBM
Métropole	Tous	Renouveler la démarche de schémas directeur des énergies & des réseaux de chaleur	GBM
Métropole	Planoise	Créer et étendre les réseaux de chaleur ruraux	A définir
Besançon	Planoise	Etendre les réseaux de chaleur aux bâtiments existants proches des réseaux existants et dans les zones pressenties :	GBM / Exploitant
Métropole	Etudes préalables	Dès les études préalables aux projets d'aménagements urbains, étudier les différentes solutions de déploiements des EnR&R et de développement ou de de raccordement à un RC	GBM, villes et aménageurs
Métropole	Création / Extension	Créer des réseaux spécifiques ou raccorder à un réseau existant proche les bâtiments des zones d'aménagements	Non défini à ce stade
Besançon	Réseau froid	Etudier la mise en œuvre de réseaux de froids	
<b>Assurer une production de chaleur sécurisée avec un taux d'EnR&amp;R élevé aux raccordés</b>			
Besançon	Planoise	Assurer un taux d'EnR&R élevé (>80%) avec la création d'un nouveau moyen de production d'EnR&R à la chaufferie centrale de la Planoise et l'optimisation de la chaudière de la Bouloie	GBM
Besançon	Planoise	Créer des moyens décentralisés de production d'appoint et de secours	GBM / Exploitant

## 4.3/ Impacts

<p>20 000 <b>équivalent logements</b> raccordés sur Besançon</p>	<p>La poursuite d'un <b>développement fort</b> :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ + 17 km de réseau</li> <li>▪ + 180 points de raccordements nets</li> <li>▪ + 69 GWh de livraisons de chaleur par les réseaux à de nouveaux abonnés<sup>7</sup></li> </ul>
<p>+ 85 GWh de <b>production EnR&amp;R</b> <sup>8</sup></p>	<p>Un <b>taux d'EnR</b> de 80 à 85 % <sup>9</sup> de la chaleur livrée</p> 
<p>Des <b>investissements</b> (hors subventions) de 38 M€ d'euros TDC</p>	<p>Un <b>prix de la chaleur</b> entre 80 et 85€TTC/MWh</p>
<p>44 000 tonnes de <b>CO2 évités par les réseaux de chaleur</b></p> <p>Un <b>contenu en CO2</b> de la chaleur de ~ 75 g<sub>CO2</sub>/kWh</p>	<p>Les réseaux permettront que 17% de la consommation d'énergie<sup>10</sup> du territoire de la Métropole soit issue des énergies renouvelables et de récupération</p>

<sup>7</sup> Les valeurs sont définies par rapport à la situation de référence, soit le scénario 0. Cette situation intègre les évolutions prévisibles des réseaux, avec un développement limité aux zones actuelles des réseaux et les projets de renouvellement urbains

<sup>8</sup> Par rapport à la situation projetée en 2025, sauf avant démarrage d'un niveau moyen de production EnR&R et avec la cogénération gaz en fonctionnement.

<sup>9</sup> Ce taux dépend des consommations réelles des nouveaux raccordés comme des raccordés existants et de la puissance EnR<sup>2</sup>R disponible

<sup>10</sup> Consommations des bâtiments, de l'agriculture et de l'industrie. Hors transports

## 5/ 3<sup>ème</sup> étape, jusqu'en 2035

### 5.1/ Objectifs et actions

Les objectifs principaux d'ici à 2035 :

- Accompagner le développement des réseaux de chaleur, pour l'Est de Besançon notamment
- Assurer une production de chaleur sécurisée avec un taux d'EnR&R élevé aux raccordés
- Apporter une solutions EnR&R aux projets d'aménagements urbains

OPERATIONS RETENUES		ACTIONS A MENER	Porteur actions
Localisation	Réseau concerné si existant		
<b>Apporter une solutions EnR&amp;R aux projets d'aménagements urbains</b>			
Métropole	Etudes préalables à la création	Dès les études préalables aux projets d'aménagements urbains, étudier les différentes solutions de déploiements des EnR&R et de développement ou de de raccordement à un réseau de chaleur	GBM + villes et aménageurs
Métropole	Création / Extension	Créer des réseaux spécifiques ou raccorder à un réseau existant proche les bâtiments des zones d'aménagements où cela est viable technico-économiquement	Non défini à ce stade
<b>Accompagner le développement des réseaux de chaleur</b>			
Métropole	Tous	Prolonger le classement des réseaux de chaleur, adapter les zones développements prioritaires et maintenir les procédures permettant l'application du classement des réseaux	GBM
Métropole	Tous	Renouveler la démarche de schémas directeur des énergies & des réseaux de chaleur	GBM
Métropole	Planoise	Créer et étendre les réseaux de chaleur ruraux	Variable svt projet
Besançon	Planoise	Etendre les réseaux de chaleur aux bâtiments existants proches des réseaux existants et dans les zones pressenties : Est de Besançon	GBM / Exploitant
<b>Assurer une production de chaleur sécurisée avec un taux d'EnR&amp;R élevé aux raccordés</b>			
Besançon	Planoise	Assurer un taux d'EnR&R élevé (>80%) avec la création d'un nouveau moyen de production d'EnR&R vers l'Est de Besançon	GBM
Besançon	Création	Créer des moyens centralisés de production d'appoint et de secours des moyens de production de base pour assurer la fourniture de chaleur aux nouveaux abonnés	GBM

## 5.2/ Impacts

<p>1 seul grand réseau de chaleur sur la ville de Besançon</p> <p>37 000 <b>équivalent logements</b> raccordés à Besançon</p>	<p>La poursuite d'un <b>développement fort</b> :<sup>11</sup></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ + 23 km de réseau</li> <li>▪ + 184 points de raccordements nets</li> <li>▪ + 55 GWh de livraisons de chaleur par le réseau à de nouveaux abonnés<sup>12</sup></li> </ul>
<p>+ 115 GWh <b>de production EnR&amp;R</b> <sup>13</sup></p>	<p>Un <b>taux d'EnR</b> de 80 à 85 % <sup>14</sup> de la chaleur livrée</p> 
<p>Des <b>investissements</b> (hors subventions) de 38 M€ d'euros TDC</p>	<p>Un <b>prix de la chaleur</b> entre 80 et 85€TTC/MWh</p>
<p>54 000 tonnes de <b>CO2 évités par le réseau de chaleur</b></p> <p>Un <b>contenu en CO2</b> de la chaleur de ~ 50 g<sub>CO2</sub>/kWh</p>	<p>Les réseaux permettront que 17% de la consommation d'énergie<sup>15</sup> du territoire de la Métropole soit issue des énergies renouvelables et de récupération</p>

<sup>11</sup> Par rapport à 2030

<sup>12</sup> Les valeurs sont définies par rapport à la situation de référence, soit le scénario 0. Cette situation intègre les évolutions prévisibles des réseaux, avec un développement limité aux zones actuelles des réseaux et les projets de renouvellement urbains

<sup>13</sup> Par rapport à la situation projetée en 2025, sauf avant démarrage d'un niveau moyen de production EnR&R et avec la cogénération gaz en fonctionnement.

<sup>14</sup> Ce taux dépend des consommations réelles des nouveaux raccordés comme des raccordés existants et de la puissance EnR<sup>2</sup>R disponible

<sup>15</sup> Consommations des bâtiments, de l'agriculture et de l'industrie. Hors transports

## 6/ Actions de long terme et situation territoriale à 2050

### 6.1/ Objectifs et actions

Les objectifs principaux d'ici à 2050 :

- Accompagner la densification des réseaux de chaleur
- Adapter les moyens de productions aux évolutions des besoins,
- Apporter une solutions EnR&R aux projets d'aménagements urbains
- Densifier le réseau dans les zones desservies par les réseaux

OPERATIONS RETENUES		ACTIONS A MENER	Porteur actions
Localisation	Réseau concerné		
<b>Accompagner la densification des réseaux de chaleur</b>			
Métropole	Tous	Prolonger le classement des réseaux de chaleur, adapter les zones développements prioritaires et maintenir les procédures permettant l'application du classement des réseaux	GBM
Métropole	Tous	Continuer à viser la raccordement de bâtiments existants proches des réseaux existants pour permettre la conservation d'une densité énergétique	GBM et villes, exploitants des réseaux de chaleur
<b>Adapter les équipements aux baisses des besoins de chaleur</b>			
Besançon	Bouloie	Abandonner la chaufferie plaquettes de la Bouloie ou la remplacer par une chaudière moins puissante lors de l'arrivée en fin de vie de la chaudière	GBM / Exploitant
Besançon	Mallarmé	Idem pour la chaudière de Mallarmé	GBM / Exploitant
Planoise	Planoise	Idem pour la chaudière G6	GBM / Exploitant
Besançon	Tous	Ne pas renouveler et démanteler des équipements d'appoints/secours existants	GBM / Exploitant
Métropole	Tous	Renouveler la démarche de schémas directeur des énergies & des réseaux de chaleur pour anticiper les évolutions	GBM
<b>Apporter une solutions EnR&amp;R aux projets d'aménagements urbains</b>			
Métropole	Etudes préalables à la création	Dès les études préalables aux projets d'aménagements urbains, étudier les différentes solutions de déploiements des EnR&R et de développement ou de de raccordement à un réseau de chaleur	GBM, villes et aménageurs
Métropole	Création / Extension	Créer des réseaux spécifiques ou raccorder à un réseau existant proche les bâtiments des zones d'aménagements où cela est viable technico-économiquement	Non défini à ce stade
<b>Tendre vers 100% d'énergie renouvelables et de récupération</b>			
Métropole	Tous	Renouveler les chaudières biomasses arrivant en fin de vie, faites pour fonctionner en base, par des équipements conçus pour fonctionner en appoint & secours	GBM et exploitants réseaux
Métropole	Tous	Convertir les équipements d'appoints et secours conservés, fonctionnant au gaz naturel et au fioul à des combustibles verts : biogaz, biocarburants, huiles végétales, hydrogène vert	GBM et exploitants réseaux

## Chapitre 3      Fiches action

### 1/ Généralités

Les « fiches action » définies ci-après ne concernent que certaines actions qui nécessitent d'être détaillées.

Elles permettent de définir le « Qui, Quoi, Quand, Comment » de ces actions.

#### **Rapport provisoire au 21/07/2021 :**

Cette version comprennent des détails de mise en œuvre qui ne sont qu'une proposition, dans l'attente d'une présentation et d'une validation en COTECH puis en COPIL.

## **2/ Classement des réseaux de chaleur : Novillars, Bouloie, Palente, St. Jacques**

### **Porteur de l'action :**

- Possibilité : Ville ou Métropole. La collectivité classant le réseau est également celle qui a la charge de la vérification de cette obligation.
- Proposition : Métropole

### **Contraintes externes :**

- Classement des réseaux devenant automatique à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2022
- Réseaux devant respecter des conditions spécifiques

### **Actions :**

- Pour les réseaux de chaleur existants :
  - Classer les réseaux par délibération pour définir précisément les « zones de développement prioritaire » et les seuils économiques de dérogation.
  - Planoise : Voir fiche action spécifique
- Pour les réseaux créés :
  - Classer dès que possible les projets de réseaux de chaleur pour accompagner leurs développements à long terme.

### **Temporalité :**

- Planoise : voir fiche action spécifique
- Novillars :
  - D'ici fin 2021,
  - Conditions de classement :
    - Zone de développement prioritaire : Le périmètre de la DSP
    - Durée classement proposé : valable pendant la durée de la DSP actuelle (→ 2035),
  - Sans renouvellement régulier de la procédure de classement
- Bouloie et Mallarmé :
  - Impossible présentement (Ces réseaux ne sont pas juridiquement des réseaux de chaleur)
- St. Jacques :
  - En cas de réalisation de ce réseau, une fois que les conditions économiques de raccordement et d'exploitation sont fixés
- Palente :
  - Scénario 1 (restreint au lycée, collège et bâtiment communaux proches) : Délibération de non-classement

- Scénario 2 (réseau ouvert à des tiers des acteurs par rapport aux scénario 1) :  
En cas de réalisation de ce réseau, une fois que les conditions économiques de raccordement et d'exploitation sont fixés

**Délais de réalisation :**

- 3 mois pour dossier de demande et la concertation
- 3 à 5 mois pour réalisation des démarches administratives (délibération et suites de la procédure)

**Coût :** Prestation intellectuelle < 10k€, pouvant être réalisé en interne

**Mobilisation partenaires :** indispensable (Exploitant réseau, CCSPL si service public, service urbanisme)

### 3/ Classement du réseau de Planoise

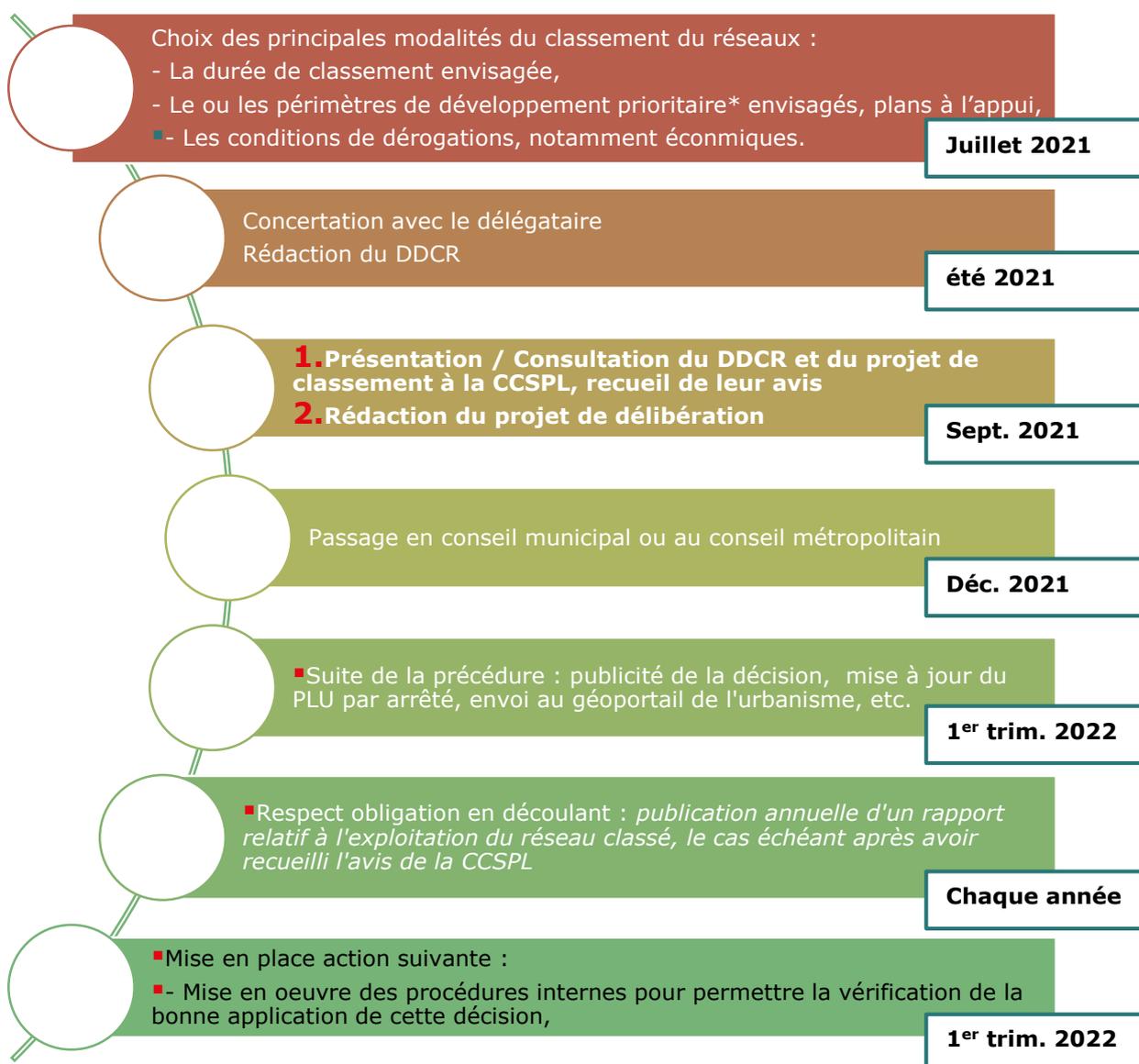
**Porteur de l'action** : Ville ou Métropole. La collectivité classant le réseau est également celle à la charge de la vérification de cette obligation.

**Délais** :

- D'ici fin 2021
- Puis 2024 et tous les 5 ans

**Coût** : Prestation intellectuelle pouvant être réalisée en interne, sinon < 10k€HT

**Mobilisation partenaires** : indispensable (Exploitant réseau, CCSPL, service urbanisme)



## 4/ Vérification du respect du classement des réseaux

### Porteur de l'action :

Métropole (Collectivité ayant classée le réseau) :

- Service mutualisé de l'urbanisme en charge de la vérification de la conformité des permis de construire et des règles d'urbanismes

Cas de Novillars : La ville, au vu de l'absence de recours au service mutualisé d'instruction des permis de construire

- En coordination avec le service mutualisé énergie

### Actions :

- Définition de la procédure interne de vérification de cette obligation au moment du dépôt des permis de construire :
  - Pré-traitement par le service mutualisé urbanisme,
  - Vérification par le service mutualisé énergie
- Définition de la procédure interne de traitement des demandes de dérogation ou de l'accompagnement des dépositaires n'ayant pas pris en compte cette obligation de raccordement
- Mise en œuvre de ces procédures
- Bilan annuel

### Coût :

Prestation intellectuelle à prendre en charge par :

- 1) Choix 1 : la métropole, en tant que collectivité ayant classée les réseaux
- 2) Choix 2 : la ville, vu que le classement est automatique au 1<sup>er</sup> janvier à moins d'une délibération de non-classement<sup>16</sup>

Temps estimé : X,XX ETP/an

Coût interne : XXX k€/an

### Temporalité :

- Procédures à définir au dernier trimestre 2021
- Procédures à mettre en œuvre au 1<sup>er</sup> trimestre 2022

### Délais de réalisation :

- Pendant toute la durée des classements des réseaux

**Mobilisation partenaires externes :** AMORCE, collectivités ayant mis en œuvre une même démarche

---

<sup>16</sup> Selon article 55 de LOI n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

## **5/ Réaliser le transfert du réseau technique de Mallarmé à la métropole et l'intégrer au réseau de Planoise**

### **Porteur de l'action :**

Besançon Métropole (Propriétaire et autorité délégante du réseau de chaleur de Planoise auquel le réseau technique de Mallarmé doit être intégré)

### **Action :**

- Acquisition par voie amiable du réseau technique de Mallarmé par Besançon Métropole auprès de la commune de Besançon en vue de son intégration au réseau de chaleur de Planoise, affecté au service public dont Besançon Métropole est responsable.

### Modalités d'acquisition :

Le transfert s'inscrit dans une logique de cession par la commune de Besançon / acquisition par Besançon Métropole ; et non dans le cadre d'une mise à disposition (ou même transfert de propriété) dans le cadre d'un transfert de compétence d'une commune vers un établissement public de coopération intercommunale.

Le réseau technique de Mallarmé peut juridiquement être cédé en pleine propriété par la commune de Besançon à Besançon Métropole. Selon toute vraisemblance, ce réseau n'appartient pas au domaine public, notamment parce qu'il ne peut pas être regardé comme étant affecté à un service public.

À supposer même qu'il appartienne au domaine public en raison d'un raccordement au réseau de chaleur de Besançon Métropole, la cession envisagée pourrait toujours être mise en œuvre sur le fondement de l'article L. 3112-1 du code général de la propriété des personnes publiques (CGPPP) autorisant la cession entre personnes publiques, sans déclassement préalable, de biens déjà affectés au domaine public et qui le demeureront après la cession.

Aux termes de l'article L. 1111-1 du code général de la propriété des personnes publiques (CGPPP), les acquisitions de biens et droits à caractère immobilier s'opèrent suivant les règles du droit civil.

Selon la configuration des lieux, des conventions de mise à disposition des espaces accueillant des installations du réseau de chaleur pourront devoir être conclues entre la commune de Besançon et Besançon Métropole voire des divisions en volume (si la cession porte sur la coque accueillant des installations comme des sous-stations à l'intérieur du bâti).

### **Coût :**

Les installations du réseau technique de chaleur datant de 2013, elles peuvent être considérées comme non intégralement amorties. Ces installations ont été financées par la ville de Besançon sur ses fonds propres, sans emprunt spécifique.

Le prix d'acquisition devra être déterminé suivant l'avis du DDFiP. À ce stade, le prix d'acquisition, calculé sur la part non amortie des installations, est estimé à 314k€ (8 / 20 x 783k€), avec :

- 783 k€, le cout net (subventions déduites) du réseau
- Un amortissement sur 20 ans.
- Et 8 années d'amortissements restantes en 2025

L'intégration de ce réseau et des installations permettant une baisse du prix global de la chaleur, le prix d'acquisition n'a pas été pris en compte dans les scénarios.

#### **Procédure :**

- Compte tenu du montant de la cession / acquisition (plus de 180 000 euros), saisine préalable du DDFiP (Direction de l'immobilier de l'État – DIE) qui dispose d'un délai d'un mois pour rendre son avis sur le prix de cession / d'acquisition (CGPPP, art. L. 1211-1 et CGCT, art. L. 1311-9)
- Délibération du conseil communautaire sur le principe de l'acquisition et ses caractéristiques essentielles dont le prix d'acquisition sur la base de l'avis rendu par le DDFiP
- Délibération concordante du conseil municipal de la commune de Besançon portant sur les conditions de la vente et ses caractéristiques essentielles, sur la base de l'avis rendu par le DDFiP
- Signature d'un acte de vente (par la voie notariée ou par la voie administrative – CGCT, art. L. 1311-13) accompagné de conventions accessoires (mises à disposition) ou d'une division en volumes

#### **Temporalité :**

- Effectivité au 1<sup>er</sup> janvier 2025, démarrage du prochain contrat du réseau de Planoise, si le raccordement du réseau de Mallarmé à celui de Planoise est effectif.

#### **Délais de réalisation :**

- Temps nécessaire à la poursuite d'un accord amiable avec la commune de Besançon
- 1 mois pour l'avis du DDFiP
- Temps nécessaire à la rédaction de l'acte de vente et à l'adoption des délibérations concordantes

**Mobilisation partenaires externes :** Commune de Besançon (propriétaire exploitant du réseau)

## **6/ Réaliser le transfert du réseau de Bouloie à la métropole et l'intégrer au réseau de Planoise**

### **Porteur de l'action :**

Besançon Métropole (Propriétaire et autorité délégante du réseau de chaleur de Planoise auquel le réseau de la Bouloie doit être intégré).

### **Actions :**

- Acquisition par voie amiable du réseau de la Bouloie par Besançon Métropole auprès de l'Université Franche-Comté en vue de son intégration au réseau de chaleur de Planoise, affecté au service public dont Besançon Métropole est responsable
- Acquisition par voie amiable des installations décentralisées du réseau de la Bouloie par Besançon Métropole auprès du CROUS Bourgogne – Franche-Comté en vue de leur intégration au réseau de chaleur de Planoise, affecté au service public dont Besançon Métropole est responsable

### **Modalités d'acquisition :**

Le transfert s'inscrit dans une logique de cession par l'Université de Franche-Comté et par le CROUS de Bourgogne – Franche-Comté / acquisition par Besançon Métropole.

Le réseau de la Bouloie peut juridiquement être cédé en pleine propriété par l'Université Franche-Comté à Besançon Métropole. Selon toute vraisemblance, ce réseau n'appartient pas au domaine public, notamment parce qu'il ne peut pas être regardé comme étant affecté à un service public.

À supposer même qu'il appartienne au domaine public en raison d'un raccordement au réseau de chaleur de Besançon Métropole, la cession envisagée pourrait toujours être mise en œuvre sur le fondement de l'article L. 3112-1 du code général de la propriété des personnes publiques (CGPPP) autorisant la cession entre personnes publiques, sans déclassement préalable, de biens déjà affectés au domaine public et qui le demeureront après la cession.

Aux termes de l'article L. 1111-1 du code général de la propriété des personnes publiques (CGPPP), les acquisitions de biens et droits à caractère immobilier s'opèrent suivant les règles du droit civil.

Selon la configuration des lieux, des conventions de mise à disposition des espaces accueillant des installations du réseau de chaleur pourront devoir être conclues entre l'Université Franche-Comté, le CROUS Bourgogne – Franche-Comté et Besançon Métropole voire des divisions en volume (si la cession porte sur la coque accueillant des installations comme des sous-stations à l'intérieur du bâti).

### **Coût :**

Une partie des installations du réseau de chaleur dont certaines installations de production et de livraison de chaleur datant des décennies 2010 et 2020, ces installations ne seront pas entièrement amorties en 2025.

Le prix d'acquisition devra être déterminé au de l'avis du DDFiP. Ce prix, librement négocié par les vendeurs (UFC et CROUS) et l'acquéreur (Besançon Métropole), pourra être fixé au regard de la valeur non amortie au jour de la cession.

L'intégration de ce réseau et des installations permettant une baisse du prix global de la chaleur, le prix d'acquisition n'a pas été pris en compte dans les scénarios.

#### **Procédure :**

- En fonction du montant de la cession / acquisition (plus de 180 000 euros), saisine préalable du DDFiP (Direction de l'immobilier de l'État – DIE) qui dispose d'un délai d'un mois pour rendre son avis sur le prix de cession / d'acquisition (CGPPP, art. L. 1211-1 et CGCT, art. L. 1311-9)
- Délibération du conseil communautaire sur le principe de l'acquisition et ses caractéristiques essentielles dont le prix d'acquisition sur la base de l'avis rendu par le DDFiP
- Délibération concordante du conseil d'administration de l'Université de Franche-Comté portant sur les conditions de la vente et ses caractéristiques essentielles (*NB : l'Université devra valider le principe de l'absence de nécessité d'obtenir l'accord du ministre chargé du budget et du ministre chargé de l'enseignement supérieur – art. L. 3211-13 et R. 3211-31 du CGPPP*)
- Délibération concordante du conseil d'administration du CROUS Bourgogne – Franche-Comté portant sur les conditions de la vente et ses caractéristiques essentielles (*NB : le CROUS devra valider le principe de l'absence de nécessité d'obtenir l'accord du ministre chargé du budget et du ministre chargé de l'enseignement supérieur – art. L. 3211-13 et R. 3211-31 du CGPPP*)
- Signature d'un acte de vente (par la voie notariée ou par la voie administrative – CGCT, art. L. 1311-13) accompagné de conventions accessoires (mises à disposition) ou d'une division en volumes

#### **Temporalité :**

- Effectivité : à la fin du « contrat d'exploitation et de maintenance des installations de génie climatique de l'université de Franche-Comté », contrat d'exploitation actuel du réseau de chaleur de la Bouloie, démarré en juin 2021 pour une durée **inconnue**

#### **Délais de réalisation :**

- Temps nécessaire à la poursuite d'un accord amiable avec l'Université Franche-Comté et le CROUS Bourgogne – Franche-Comté
- 1 mois pour l'avis du DDFiP
- Temps nécessaire à la rédaction de l'acte de vente et à l'adoption des délibérations concordantes

**Mobilisation partenaires externes :** UFC (Université de Franche-Comté) & CROUS Bourgogne – Franche-Comté, en tant que propriétaires des installations du réseau de chaleur

## **7/ Renouvellement du contrat de DSP du réseau de chaleur de Planoise**

### **Porteur de l'action :**

Métropole (Propriétaire et autorité délégante du réseau de chaleur de Planoise)

### **Actions :**

**Pour rappel, un contrat de concession du service public de chauffage urbain des hauts de chazal** a été signé par la ville de Besançon (Collectivité ayant la compétence « réseau de chaleur » au moment de la signature) et la société SECIP. La durée de la Délégation de l'exploitation du service est fixée à 6 ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019. La délégation de l'exploitation du service prendra fin le 31 décembre 2024.

- Conclusion d'un contrat de concession du service public de chauffage urbain portant sur l'exploitation du réseau de Planoise et la réalisation et l'exploitation de ses extensions (développement), pour une durée déterminée en fonction de la nature et du montant des prestations et des investissements demandés au concessionnaire

*NB : Un contrat de concession peut parfaitement regrouper une part dite « affermage » (au sens : exploitation technique et commerciale d'un réseau mis à disposition) et une part dite « concession » (au sens : réalisation d'un investissement et exploitation technique et commerciale du réseau ainsi réalisé). La durée du contrat devra tenir compte de l'équilibre économique général du contrat. Selon le montant de l'investissement projeté, une durée supérieure à 10 voire 15 ans peut être envisagée.*

### **Coût :**

Il faut distinguer, d'une part, le coût du contrat de concession qui correspond à la somme des recettes, quelle qu'en soit la nature (tarifs payés par les abonnés, subventions éventuelles, etc.), collectées par le concessionnaire sur la durée du contrat et, d'autre part, le coût pour l'autorité concédante qui correspond aux sommes qu'elle engage au bénéfice du service public (subventions éventuelles dont l'allocation est encadrée en raison du caractère industriel et commercial du service public de chauffage urbain, prestations conservées en propre, etc.).

Plusieurs dizaines à quelques centaines de milliers d'euros. Cout pour la collectivité très variable suivant le niveau d'internalisation des prestations et le niveau de détails des études préalables.

Au niveau des scénarios : compris dans le budget « études et frais de maitrise d'œuvre et d'ouvrage », estimé à 15% du montant des travaux y compris aléas.

### **Procédure :**

- Délibération sur le principe du recours à la gestion déléguée, sur la base des avis rendus par la CCSPL et le comité technique
- Lancement de la consultation par la publication d'un avis de publicité
- Admission des candidats par la commission dite « de délégation de service public »
- Avis de la CDSP sur les offres remises par les candidats admis à remettre une offre
- Négociations avec les soumissionnaires

- Délibération du conseil communautaire sur le choix du concessionnaire (proposé par le Président de Besançon Métropole) et autorisant la signature du contrat

**Temporalité :**

- Durée moyenne de procédure de mise en concurrence entre le lancement des études préalables par l'autorité concédante (mode de gestion, programme, durée du contrat) et la signature du contrat au terme d'une procédure négociée : 18 à 24 mois (dont 14 à 18 mois de procédure à proprement parler)
- Effectivité au 1<sup>er</sup> janvier 2025

**Mobilisation partenaires externes : s/o**

## 8/ Demandes de subventions et articulation avec le dispositif des CEE

### Porteur de l'action :

Maitre d'ouvrage des travaux du réseau concerné (GBM ou concessionnaire du réseau) ou abonnés/prospects, pour certains CEE.

### Actions :

Les subventions mobilisables retenues sont :

- Le fond chaleur de l'ADEME, et par assimilation les aides attribuées par les collectivités territoriales, dans le respect de l'encadrement communautaire des aides d'état.  
En effet, les aides des collectivités viennent en complément des aides de l'état.
- Les CEE, cumulables avec :
  - Le fond chaleur depuis 2019,
  - Les installations soumises au SEQE (quota CO2), également depuis 2019

### Concernant les aides de l'ADEME, celle-ci nécessite la réalisation d'un schéma directeur préalablement. Il faut distinguer :

- Les aides à la production :
  - Quand l'opération consiste en un renouvellement complet équipement de production EnR&R existant ou ne permettant pas de production d'EnR&R supplémentaire : aucune subvention
  - Construction moyen de production permettant d'augmenter la production d'EnR&R : Subvention possible, limiter à 40% investissements pris en compte (limite encadrement européen : 45% du surcoût d'investissement pour les grandes entreprises)
- Aide aux déploiements des réseaux et aux raccordements :
  - Dossier(s) distinct(s) de la partie production
  - En fonction des mètres de réseau déployés
  - Peut-être soit compatible, soit incompatible avec les CEE. Dans tous les cas, cela est spécifié dans la convention et pris en compte par l'ADEME dans le calcul du montant de l'aide.
- L'encadrement européen des Aides d'Etat, dont la version actuelle est valable jusqu'en 2023, limite le taux de subvention possible suivant la structure maître d'ouvrage de l'opération. **Les règles pourront être amenés à être modifiés après 2023.**

### Concernant les CEE :

#### Il faut distinguer les CEE :

- Qui reviennent au maître d'ouvrage du réseau : passage d'un réseau en basse température, modernisation d'un poste de livraison, isolation des réseaux,

- Qui reviennent à l'abonné : raccordement à un réseau de chaleur, abaissement de la température de retour vers un réseau de chaleur, etc.

Si le MOA du réseau souhaite les prendre en compte dans son compte d'exploitation prévisionnel, il faut :

- Comme tout CEE, que la démarche pour les obtenir soit réalisée préalablement à la décision de travaux (principe de l'effet incitateur des CEE)
- Que le prospect y renonce au profit du MOA du réseau. Il faut donc qu'il en ait un intérêt économique (baisse ou annulation des droits de raccordements) pour que le prospect les cède. La mise en œuvre de droits de raccordement nuls ne permet pas cette démarche, et pourrait même amener à ce que pour l'abonné, si il en a la capacité, le raccordement soit une source de revenu et non de frais.

**A noter** : Un dispositif spécifique, le « Coup de pouce "Chauffage des bâtiments tertiaires" », qui permet de tripler, voire quadrupler le montant des CEE perceptibles lors d'un raccordement à un réseau de chaleur vertueux. <https://www.ecologie.gouv.fr/coup-pouce-chauffage-des-batiments-tertiaires>

La pérennité de ce dispositif n'est pas connue, et n'a pas été pris en compte dans la détermination des CEE.

Les CEE récupérables, uniquement pour les opérations standardisées BAR TH 127 et BAT TH 137 « Raccordement à un réseau de chaleur » sont estimés ci-après.

	2025	2030	2035
CEE récupérable (étude économique)	4 765 k€	1 215 k€	1 604 k€
CEE récupérable (avec coup de pouce)	7 470 k€	1 576 k€	2 020 k€

Pour les autres CEE :

- 107k€ pour le réseau de la Bouloie a été pris en compte, pour la modernisation des 2/3 des sous-stations,
- Aucun CEE autres n'a été pris en compte.
- A noter : des CEE pour des travaux spécifiques, notamment pour les moyens de productions, pourrait être obtenus (opérations non standardisés)

**Les fiches standardisées qui permettent de mener des actions sur un réseau de chaleur**

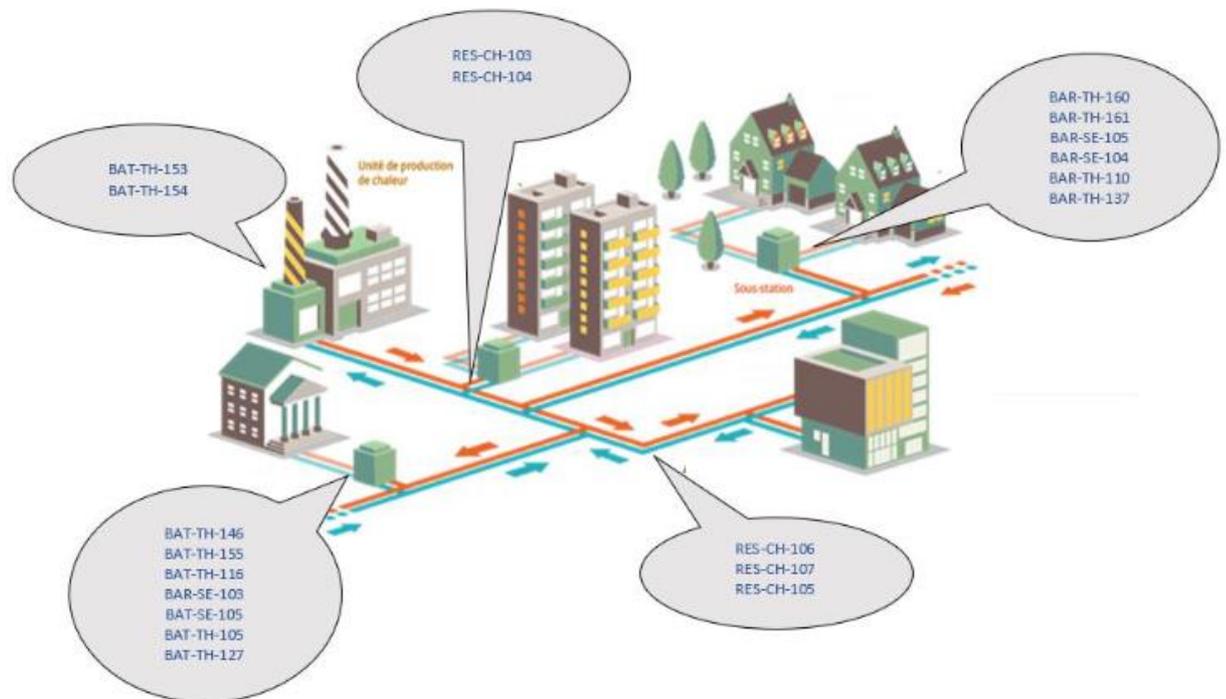


Figure 2 : Les fiches standardisées qui permettent de mener des actions sur les réseaux de chaleur  
(source : FNCCR)

**Coût :**

Si CEE récupéré par le maître d'ouvrage : mise en œuvre de contrat permettant leur valorisation auprès d'acheteur, dossiers administratifs et techniques pour permettre leurs obtentions : **quelques dizaines de milliers d'euros** (<1% au cours actuel des CEE).

Coût compris dans le budget études et frais de maîtrise d'œuvre et d'ouvrage (montant global de 15% du montant des travaux).

**Temporalité :**

- En phase études des travaux, pour les dossiers de demandes
- En phase travaux et exploitation, pour l'obtention desdits subventions et CEE

**Délais de réalisation :**

- Plusieurs mois

**Mobilisation partenaires externes :**

AMORCE, CIBE , FNCCR : Pour le support quant à l'articulation CEE et aide ADEME :

<https://www.fnccr.asso.fr/article/guide-cee-un-nouveau-levier-pour-les-reseaux-de-chaleur/>

Obligés (pour l'achat des CEE). Un contrat cadre pourra être mis en œuvre pour s'assurer de la valorisation des CEE par le maître d'ouvrage (l'autorité déléguée dans le cas d'une concession) ou alors de déléguer cela à l'exploitant.

## 9/ Assurer un taux d'EnR élevé aux abonnés du réseau de Besançon

### Porteur de l'action :

- Métropole
- Exploitant

### Action, coût et résultats :

- 1<sup>ère</sup> étape, période 2025-2030 :
  - Améliorer la production de chaleur à la Bouloie, avec la mise en place d'un économiseur sur les fumées (+350kW environ). La mise en place d'un condenseur sur les fumées pourra également être étudiée, permettant d'augmenter encore le rendement de l'ensemble.
  - Créer un moyen de production EnR&R supplémentaire sur le site de la chaufferie centrale de Planoise. La source d'énergie n'est pas définie à ce stade, une solution de type chaudière biomasse ou CSR est privilégiée.
  - Puissance : 5 MW
- 2<sup>ème</sup> étape, horizon 2035 :
  - Pour accompagner le développement du réseau entre Palente et la Boucle et conserver un taux d'EnR, un nouveau moyen de production EnR&R de 8 MW a été étudié. La puissance sera à adapter suivant l'évolution constatée des bâtiments raccordés.

**Emplacement** : A définir, une installation dans l'Est de Besançon, avec des moyens d'appoint et de secours serait préférable.

	2025	2026 ou 2027	2030	2035
Puissance supplémentaire	+ 0 MW	+ 5 MW et + 0,35 MW	pas de nouveau de production	+ 8MW
Coût (TDC)		7,1 M€HT	-	9,6 M€HT
Subventions retenues		2,4 M€		3,2 M€
GWh EnR&R apportés		13 <sup>17</sup> GWh	29 GWh	57 GWh
Part EnR&R	74%	83%	82%	83%

### Temporalité :

- Dimensionnement, études et passation marché travaux d'ici à 2025
- Travaux : 2026-2027
- 2<sup>ème</sup> étape : horizon 2035

<sup>17</sup> Augmentation de la production de chaleur due à ces équipements. La production de ces équipements sera plus importante, car il viendra en priorité par rapport à d'autres sources : chaudières de Mallarmé et de Palente à partir de 2035.

## 10/ Assurer la fourniture de chaleur aux nouveaux abonnés

### Porteur de l'action :

- Métropole
- Exploitant(s)

### Action :

Mettre en place ou récupérer des moyens de production d'appoint / secours pour permettre la sécurisation de la fourniture de chaleur aux abonnés (actuels et futurs).

Définir le niveau de sécurisation de la fourniture de chaleur par grand froid en cas de pannes ou d'arrêts de générateurs.

Il a été simulé les besoins de puissances à chaque horizon temporel, avec une marge de 20% :

	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Besoins totaux par grand froid (Planoise, Bouloie et Mallarmé)</b>	87 MW	111 MW	124 MW	146 MW	106 MW

Cependant, il y a des incertitudes sur :

- Les consommations réelles des prospects,
- le niveau de raccordements aux réseaux,
- La présence de profil atypique de besoins
- La vitesse de décroissance des besoins du à l'amélioration de la performance énergétique du parc

	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Besoins avec marge de 20% si consommations supérieures</b>		133 MW	149 MW	175 MW	127 MW

### Analyse des besoins :

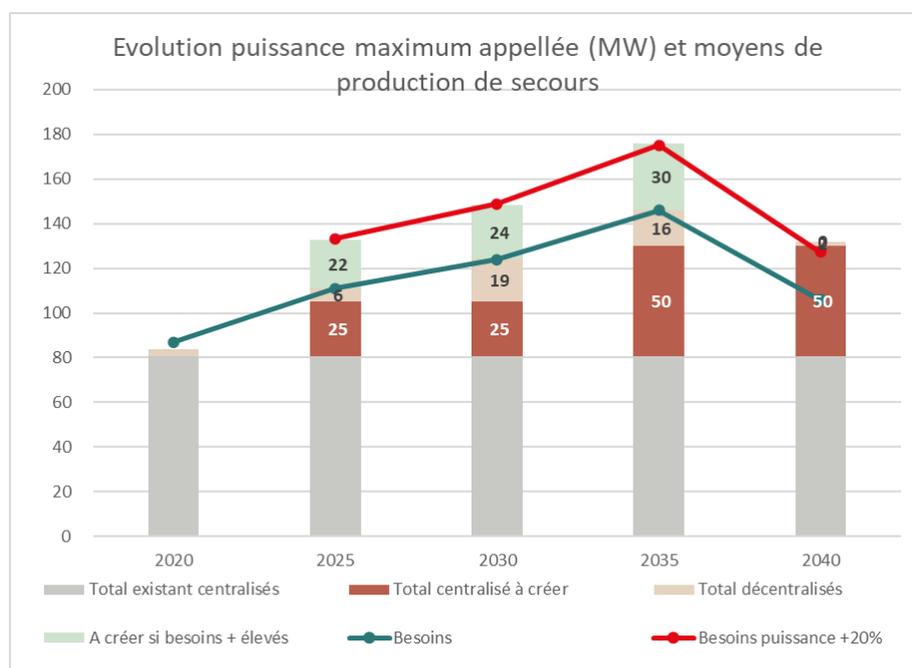
- Moyens de secours actuels pris en compte :
  - Chaufferie de la Planoise : Il est pris en compte dans les moyens de production fossiles : chaudières G1, G5 et G9 pour 52,5 MW + au moins 2 des chaudières bois (G7 et G8). Le même niveau de sécurisation pourrait être atteint sans G7 et G8 mais avec la cogénération ou le four 3 et G6.
  - Bouloie : 12 MW (chaudières gaz)
  - Mallarmé : 3MW (chaudières piscine et palais des sports)
- Moyens ajoutés au réseau en base :
  - Planoise : ajout une chaudière gaz G10 de 19MW

- Bouloie : Renouvellement des équipements de la chaufferie existante avec augmentation de la puissance gaz à 19MW.

La possibilité de dépasser les 20MW PCI et donc de basculer du régime de Déclaration avec Contrôle au régime de l'Enregistrement de la rubrique ICPE 2910 n'est pas acquise (pour des questions de conformités à la législation des ICPE). Elle paraît cependant tout à fait envisageable et **la solution la plus adaptée pour sécuriser la fourniture de chaleur des abonnés.**

Enfin, cette solution ferait que la chaufferie serait soumise au quotas CO<sub>2</sub>, ce qui pourra mener à des coûts d'exploitation supplémentaires.

- Palente : Chaudières gaz permettant d'assurer le secours total en cas de réseau indépendant (jusqu'à 5MW)
- Centre ou Est de Besançon (horizon 2035) : 25MW créés, couvrant les besoins de puissance estimés entre Palente et la Boucle
- Récupération, temporaire, jusqu'à 10MW d'ici 2030 de chaudières existantes chez les abonnés ayant soit un besoin de secours élevé, soit une forte puissance installée (plusieurs MW),
- Avec la baisse des besoins de chaleur, les équipements seraient surdimensionnés à partir de 2040 : jusqu'à 40MW de sécurisation non nécessaire. Il pourra alors être mis en œuvre une politique de suppression des secours décentralisés, dont les équipements du réseau actuels de Mallarmé, de celui de Palente et de ceux de futurs abonnés récupérés.



**A noter :** Pour un fonctionnement aisé d'un réseau de chaleur tel que celui envisagé, il est nécessaire de limiter le nombre de points d'injection de chaleur. La mise en place d'une puissance d'appoint /secours serait donc à privilégier dans les chaufferies existantes, et notamment celle de la Bouloie. En effet, en cas de pannes, fuites ou de travaux sur le réseau, un deuxième point d'injection (en dehors de Planoise) serait préférable.

- Moyens ajoutés au réseau en cas de besoins de puissance plus élevés (+20%) :
  - Dès 2025, 25MW serait manquant pour assurer le niveau de sécurisation simulé.  
L'ajout de moyens supplémentaires à Planoise ne serait pas adapté : La capacité des réseaux à fournir de la chaleur aux nouveaux abonnés (secteur Bouloie et centre-ville) sera limité par la taille des réseaux existants.  
**L'ajout de nouveaux moyens de production devront plutôt se faire à la Bouloie (solution à privilégier).** Des points de production de chaleur (en ilotage ou en injection) temporaire (5 à 10 ans) pourront être créés ou récupérés dans les zones La Butte / écoquartier Vauban ou Arsenal.
  - En 2030, 40MW serait manquant pour assurer le niveau de sécurisation simulé.
  - A partir de 2035 et la création d'un nouveau point de production centralisée de chaleur EnR et de secours dans l'Est de Besançon,
  - Avec la baisse des besoins de chaleur, les équipements seraient surdimensionnés dans la décennie 2040 : 45MW de sécurisation non nécessaire.

**Contractuellement**, la récupération de **moyens de production de chaleur en ilotage** pourrait se faire par la signature d'une convention d'utilisation des chaudières existantes, au moment de la signature de la Police d'abonnement pour une durée à définir. L'exploitant du réseau devrait alors assurer à ses frais, l'achat de gaz, la conduite, la surveillance, les contrôles réglementaires liées à la chaudière (émissions atmosphériques) et la maintenance préventive et corrective. Ce type de convention peut comprendre une « redevance de mise à disposition ».

## Coût

**Les coûts d'ajout de moyens de secours fossiles pris en compte sont les suivants :**

2 025	2 030	2 035
5 220 k€ TDC <sup>18</sup>	3 600 k€ TDC	3 600 k€ TDC

En cas de besoins de puissances nettement plus élevés, il devra être réalisé des investissements supplémentaires, ayant fait l'objet d'une étude de sensibilité économique dans le cadre de l'étude des scénarios.

Ces travaux seront dus à l'augmentation des ventes de chaleur sur un même périmètre. Ils entraînent une baisse du coût de la chaleur, car ces dépenses supplémentaires seront plus que couvertes par une hausse des ventes à rentabilité économique constante.

## Temporalité :

- Dimensionnement, études et passation marché travaux d'ici à 2025
- Travaux : 2025-2030

<sup>18</sup> TDC : Toutes Dépenses Confondues : Estimation travaux + aléa + frais des prestations intellectuels (MOA, MOE, assurances, etc.)

- 2<sup>ème</sup> étape : horizon 2035 (Est de Besançon)

**Délais de réalisation :**

- Plusieurs mois à année, si les besoins de GC sont importants

**Mobilisation partenaires externes :**

Futurs abonnés, pour la récupération de moyens de production existants. Ceux-ci seraient , à conserver et à entretenir (via une convention d'utilisation ou de mise à disposition) jusqu'à que le réseau soit dans une situation de baisse sensible des besoins de chaleur et de puissance maximum appelée.

## 11/ Favoriser la mise en œuvre de fourniture de froid décentralisée aux abonnés

### Porteur de l'action :

Métropole (Propriétaire et autorité délégante du réseau de chaleur de Planoise)

Exploitant / Concessionnaire

Abonnés.

### Actions :

Cette action concerne l'utilisation de la chaleur apportée par le réseau pour faire fonctionner un ou des groupes froid à absorption pour la production de froid chez l'abonné. Le but étant de valorisation principalement en période estivale du surplus de chaleur issue de l'UVE.

A noter : au vu de la toxicité des fluides frigorigènes classiques, tel l'ammoniac, l'installation de tel groupe froid peut être complexe.

- Abonnés existants
  - **Hôpital** : Mise en place d'un Groupe froid à absorption, idéalement sur le réseau vapeur, pour la production simultanée :
    - De froid (rafraîchissement des locaux)
    - De chaleur (préchauffage de l'ECS jusqu'à 35°C)
  - **Piscine-patinoire La Fayette** : Mise en place d'un groupe froid à absorption, pour la production simultanée :
    - De froid (rafraîchissement des locaux)
    - De chaleur (préchauffage de l'ECS jusqu'à 35°C, réchauffage des bassins)
- **Intégration au réseau** des nouvelles installations :
  - Pour valoriser la chaleur à dissiper par les groupes froid à absorption, à basse température (35°C), il est plus aisé techniquement que le groupe froid soit installé au secondaire de l'installation. De plus, il doit être mis en œuvre un système d'évacuation de la chaleur (tour aérofrigorifère ou aéro-refroidisseur proche de la sous-station), ce qui complexifie l'intégration au périmètre du réseau de chaleur.  
  
L'installation (groupe froid à absorption, système de refroidissement) serait donc préférentiellement installée par l'abonné, hors du périmètre de la délégation de service public de chauffage.  
  
**La métropole aurait donc plus un rôle d'accompagnement à la mise en œuvre d'un tel système par l'abonné.**
- **Impact pour le réseau de chaleur** de Planoise :
  - En cas de dimensionnement en base en fonction des besoins de chaleur basse température de l'abonné, la consommation de chaleur au réseau devrait baisser, la chaleur à dissiper par les groupes froid serait utilisée pour les besoins en chaleur basse température
  - En cas de dimensionnement en fonction des besoins de froid, la puissance installée serait beaucoup plus importante, une part notable

de la chaleur ne pourrait pas être utilisée pour les besoins propres. Cela entraînerait une augmentation de la chaleur puisée sur le réseau. Ordre de grandeur : au plus quelques GWh/an.

- Futurs ou autres abonnés :
  - Les abonnés ayant des besoins concomitants de froid et de chaleur basse température sont ceux qui ont le plus intérêt à installer un tel système.
  - Tout abonné ayant des besoins de froid relativement constant et notable (en centaine de kW) peut être intéressé à mettre ces systèmes en place  
Pour les mêmes raisons, notamment le de la mise en œuvre d'un système d'évacuation de la chaleur (aéro-refroidisseur proche), l'intégration au réseau de chaleur de l'ensemble des équipements est complexe.
- La mise en place d'une tarification spécifique (avec un tarif plus faible) de la chaleur permettant de faire fonctionner le groupe froid est juridiquement possible et pourra être nécessaire pour garantir la compétitivité du système. En répercussion, un tarif d'achat spécifique et plus faible de la chaleur à l'UVE en été devra possiblement être mis en place.

#### **Coût :**

Pas d'investissement spécifique à porter par la métropole ou le réseau, les investissements serait plutôt porté par l'abonné.

Pour la métropole, un coût pourra être supporté :

- Pour la mise en place des conditions tarifaires et contractuelles facilitant la mise en œuvre de cette solution
- Pour l'accompagnement des abonnés dans la mise en œuvre de ce type de projet

#### **Temporalité :**

- Identification des abonnés : dès à présent
- Mise en œuvre : si intérêt pour un abonné
- En cas d'installation au secondaire, la mise en œuvre est compatible avec le réseau actuel comme les polices d'abonnement actuels.

#### **Délais de réalisation :**

- < 1 an

**Mobilisation partenaires externes** : abonnés, Bureaux d'études ; constructeurs équipements, exploitants



# Grand Besançon Métropole



## Gestion des données numériques & Schéma Directeur des réseaux de chaleur

Rapport 2 / Evolutions des réseaux existants  
Analyse des scénarios d'évolutions

G35926 / Juillet 2021

Ce dossier a été réalisé par :

Nicolas ROUSSAT, Directeur de Projet  
Gaël BERGER, Chargé d'affaires  
Florent BAFFERT-FORGE, Chargé d'affaires

**ELCIMAÏ ENVIRONNEMENT**

City Park Bâtiment B  
23 avenue de Poumeyrol  
69 300 Caluire et Cuire

**Tél :** 04.37.45.29.29

**Mail :** lyon@elcimai.com

Damien STUDER, Directeur de Mission – Associé  
Audrey Craincourt, Consultante

**FCL Gérer la Cité**

87 rue St-Lazare  
75 009 Paris

**Tél :** 01 55 34 40 00

Romain LAURET, Avocat associé

**Symchowicz Weissberg & Associés**

49, boulevard de Port Royal  
75 013 Paris

**Tél :** 01 44 90 90 80

AUTEURS		
Objet	Date	Nom
Création	05/02/2021	GBERG
1 <sup>ère</sup> diffusion	10/03/2021	GBERG, FBAFF,
2 <sup>ème</sup> diffusion	30/03/2021	GBERG, FBAFF, ACRAIN
3 <sup>ème</sup> diffusion	21/07/2021	GBERG, FBAFF, ACRAIN



# Sommaire

<b>0/ Déroulé global de l'étude.....</b>	<b>5</b>
<b>CHAPITRE 1 EVOLUTIONS ET DEVELOPPEMENTS DES RESEAUX EXISTANTS OU A CREER.....</b>	<b>6</b>
<b>1/ Perspective d'évolutions : opérations d'aménagements et assimilées.....</b>	<b>6</b>
1.1/ Généralités .....	6
1.2/ Besoins en chaud.....	8
<b>2/ Détermination des puissances appelées et souscrites .....</b>	<b>10</b>
<b>3/ Evolutions des réseaux de chaleur.....</b>	<b>11</b>
3.1/ Réseau de Planoise et des hauts de chazal .....	11
3.2/ Réseaux de la Bouloie .....	11
3.3/ Autres réseaux (Mallarmé, Novillars) .....	12
<b>4/ Développement de la production de froid .....</b>	<b>13</b>
4.1/ Les moyens de production de froid.....	13
4.2/ Rendement (EER) des GF à absorption .....	14
4.3/ Application au réseau de Besançon .....	15
4.4/ Benchmark des réseaux de froid .....	17
4.5/ Les zones à enjeux de création de réseaux .....	18
<b>5/ Développement des réseaux de chaleur .....</b>	<b>20</b>
5.1/ Bâtiments et besoins pris en compte .....	20
5.2/ Tracé du réseau.....	23
5.3/ Longueur des réseaux de chaleur.....	25
5.4/ Zones de développement.....	26
5.5/ Zones non retenues .....	29
<b>CHAPITRE 2 SCENARIOS D'EVOLUTIONS.....</b>	<b>30</b>
<b>1/ Scénarios retenus – périmètres et déploiement .....</b>	<b>30</b>
<b>2/ Objectifs des scénarios.....</b>	<b>31</b>
2.1/ Objectifs des scénarios .....	31
2.2/ Synthèse et périmètre géographiques des scénarios retenus .....	32
<b>3/ Faisabilité technique des scénarios .....</b>	<b>39</b>
3.1/ Evolutions détaillées des moyens de production .....	39
3.2/ Evolution synthétique des moyens de production EnR&R.....	46
3.3/ Interconnexion Planoise / La Bouloie .....	52
<b>4/ Résultats des scénarios .....</b>	<b>59</b>

4.1/ Scénario 0 .....	59
4.2/ Scénario 1 .....	63
4.3/ Scénario 2 .....	68
4.4/ Scénario 3 .....	73
4.5/ Scénario 4 .....	76
4.6/ Scénario 5 .....	80
4.7/ Scénario 6 .....	84
4.8/ Synthèse .....	87
4.9/ Comparatif des scénarios pour l'année 2035.....	92
<b>5/ Analyse économique.....</b>	<b>95</b>
5.1/ Investissements .....	95
5.2/ Source de financement.....	95
5.3/ Résultat des scénarii .....	97
5.4/ Etude de sensibilité : consommations plus importantes .....	105
5.5/ Hausse des couts d'acheminement du gaz .....	108
<b>CHAPITRE 3 ANNEXES.....</b>	<b>110</b>
<b>1/ Table des illustrations .....</b>	<b>110</b>
<b>2/ Eléments de détails de l'étude – PRU Planoise .....</b>	<b>113</b>
<b>3/ Eléments de détails de l'étude – partie xxx .....</b>	<b>115</b>

## 0/ Déroulé global de l'étude

La présente mission concerne la gestion des données numériques de consommations d'énergie et de l'élaboration du schéma directeur de développement des réseaux de chaleur. Il est décomposé suivant le phasage ci-dessous :

<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Phase A : Gestion numérique des données<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Etat des lieux des consommations énergétiques et perspectives d'évolutions</li><li>▪ Etat des lieux des sources de chaleur et de tous les réseaux de chaleur</li></ul></li><li>▪ Phase B : Schéma directeur des réseaux de chaleur<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Diagnostic et état des lieux des réseaux existants</li></ul></li></ul>	<b>Rapport 1</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Evolutions &amp; développements des réseaux existants</li><li>▪ Analyse économique et contractuelle des scénarios d'évolutions</li></ul>	<b>Rapport 2</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Elaboration du plan d'actions</li></ul>	<b>Rapport 3</b>

- Phase C : Etudes de faisabilité particulières (documents distincts)
  - Développement des énergies renouvelables et de récupération
  - Changement de combustible de la chaudière G1 de Planoise

Il concerne l'ensemble du territoire de Grand Besançon métropole composé de 68 communes sur le département du Doubs.

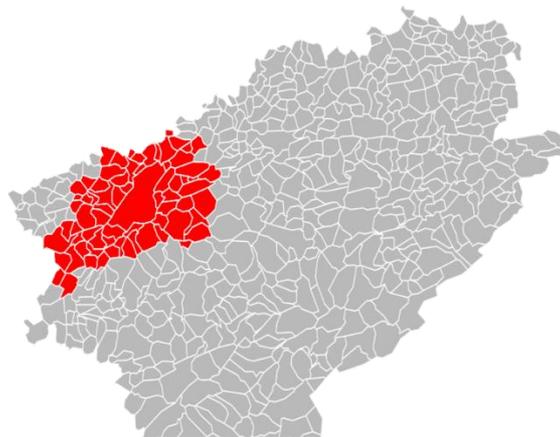


Figure 1 : Carte de situation des 68 communes de la métropole dans le département du Doubs (Source : Wikipédia)

**Le présent rapport (n°2) concerne les phases d'évolutions et de développement des réseaux existants, l'analyse technique, économique et contractuelle des scénarios d'évolutions et le plan d'actions**

# Chapitre 1 Evolutions et développements des réseaux existants ou à créer

## 1/ Perspective d'évolutions : opérations d'aménagements et assimilées

### 1.1/ Généralités

Il a été récupéré auprès de l'AUBAB (Agence d'Urbanisme Besançon Franche-Comté) La carte des « Secteurs de projets » à l'échelle de la ville de Besançon, en date de novembre 2020.

Il différencie les secteurs de développement en :

- Secteur en renouvellement urbain :
  - Et les zones de projet engagées
  - Les zones potentielles avec enjeu urbain fort,
  - Les zones de plan masse
- Les secteurs en extension :
  - Ceux engagés,
  - Ceux non engagés
- Les secteurs à enjeux : entrées de ville, de requalification urbaine ou boulevard urbain à fort enjeu de recomposition
- Des zones de renouvellement potentielle : Barlot 2, Espace Jean ZAY,
- Des projets d'extension (Les Planches)

La plupart de ces projets ne sont que des potentiels non définis temporellement.

Ces projets sont repérés sur le plan ci-après.

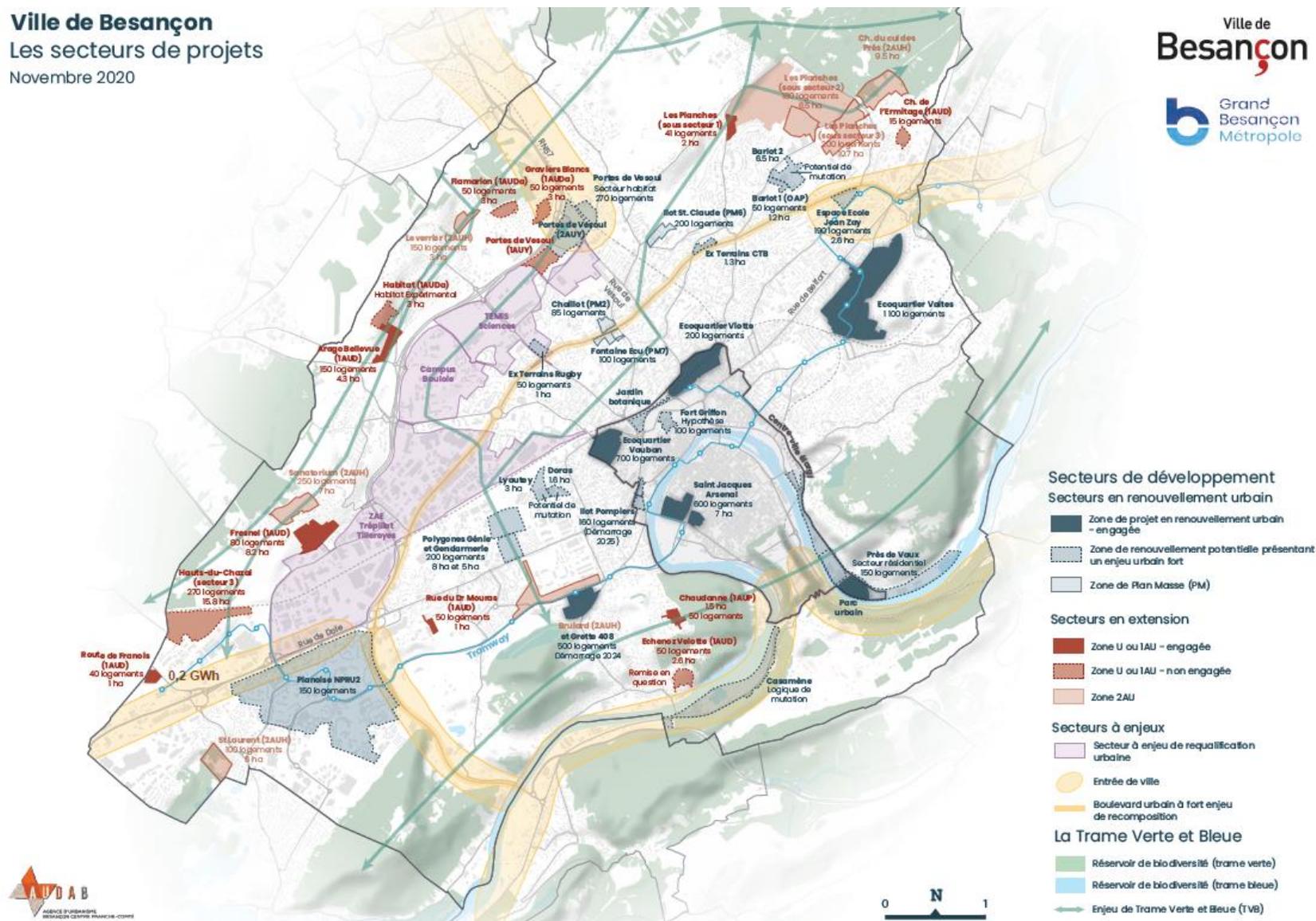


Figure 2 : Plan des secteurs en projets sur la ville de Besançon

En prenant en compte les hypothèses suivantes :

- Surface moyenne logements : 70 m<sup>2</sup>
- Besoins de chauffage : ~ 40kWh/m<sup>2</sup>
- Besoins de chaleur pour l'ECS : ~ 30 kWh/m<sup>2</sup>
- Soit un besoin de chaleur par logement de 5MWh/an

Les secteurs qui sont engagés et dont le potentiel est suffisant (Au moins 2 GWh) de création ou de raccordement à un réseau de chaleur sont les suivantes :

- Ecoquartier Vaites (5,5 GWh, 1 100 logements)
- St. Jacques / Arsenal
- Ecoquartier Vauban : 3,5 GWh, 700 logements
- Brulard et Grette 408 : 2,5 GWh, 500 logements, démarrage en 2024

Une solution pour obliger leur raccordement est de s'appuyer sur la procédure de classement des réseaux de chaleur, avant même la construction des bâtiments.

Sur l'ensemble du territoire de la métropole de Besançon, seule l'opération trois opérations distinctes d'aménagement ont été prises en compte. Elles sont :

- Le programme de renouvellement urbain de Planoise. Ce projet comporte aussi bien de la réhabilitation que des démolitions de bâtiments existants.
- La requalification de l'ancien hôpital St. Jacques.
- La construction de bâtiments neufs sur le site de la Bouloie par l'UFC (Université Franche-Comté)

## 1.2/ Besoins en chaud

### 1.2.1/ Requalification quartier St. Jacques

Au vu des éléments à disposition <sup>1</sup>du projet de requalification de l'ancien hôpital St. Jacques et du quartier de l'Arsenal, il a été pris en compte les éléments suivants :

- 54 000 m<sup>2</sup> chauffés de bâtiments neufs créés (tous usages confondues : logements, tertiaires publiques et privés, commerces)
- Des besoins de chaleur estimé en 1<sup>ère</sup> approche de :
  - 40kWh/m<sup>2</sup> pour le chauffage,
  - 30kWh/m<sup>2</sup> pour l'ECS

---

<sup>1</sup> Eléments décrits dans l'appel d'offre portée par la ville de Besançon visant à l'étude de la faisabilité technique, économique et financière de la création d'un réseau de chaleur sur ce quartier.

- Soit des besoins de chaleur (hors bâtiments existants) constants jusqu'en 2050 de l'ordre de 3 780 MWh/an
- Une livraison de la chaleur à partir de 2025

### 1.2.2/ Site de la Bouloie

3 bâtiments sont prévus d'être construits et raccordés au réseau technique.

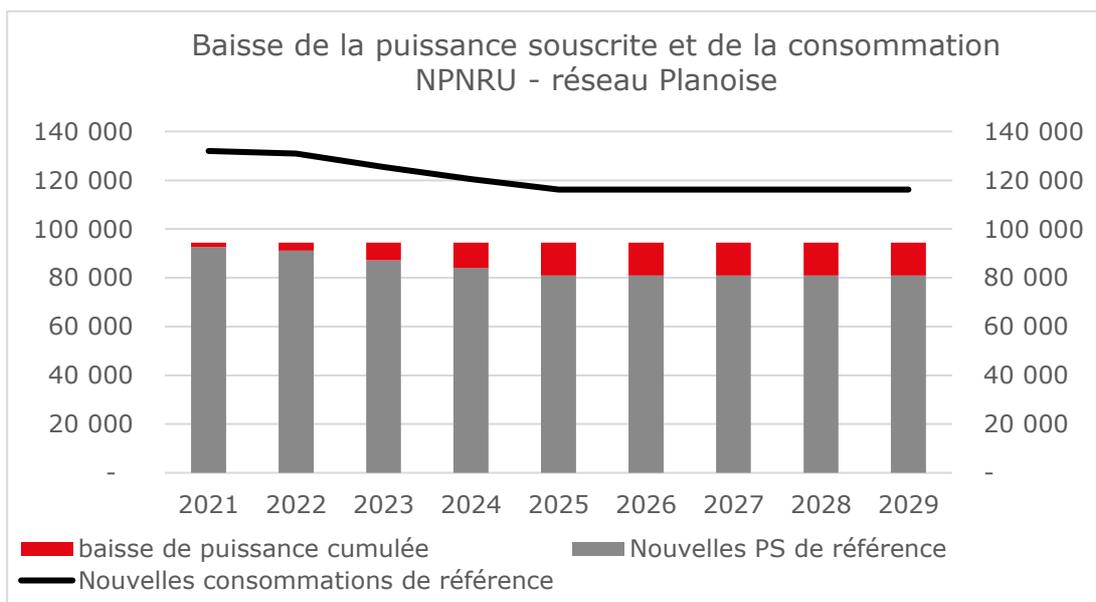
	Surfaces (m <sup>2</sup> )	Objectif énergétique	Besoins de chaleur retenu (MWh/an)
ISIFC	2 000 m <sup>2</sup> + 800 m <sup>2</sup>	Effinergie +	193
Jardin des Sciences	SP = 1 500 m <sup>2</sup>	Pas de label énergétique	633
Maison du sport	SP = 304 m <sup>2</sup>	Passivhaus Allemand	6

### 1.2.3/ Renouveau urbain de la Planoise

Il a été estimé la baisse des besoins de chaleur comme de puissance souscrite, en fonction des informations et des bâtiments réhabilités ou détruits communiqués. Le détail des données est présent en annexe 2 du présent rapport.

D'ici à 2025 :

- La puissance souscrite devrait passer de 94 359 kW à 80 893 kW
- Les consommations de chaleur de 133878 MWh/an à 116 178 MWh/an



## 2/ Détermination des puissances appelées et souscrites

Les puissances dimensionnantes pour les sous-stations sont les puissances appelées. Elles ont été estimées suivant le type et la consommation des bâtiments à raccorder.

Les **puissances souscrites sont considérées égales aux puissances appelées** par sous-station.

Pour les **réseaux de chaleur**, le mode de calcul retenu :

- Différencie les puissances liées au chauffage de celles liées à la production d'ECS,
- Différencie les puissances pour les bâtiments neufs (opération d'aménagement) des bâtiments existants.

Pour **les bâtiments existants comme neufs**, les puissances souscrites sont calculées à partir des consommations d'ECS et de chauffage, selon le mode de calcul décrits ci-dessous :

$$PS = (P_{CAF} + P_{ECS}) \times Coef Sp^2$$

La puissance souscrite pour le **chauffage** est définie comme suit :

$$P_{CAF} = Conso\ utile \frac{(18^{\circ}C - Température\ de\ base^3)}{DJU^4 \times 24}$$

La puissance souscrite pour **l'ECS** est définie comme suit :

$$P_{ECS} = \frac{Conso\ utile\ ECS}{H^5 \times 365}$$

Cette méthode de calcul permet de limiter la puissance dimensionnante des sous-stations et du réseau.

Cela oblige également les abonnés potentiels à prévoir des systèmes de stockage de l'ECS, avec un mode de production à semi-accumulation ou semi-instantané (lorsque c'est

---

<sup>2</sup> Coef Sp = coefficient de Surpuissance fixé à 10% pour toutes les typologies de bâtiment.

<sup>3</sup> Température de base : Température extérieure dimensionnante pour le chauffage sur le territoire de Besançon, soit - 13°C

<sup>4</sup> DJU de référence pris : **2 538** sur la période de chauffage en 2025

<sup>5</sup> H = 4h pour du logement, 2h pour du tertiaire.

possible). Pour les bâtiments tertiaires comme un gymnase ou la demi-pension d'un établissement scolaire, cette méthode de calcul amène à des puissances insuffisantes à l'échelle de la sous-station mais elle est représentative de la puissance appelée réelle à l'échelle du réseau.

## **3/ Evolutions des réseaux de chaleur**

### **3.1/ Réseau de Planoise et des hauts de chazal**

#### **Evolution des besoins**

En dehors de l'impact du projet en cours de renouvellement urbain, il n'a pas été pris en compte de modifications significatives des conditions de livraisons de chaleur.

#### **Moyens de production**

Il a été pris en compte les évolutions suivantes, d'ici à 200 :

- Arrêt de l'utilisation du fioul lourd, passage au gaz naturel des chaudières G1 et G5
- Démantèlement des équipements liés au fioul lourd et au charbon (1 M€ d'investissement à réaliser dans ce cadre)

#### **Réseaux et SST**

Il n'a pas été pris en compte de passage en BP du réseau de chaleur actuellement en HP.

Au vu du bon état de conservation du réseau de chaleur HP, il n'a pas été pris en compte de renouvellement complet de ces réseaux sur la durée de l'étude, ainsi que des sous-stations associées, en dehors de travaux de Gros Entretien.

### **3.2/ Réseaux de la Bouloie**

#### **Réseaux :**

- Réseaux de chaleur en état d'usage
- Renouvellement de la moitié des réseaux existants entre 2025 et 2035 (1/3 par tranche de 5 ans) pris en compte

#### **Sous-stations :**

- Remplacement complet pressenti et chiffré des installations primaires pour le tiers des sous-stations en 2025, le deuxième tiers en 2030
- Le dernier tiers correspond à des équipements récents (décennie 2010) ne nécessitant pas de remise à niveau

### **3.3/ Autres réseaux (Mallarmé, Novillars)**

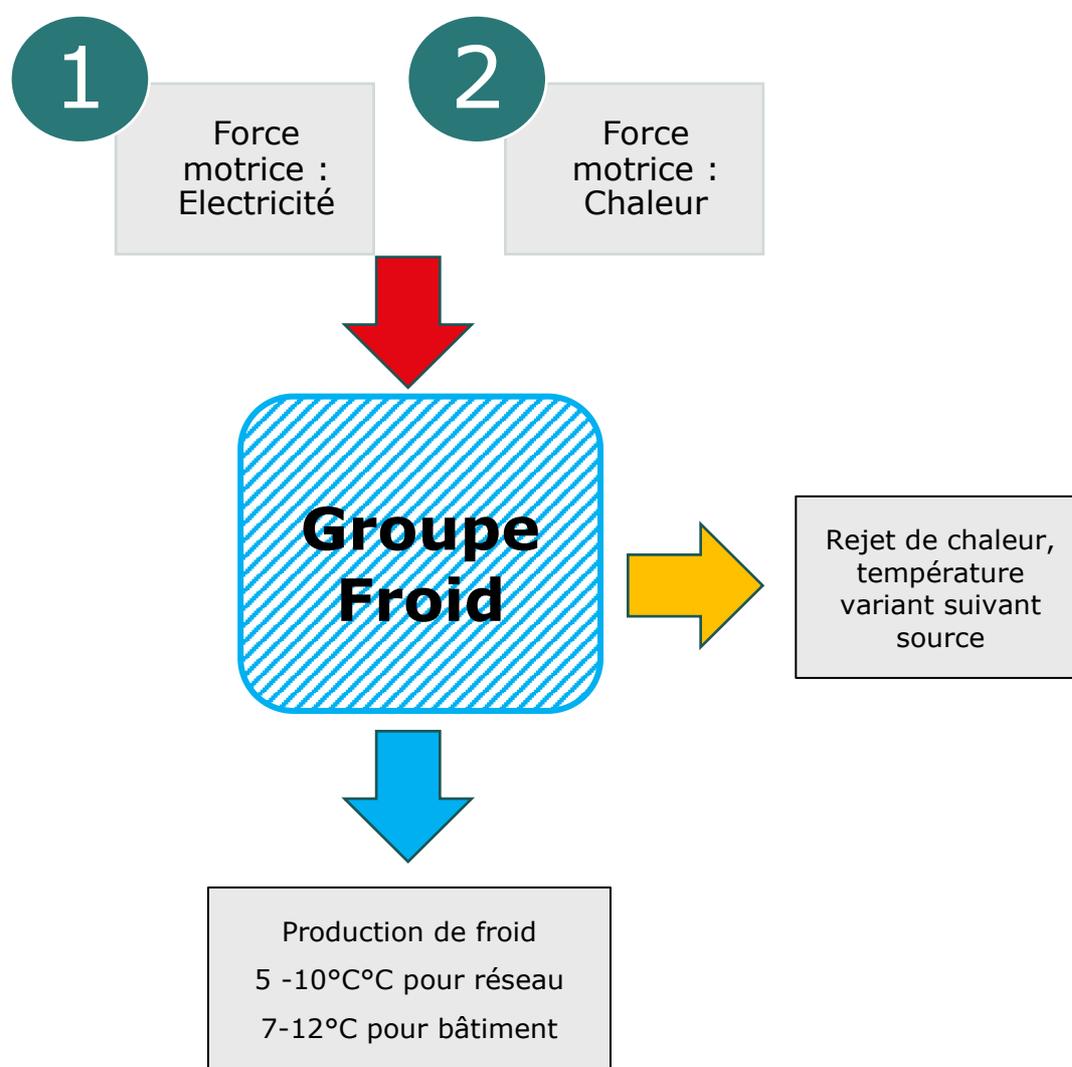
Aucune modification significative de ces réseaux n'a été considérée.

## 4/ Développement de la production de froid

### 4.1/ Les moyens de production de froid

La production de froid est généralement réalisée par des groupes froids fonctionnant sur le principe ci-dessous :

- Une « énergie motrice », qui peut être de la chaleur mais plus généralement est de l'électricité, permet de faire fonctionner le groupe froid,
- Du froid est produit aux alentours des 10°C : les équipements de rafraîchissement de locaux sont généralement dimensionnés pour un régime de température de 7 à 12°C. En cas de réseau de froid, il est donc nécessaire de créer un froid à température plus faible, généralement 5°C
- De la chaleur est rejetée dans l'environnement (air, eau),



Les technologies disponibles sont :

- 1) Force motrice : Electricité
  - a. Groupe froid à compression,
  - b. Thermo-frigo-pompe (idem, mais avec production simultanée possible de chaleur et de froid)
- 2) Force motrice : chaleur
  - a. Groupe froid à absorption
  - b. Groupe froid à adsorption
  - c. Source de chaleur : eau, eau surchauffée, vapeur

Pour être considérée comme du **froid renouvelable** (pas de définition officielle, mais critères pour obtenir des subventions de l'ADEME) :

- Les groupes froids à compression doivent ne pas rejeter de la chaleur dans l'air. Les rejets se font généralement : dans les fleuves, les nappes ou la mer.
- Les groupes froids à ad- ou ab-sorption doivent utiliser une chaleur renouvelable ou de récupération, comme celle d'une UVE

**A noter** : les réseaux de froid ne peuvent bénéficier d'une TVA à taux réduit, que le froid soit considéré comme renouvelable (par l'ADEME) ou non.

En effet, il n'y a pas de définition réglementaire du froid renouvelable au niveau national. Il n'est donc pas possible d'appliquer un taux de TVA réduit pour la fourniture de froid (part variable). Concernant la part fixe, le Code Général des Impôts stipule qu'un taux réduit est applicable pour la fourniture d'énergie « calorifique », soit pour l'abonnement aux réseaux de chaleur, mais pas aux réseaux de froid.

## 4.2/ Rendement (EER) des GF à absorption

Les éléments jouant sur le rendement des équipements (groupe froid à absorption) sont les températures de fonctionnement :

- Plus la température de fourniture de froid est faible, moins bon est le rendement,
- Plus la température de la chaleur motrice est élevée, meilleur est le rendement,

Les équipements disponibles sur le marché ont les rendements suivants :

- Cas 1 : Source chaude : eau chaude 95°C (température au secondaire d'un réseau basse température), froid à 7°C et rejet de la chaleur à dissiper à 30/35°C :
  - EER nominal : 0,83
  - EER moyen atteignable : 0,6
- Cas 2 : Vapeur à 160°C, froid à 7°C et rejet de la chaleur à dissiper à 30/35°C :
  - EER nominale : 1,7
  - EER moyen atteignable : 1,5

Besoins en froid	Système	EER moyen atteignable	Source énergie motrice	Chaleur à dissiper	
1 MWh à 7°C	GF à compression	4	0,25 MWh électrique	1,25	MWh à 35°C

1 MWh à 7°C	GF à Absorption	1,5	0,66 MWh de vapeur à 160°C	1,66	MWh à 35°C
1 MWh à 7°C	GF à Absorption	0,6	1,66 MWh d'eau à 95°C	2,66	MWh à 35°C

Ces « rendements » peuvent être très fortement augmentés si le rejet de chaleur se fait à une température plus faible (sur eau de nappe par exemple) : Un EER de 6 pour des GF à compression, de plus de 3 pour GF à absorption sont atteignables.

### 4.3/ Application au réseau de Besançon

La chaleur produite par l'UVE en période estivale est supérieure aux besoins de chaleur. Il serait donc envisageable de l'utiliser pour la production de froid à partir de la chaleur fatale de l'UVE à Besançon, pour :

- 1) Que des PAC à absorption soit installées chez des abonnés existants ou futurs du réseau de chaleur permettant de produire du froid (et de la chaleur à basse température, 35°C, éventuellement utilisable par l'abonné) :
  - a. **Choix 1**, possible sans modification du contrat de DSP actuel : C'est l'abonné qui installe et gère son installation de production de froid. Si les besoins de froid sont plutôt hors période de chauffage et non prépondérant sur les besoins de chauffage, cela n'entraînerait pas une hausse de la part abonnement, la puissance souscrite restant dimensionné sur les besoins de chauffage
  - b. **Choix 2** : Le réseau intègre la possibilité de produire chez l'abonné et de vendre un service supplémentaire, la production de froid (activité annexe qui doit être autorisé contractuellement en cas de DSP). Un « R2 froid » serait à mettre en œuvre, pour répercuter l'investissement nécessaire ainsi que les frais d'exploitation, d'entretien-maintenance et de renouvellement.
  
- 2) Créer un réseau de froid pour des bâtiments ayant des besoins de froid notable et avec une densité thermique élevée.

Le cout de production de froid (part variable, liée à la production de froid) suivant les différentes solutions (référence électrique et par GF à absorption) sont les suivants :

Besoins en froid	Système	EER moyen atteignable	Prix énergie motrice (électricité ou chaleur) -	Prix de revient du froid (P1)
1 MWh à 7°C	GF à compression <b>(Référence froid)</b>	4	90 €HTVA/MWh	23 €HT/MWh froid
1 MWh à 7°C	GF à Absorption / Eau surchauffée	1,3	35 €HTVA/MWh	23 €HT/MWh froid
1 MWh à 7°C	GF à Absorption / Eau chaude	0,6	35 €HTVA/MWh	58 €HT/MWh froid

La production de froid à partir de groupe froid à absorption n'est compétitive pour l'abonné sur la part P1, hors surcoût notable sur l'investissement et l'exploitation, par rapport à une solution classique par GF électrique :

- Qu'avec un raccordement au circuit vapeur (alimentant la blanchisserie de l'hôpital)
- Ou en cas de branchement sur le réseau de chaleur :
  - Avec une tarification spécifique (de l'ordre de 14€/MWh en sous-stations, soit maximum 10€HT en cas d'achat de cette chaleur à l'UVE
  - Ou en cas de valorisation concomitante de la chaleur rejetée à basse température, jusqu'à 60°C possible

## 4.4/ Benchmark des réseaux de froid

En France, 22 réseaux de froid sont recensés, livrant près de 1 000 000 MWh de froid par an. A noter que, sur un échantillon de 19 réseaux analysés<sup>6</sup> par l'AMORCE dans son rapport annuel des prix de vente de chaleur et de froid de 2019 :

- Seuls deux réseaux ne sont pas alimentés par un groupe froid à compression (fonctionnant grâce à l'électricité), mais par une thermo-frigo-pompe (système pouvant produire de la chaleur et de froid).
- Certains réseaux alimentés par un groupe froid à compression disposent aussi, dans des proportions plus marginales, d'une alimentation via un groupe froid à absorption, une pompe à chaleur ou du free-cooling.
- Le froid produit par les groupes froids à compression représente 96% de la production : seuls 4% sont possiblement produits à partir de chaleur fatale.

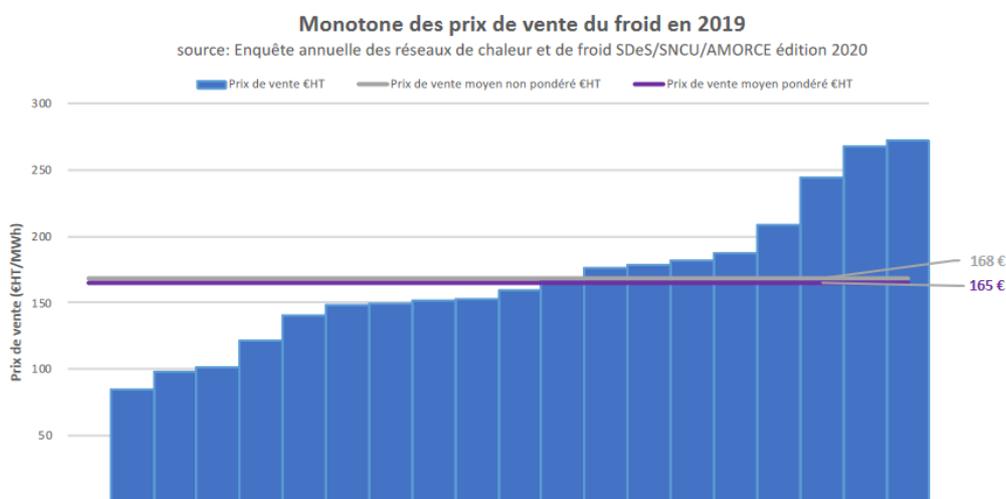


Figure 22 Monotone des prix HT des réseaux de froid

**Les prix des réseaux de froid sont bien supérieurs à ceux de la chaleur urbaine, et ont un coût global souvent bien supérieurs aux installations de référence individuels.**

- Les réseaux de froids sont donc développés dans des zones denses où il y a soit une obligation à se raccorder, soit des difficultés techniques et réglementaires à installer des systèmes individuels (tours, zones urbaines denses avec tertiaires, problématiques de bruits)

Le prix de 165€HT/MWh est à augmenter de 20% pour prendre en compte la TVA. Cela étant, la quasi-totalité des clients de ces réseaux sont des entreprises qui récupèrent la TVA (seulement 0,3% du froid livré concerne le secteur résidentiel).

<sup>6</sup> Cet échantillon représente 79% de l'effectif pour 93% de l'énergie livrée par rapport au total des répondants de l'EARCF. Même si cet échantillon est représentatif des réseaux de froid français, leur nombre étant relativement faible, les analyses statistiques sont limitées.

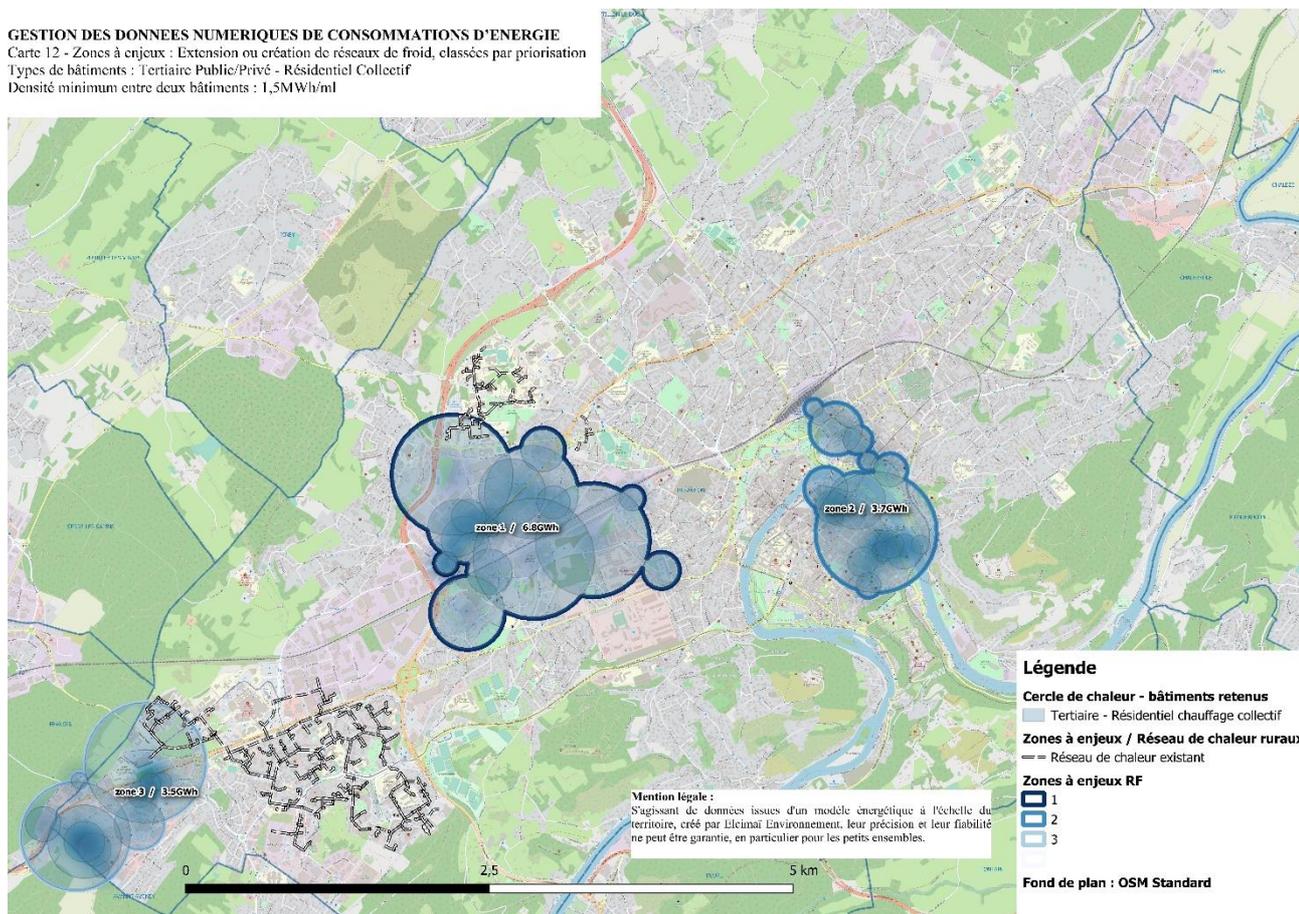
## 4.5/ Les zones à enjeux de création de réseaux

Les zones à enjeux de création de réseau de froid ont été recensés :

- Zone avec une densité élevée (supérieur à 4,5 MWh/ml) : aucune zone recensée
- Zones avec densité modérée (entre 1,5 et 4,5MWh/ml) : 3 zones recensées

### GESTION DES DONNEES NUMERIQUES DE CONSOMMATIONS D'ENERGIE

Carte 12 - Zones à enjeux : Extension ou création de réseaux de froid, classés par priorisation  
Types de bâtiments : Tertiaire Public/Privé - Résidentiel Collectif  
Densité minimum entre deux bâtiments : 1,5MWh/ml



N°	Nom quartier	Nb possible	SST	GWh froid P froid à créer	/
1	ZI Trépillot	17		6,8 GWh /	5,6 MW
2	La Boucle / Les Chaprais	15		3,7 GWh	3,1 MW
3	ZC Chateaufarine	12		3,5 GWh /	2,9 MW

La réalisation de ces 3 réseaux de froid, prioritairement alimentés par la chaleur fatale disponible de l'UVE en été, n'est pas possible : La puissance disponible à l'UVE en période estivale est insuffisante. Seul 1 des 3 zones serait réalisable.

La **création de réseau de froid ne semble pas adaptée à ces 3 zones** car aucune n'a une densité énergétique (MWh/ml) élevée. De plus :

- Pour la **zone 1** : La ligne SNCF découpe la zone en deux ensembles, ce qui limite la création d'un réseau. De plus, les bâtiments sont majoritairement industriels, avec très peu de contraintes urbanistiques et réglementaires (manque de places ou limitation des émissions sonores vers des logements) pouvant pousser les bâtiments à se raccorder à un réseau centralisé.
- Pour la **zone 2** : celle-ci est située de part et d'autre du Doubs, ce qui complexifie son déploiement. De plus, le déploiement du réseau de chaleur se ferait en basse température dans cette zone, ce qui ferait que le rendement moyen d'un système de groupe froid à absorption serait très faible. En 1<sup>ère</sup> approche, la réalisation de froid par GF à absorption par valorisation de chaleur fatale de l'UVE serait non compétitif avec un groupe froid électrique sur la nappe alluviale du Doubs.
- La **zone 3 (Zone commerciale de Chateaufarine)** comporte de bâtiments surtout des bâtiments à dominante commerciale. Les systèmes de réfrigération des cellules commerciales sont généralement individuels. De plus, une part de ces systèmes sont à détente directe, donc sans systèmes à eau connectable à un réseau de froid. Enfin, les systèmes actuels sont parfois situés en toiture, un raccordement à un réseau de froid est parfois impossible. Le potentiel sans travaux d'adaptation lourds des réseaux secondaires est donc bien plus faible.

Le développement d'un réseau de froid semble peu adapté pour cette zone commerciale nécessitant un engagement à long terme des propriétaires des bâtiments, pour permettre l'amortissement de telles installations.

## 5/ Développement des réseaux de chaleur

### 5.1/ Bâtiments et besoins pris en compte

L'étude du développement des réseaux s'appuie sur le modèle énergétique construit à la phase 1 du schéma directeur.

#### MODELE ENERGETIQUE GBM



#### MODELE ENERGETIQUE DES SCENARIOS

Figure 3 : principe général de l'élaboration du modèle énergétique des scénarios

Des filtres spécifiques sont appliqués aux données du modèle pour définir les bâtiments raccordables dans les différents scénarios.

Les parcelles déjà raccordées à un réseau de chaleur sont gardées dans le modèle (pas d'application des filtres).

Les filtres suivants sont appliqués aux parcelles non déjà raccordées à un réseau :

- Suppression des activités industrielles, non prises en compte dans l'étude
- Suppression des parcelles avec puissance chaud < 30 kW
- Suppression des parcelles résidentielles avec chauffage individuel

Pour permettre le tracé des réseaux des différents scénarios, un premier export des parcelles (carte de points géolocalisés) est effectué.

Une seconde phase de traitement est effectuée pour permettre de prendre en compte le fait que tous les bâtiments raccordables ne se raccordent pas en pratique.



Figure 4 : illustration schématique des deux étapes de traitement permettant d'obtenir les besoins de chaleurs des scénarios

Des taux de raccordement spécifiques sont appliqués par secteur d'activité :

- Résidentiel : 0,7
- Tertiaire public : 0,9
- Tertiaire privé : 0,4

Les données énergétiques (besoins et puissances) sont agrégées par zones (et horizons temporels), puis exportées dans le modèle énergétique spécifique à l'étude des scénarios (modèle sous tableur).

Une analyse énergétique et cartographique des zones

Les données sont ensuite traitées :

- Sélection des zones raccordées à chaque scénario
- Phasage de raccordement des zones aux réseaux
- Prise en compte au sein d'une zone d'un raccordement progressif

Une analyse énergétique et cartographique à conduit à éliminer certaines zones jugées peu intéressantes, quel que soit le scénario.

Le phasage de raccordement des zones prend en compte les contraintes suivantes :

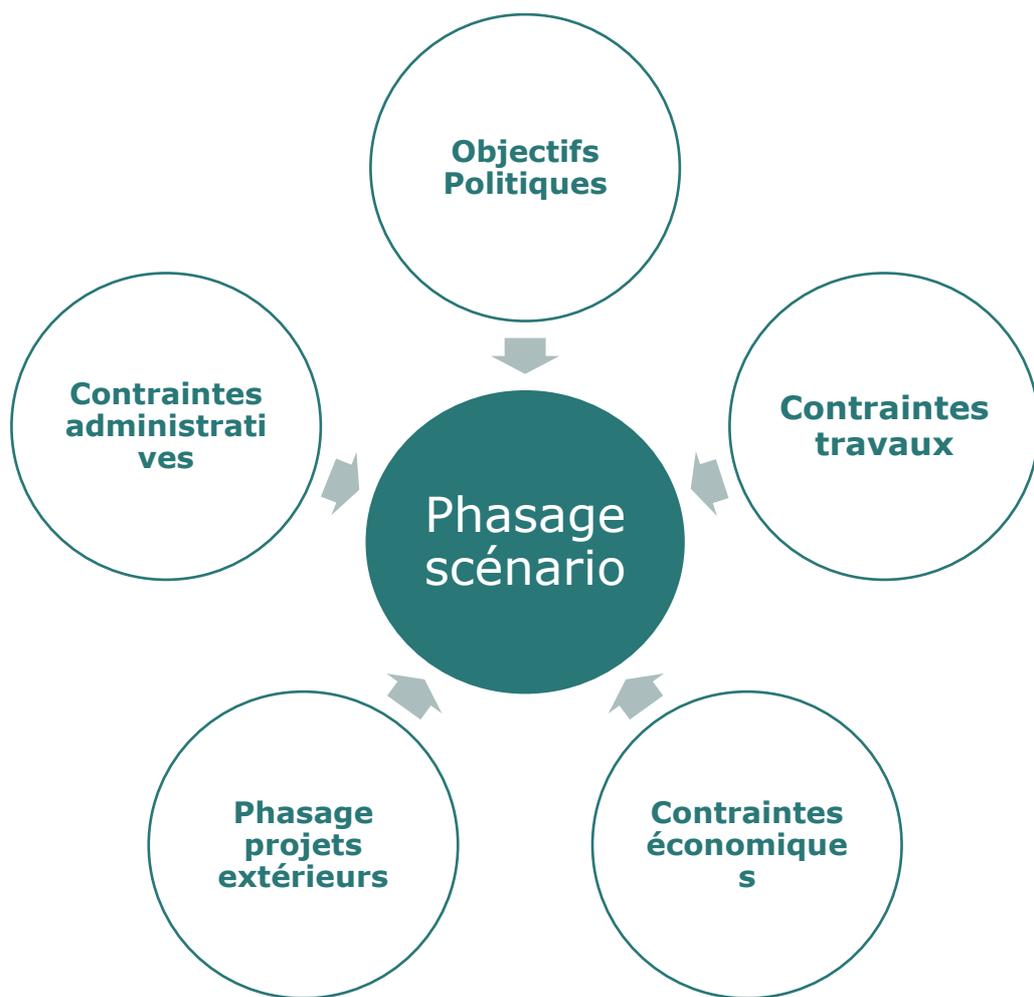


Figure 5 : contraintes à prendre en compte sur le phasage des scénarios

Notamment, les contraintes suivantes ont été prise en compte :

- Année N0 : 2025
- Interconnexion Bouloie/Planoise en 2025
- Intégration de Mallarmé à Planoise en 2025
- Fourniture de chaleur à St Jacques en 2025
- Phasage de l'ouest vers l'est (zones les plus à l'est raccordées entre 2025 et 2035)

Le raccordement progressif est pris en compte de la manière suivante :

- 85% des parcelles raccordées le sont lors du premier établissement (horizon de raccordement de la zone)
- 15% des parcelles raccordées le sont 5 ans après la date de raccordement de la zone (apparaît sur l'horizon suivant)

## 5.2/ Tracé du réseau

La zone d'extension du ou des réseaux de chaleur sur la zone de Besançon et des villes adjacentes (celles considérées comme zone urbaine) a été validée lors des Comités Techniques.

Nous avons réalisé un pré-tracé des réseaux de chaleur :

- Le passage des réseaux s'est voulu proches des principaux consommateurs
- Les axes routiers les plus importants ont été évités
- Le passage de réseaux hors espaces publics, dans des parcelles privés (création de servitudes), a été évité autant que possible. A noter : La création de réseau en parcelle privé pourra permettre de diminuer la longueur de réseau nécessaire
- Ce pré-tracé est une proposition
- La chaufferie de Planoise devait rester le principale point de production de chaleur, il a été pris en compte les points suivants :
  - La prise en compte d'un départ DN 300 créé en BP à la chaufferie de Planoise, sera réutilisé pour alimenter soit la Bouloie soit vers St Jacques
  - Au vu des besoins de puissances à transporter, il devra être créé au moins un autre départ principal depuis Planoise en direction du centre-ville.
  - Des maillages ont été créés, aussi bien pour des raisons de sécurisation (en cas de fuites), que de facilité de raccordements de nouveaux bâtiments et de travaux sur le réseau.

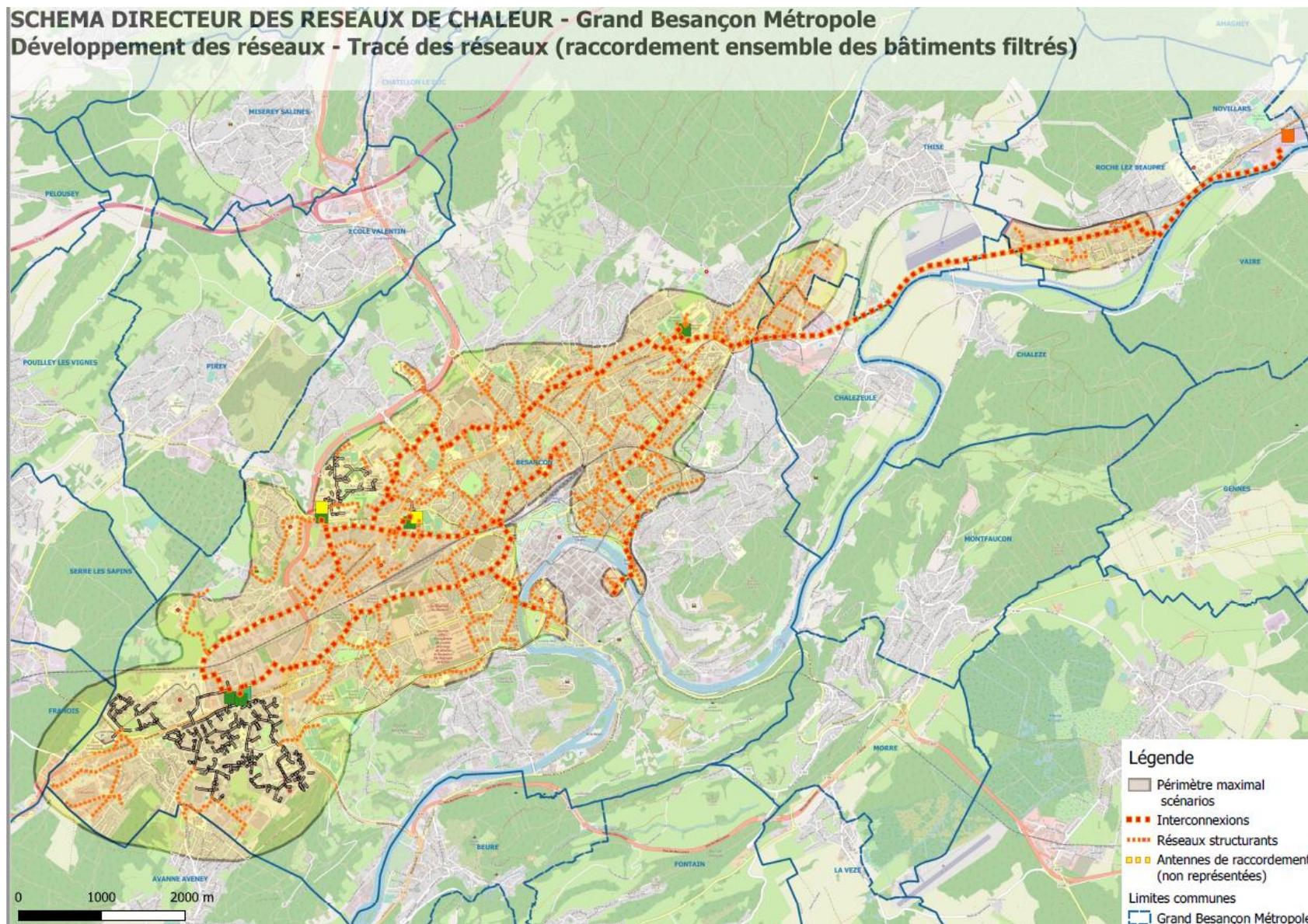
Il est considéré que tous les réseaux créés seront de type « basse température » (PN16 et température de fonctionnement inférieure à 110°C). Seul le réseau de chaleur existant serait conservé en HP.

Le détail du tracé est disponible en annexe graphique, « Carte 2.0\_Tracé ensemble réseaux », comprenant des zooms.

En dehors des antennes de raccordement, non tracées, **le réseau permettant de raccorder l'ensemble des consommateurs retenus serait de l'ordre de 90km** (interconnexions, maillage & réseaux structurants), auquel il serait nécessaire d'ajouter 60km d'antennes de raccordement.

# SCHEMA DIRECTEUR DES RESEAUX DE CHALEUR - Grand Besançon Métropole

## Développement des réseaux - Tracé des réseaux (raccordement ensemble des bâtiments filtrés)



### 5.3/ Longueur des réseaux de chaleur

Pour le calcul des longueurs de réseaux de chaque zone de développement des réseaux de chaleur, il a été procédé de la manière suivante :

- Les **réseaux d'interconnexion** : Réseaux devant être réalisés pour permettre de répondre aux objectifs des scénarios : connexion de réseaux existants entre eux ou ayant un rôle de transit ou de maillage et devant donc être réalisé en intégralité dans le cadre du développement envisagé.
- Les linéaires de **réseaux structurants** (en voie publique), permettant d'alimenter l'ensemble des bâtiments identifiés. Ces réseaux ont été dessinés de manière à pouvoir raccorder l'ensemble des bâtiments, leurs longueurs ont été calculées.
- Les linéaires **d'antenne de raccordement** ont été distingués, pour alimenter les sous-stations depuis le réseau structurant, avec entre 25 et 50 ml par sous-station, suivant la zone.

Une partie seulement des consommations des bâtiments est pris en compte dans le potentiel net (raccordés), traduisant un raccordement partiel du potentiel identifié. Cela permet de fiabiliser les données relatives aux densités énergétiques et aux investissements associés.

Le raccordement d'une partie seulement de ce potentiel identifié implique une longueur de réseau plus faible à déployer, correspondant à la part dite « retenue » de longueur du réseau structurant à comparer avec une desserte de la globalité de chaque zone. Cette part a été déterminé en fonction du taux de raccordement moyen, soit le « Potentiel retenu zone (kWh) / Potentiel brut (kWh) ».

Les longueurs prises en compte sont donc :

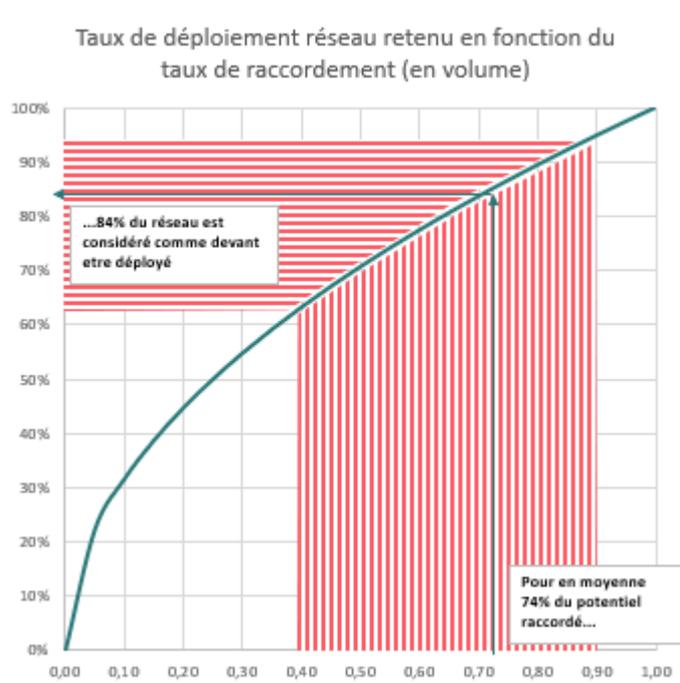
$$L_{\text{Rés. Struct. retenue}} = \text{Longueur}_{\text{dessiné}} \times \sqrt{\text{taux}_{\text{racc}}}$$

$$L_{\text{interco retenue}} = \text{Longueur}_{\text{dessiné}} \times 100\%$$

$$L_{\text{antenne retenue}} = \text{Longueur}_{\text{forfaitaire}} \times \text{taux}_{\text{racc}} \times \text{Nb ensemble immobilier} \times \text{Taux}_{\text{SST}}$$

Avec  $\text{Taux}_{\text{SST}}$  = Nombre de sous-station moyen par ensemble immobilier = 1,5





Le ratio potentiel net / potentiel brut est compris entre 41 et 90%, il est en moyenne de 74%. La part de réseau à déployer est comprise entre 63 et 95% de la longueur totale identifiée ; la moyenne se situant à 84% de développement du réseau

## 5.4/ Zones de développement

### 5.4.1/ Redécoupage suivant contraintes physiques

**L'ensemble du périmètre retenu du scénario 6, englobant tous les bâtiments, a été redécoupé en zones de développement**, en prenant en compte les contraintes suivantes :

- Voies SCNF
- Tramway
- Le Doubs
- Grands axes routiers
- Ligne bus vers Université

#### Mais aussi :

- Emprise de chaque scénario

En effet, à la demande de l'ADEME, il n'a pas été retenu que les zones les plus denses, mais également les zones proches pour « ne pas rater un raccordement possible ».



## 5.4.2/ Zones de développement

Après application de ces contraintes, 39 zones de développement ont été déterminées.

Quatre zones concernent des réseaux déjà existants :

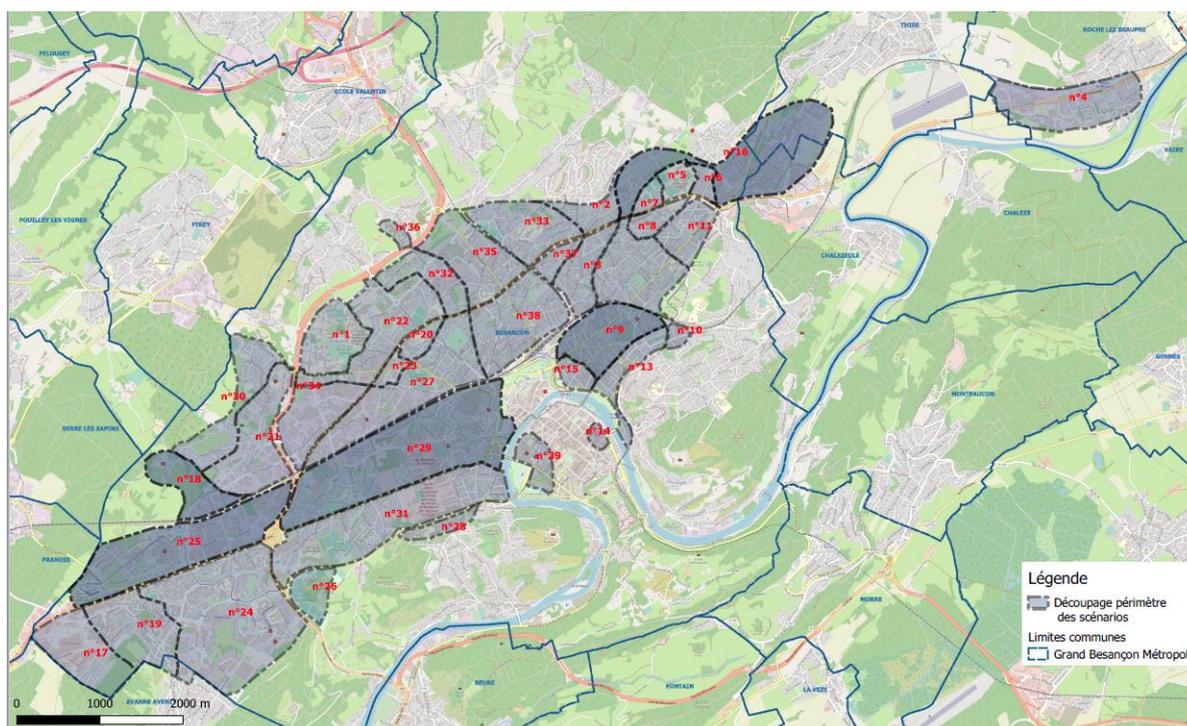
- Zone n°1 : périmètre du campus universitaire de la Bouloie
- Zone n°13 : quartier de Mallarmé
- Zones n°24 et 25 : Quartiers de Planoise et des Hauts de Chazal

Ces zones étant délimitées suivant les contraintes physiques décrites ci-dessus, elles comportent des bâtiments non raccordés à chacun de ces réseaux.

De plus, deux zones concernent les projets de réseaux de chaleur dense et de faible taille :

- Zone 5 : Réseau de Palente (Collège, Lycée et bâtiments communaux)
- Zone 39 : Réseau de St. Jacques / Arsenal : Requalification de l'ancienne hôpital St. Jacques, bâtiments publics proches

Le taux de raccordements retenu pour ces deux zones est de 100%. En effet, si ces zones étaient concernées par un projet de réseau de chaleur, l'ensemble des bâtiments considérés serait raccordé.



Et enfin, une zone dépend de la réalisation du scénario n°6 : Le développement du réseau à Roche-lez-Beaupré, sur le chemin entre la papeterie de Novillars et Besançon.



Le détail des données de chaque de ces zones (données sur bâtiments, besoins de chaleur à 2025, réseaux à déployer, investissements nécessaires et subventions possibles) sont détaillés dans un tableau en **annexe technique 4**.

Cette annexe comporte un onglet de synthétisation permettant d'extraire pour une zone les données liées. Le détail des données est le suivant (exemple de données pour la zone 22, entourant le campus de la Bouloie)

DONNEES PAR ZONE			
<b>Données générales</b>			
Numéro zone :	22	<b>A choisir (modifie tout le reste)</b>	
Réseau lié :	Planoise		
Scénario :	2	0 : déjà raccordé	
			
<b>Informations Générales "zone"</b>			
<b>Informations sur bâtiments retenus *</b>		<b>Données énergétique zone</b>	
Nb parcelles filtrées :	54 ensembles immobiliers	Besoins totaux bruts (GWh) :	17 GWh chaleur
Surface logements :	31 453 m <sup>2</sup>	Part global raccordable au RCU :	79% Potentiel net/potentiel brut Suivant les taux retenus par usage Résidentiel, Tertiaire, etc.)
Nb équivalent logt :	449 logements types de 70m <sup>2</sup>	Potentiel net de développement :	<b>13 GWh chaleur retenu pour étude (besoins nets)</b>
Surface industrie (m <sup>2</sup> ) :	0 m <sup>2</sup> utile	dont part ECS :	14% des besoins nets
Surface tertiaire public (m <sup>2</sup> ) :	105 339 m <sup>2</sup> utile	<b>Indicateur zone</b>	
Surface tertiaire privé (m <sup>2</sup> ) :	9 452 m <sup>2</sup> utile	Densité (net) zone :	3,9 MWh/ml
<b>Surface bâtiments zone (m<sup>2</sup>) :</b>	<b>146 244 m<sup>2</sup> (total)</b>	Somme des puissances :	9,6 MW (appelée & souscrite)
Besoins chaleur Totaux bruts :	<b>17 GWh chaleur en 2025</b>	Conso par sous-station :	261 MWh / SST
		Densité zone (kWh/m <sup>2</sup> ) :	15 m <sup>2</sup> de surface au sol
Zone retenue dans le cadre des scénarios de développement des RCU :		<b>OUI</b>	Année raccordement : 2025
<b>Nota Bene</b>	Données brutes : - après filtre sur usage, puissance minimum, - avant application taux raccordement ( variable suivant usage)  Données issues du modèle énergétique à 2025 (avec prise en compte baisse tendancielle depuis 2017)	<b>Nota Bene</b>	<b>Besoins nets</b> : Besoins de chaleur considérés comme couverts par le réseau de chaleur si il s'étend à la zone
<b>Données sur le raccordement possible des bâtiments de la zone</b> (uniquement pour la part nette, après applications filtres et taux de raccordabilité)			
<b>Réseaux de chaleur à déployer</b>		<b>Investissement (cout travaux ** )</b>	<b>Aides</b>
Interconnexion :	3 309 ml de réseau nécessaire au raccordement d'une autre zone	4 136 250 € HT de travaux	D'aides au titre du fond Chaleur (Aide au déploiement des réseaux, suivant ml)
Réseaux structurants :	1 898 ml de réseau (raccordement part net)	1 423 519 € HT de travaux	
antennes de raccordements :	1 532 ml d'antenne (raccordement part net)	995 884 € HT de travaux	
Nb SST :	51 Nb considéré raccordable	1 276 775 € HT de travaux	284 405 € CEE pour raccordement à un réseau de chaleur vertueux
Puissance moyenne SST :	189 MW/ SST	<b>7 832 428 € Montant total</b>	<b>4 697 001 € C d'aides (Fond chaleur + CEE)</b>
<b>Nota Bene</b>	Cout travaux en CHT, avant applications du coût des aléas (5%) et des frais de prestations intellectuelles : frais de maîtrise d'ouvrage, d'études, etc. de 15% s'appliquant sur le cout des travaux augmentés des aléas Subventions : avant application d'un taux (en %) d'aides maximal pour respecter l'encadrement européen des aides d'Etat		
<b>Investissements et subventions suivant la vitesse de déploiement en : 2025</b>			
Invest réseau Année N :	6 192 742 €	0	1 085 258 €
Invest réseau Année N+5 :	362 910 €	0	42 661 €
			Subvention (CEE et ADEME) réseau Année N : 4 362 231 €
			Subvention (CEE et ADEME) réseau Année N+5 : 334 769 €

Figure 6 : Exemple de données sur les besoins de chaleur par zone (zone 22)

## 5.5/ Zones non retenues

Certaines zones n'ont pas été retenues :

- Zones à dominantes industrielles ou de tertiaires privés :
  - Centre commercial de Chateaufarine,
  - Zone industrielle et commerciale de Chalezeule
  - Zone industrielle de Trépillot,
- Zones avec une trop faible densité énergétique (<2MWh/ml en 2025) et n'ayant pas une fonction de transit vers d'autres zones à plus fort potentiel
- Zones avec trop d'incertitudes : Parc des expositions (Micropolis), casernes militaires (quartier Joffre) et Cité des 408

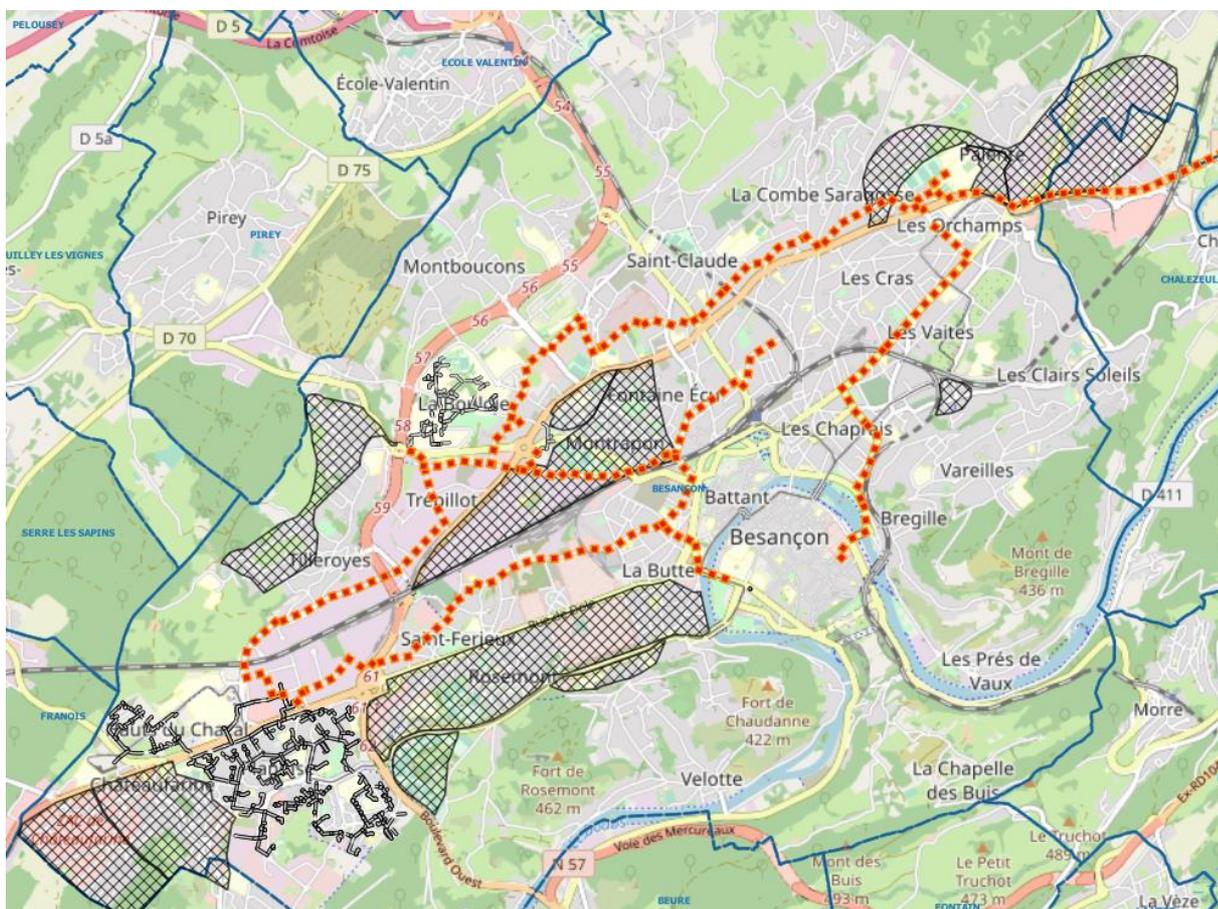


Figure 7 : Carte des zones non retenues

## Chapitre 2 Scénarios d'évolutions

### 1/ Scénarios retenus – périmètres et déploiement

Les scénarios du présent schéma directeur des réseaux de chaleur de la métropole de Besançon ont été créés selon la philosophie suivante :

- Ces scénarios sont détaillés aux échéances suivantes : 2025, 2030, 2040 et 2050
- L'échéance 2035 a été ajoutée, car elle représente un jalon notable en termes de développement et de contraintes externes (cogénération Novillars notamment).
- **Une situation de référence est définie.** Celle-ci correspond à la dynamique actuelle des réseaux existants, sans création de nouveaux réseaux de chaleur, mais avec des développements limités
- 6 autres scénarios (1 à 6) sont ensuite définis, de plus en plus ambitieux et demandant un engagement de plus en plus fort de la part des parties prenantes : collectivités locales, département, Région et Etat<sup>7</sup>, délégués de DSP et autres acteurs privés
- Ces scénarios sont **cumulatifs** : par exemple l'atteinte des objectifs du scénario 3 permet de remplir les objectifs du scénario 1 et 2.
- La définition du **scénario 1 a notamment été guidée par la volonté de « Ne pas laisser passer d'opportunités »**, et donc par exemple de mettre en place des réseaux de chaleur denses sur des quartiers spécifiques : Palente, Centre-Ville dans le cadre de l'opération d'aménagement St. Jacques / Arsenal dès lors qu'ils sont viables
- Au stade de schéma directeur, des **incertitudes demeurent** sur la viabilité technico-économique des opérations et sur le volume de consommations/nombre d'abonnés.

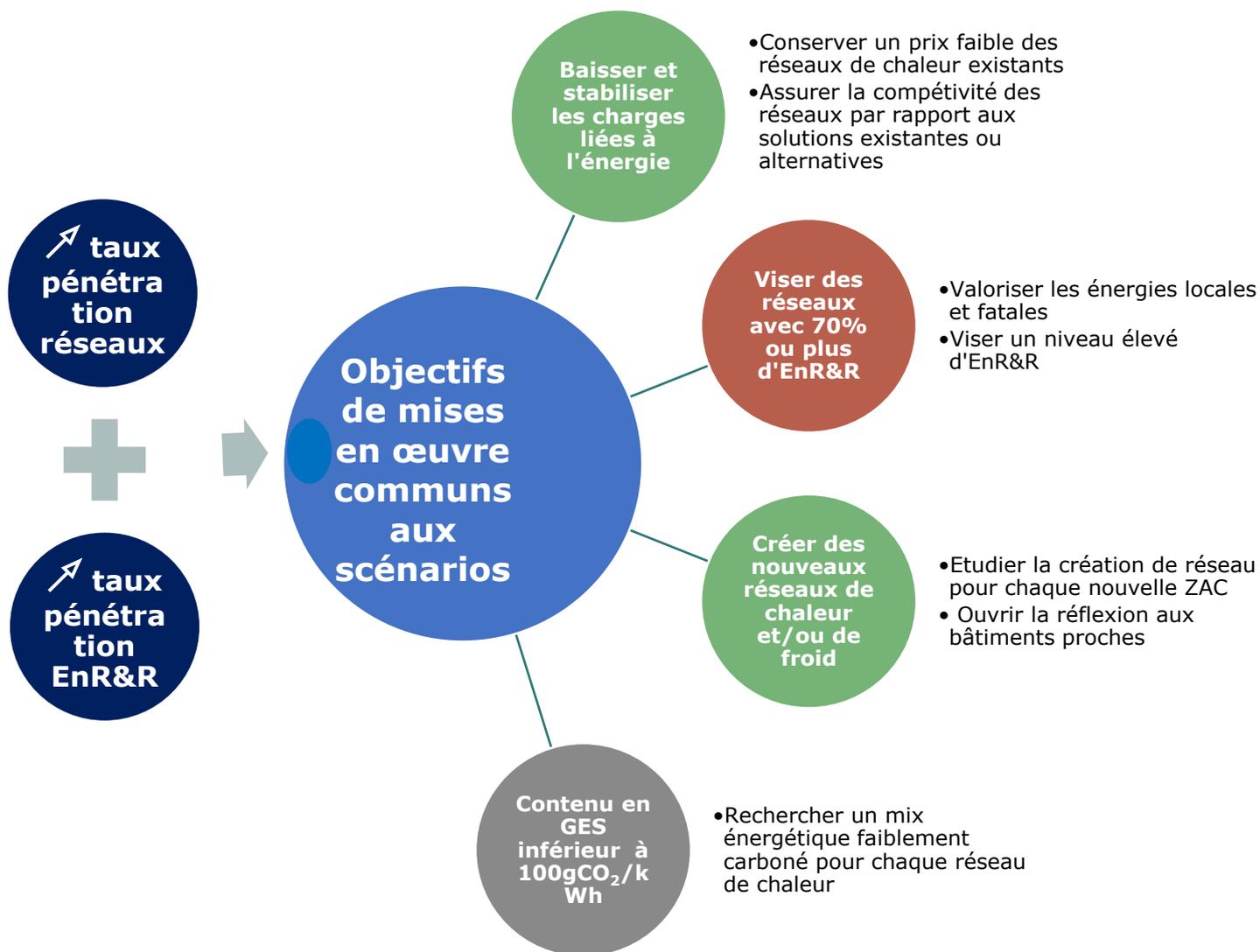
Au vu de ce dernier point, une analyse de la sensibilité des prix de la chaleur pour le réseau de Planoise à la variation des besoins de chaleur a été réalisée.

---

<sup>7</sup> \*Etat : par l'intermédiaire du Fond Chaleur de l'ADEME et de sa tutelle sur l'Université de Franche-Comté,

## 2/ Objectifs des scénarios

### 2.1/ Objectifs des scénarios



## **2.2/ Synthèse et périmètre géographiques des scénarios retenus**

### **2.2.1/ Synthèse des scénarios**

#### **6 scénarios ont été retenus (réseaux existants)**

- Scénario 0 : Référence (yc développements limités des réseaux)
- Scénario 1 : Interconnexion simple Bouloie / Planoise + Possibilité petits réseaux
- Scénario 2 : 1 plus Témis, Montrapon et intégration du réseau technique de Mallarmé
- Scénario 3 : 2 + une connexion vers le centre-ville & le quartier St. Jacques
- Scénario 4 : 3 + extension des deux réseaux (Palente et Planoise)
- Scénario 5 : 4 + connexion avec la zone de Palente (1 seul réseau)
- Scénario 6 : 5+ Roche les Beauprés & Connexion à la papeterie de Novillars

#### **En parallèle :**

- Faisabilité d'un réseau sur Palente
- Faisabilité d'un réseau sur Saint-Jacques par la Ville de Besançon



## 2.2.2/ Périmètre scénarios

### **Scénario 0**

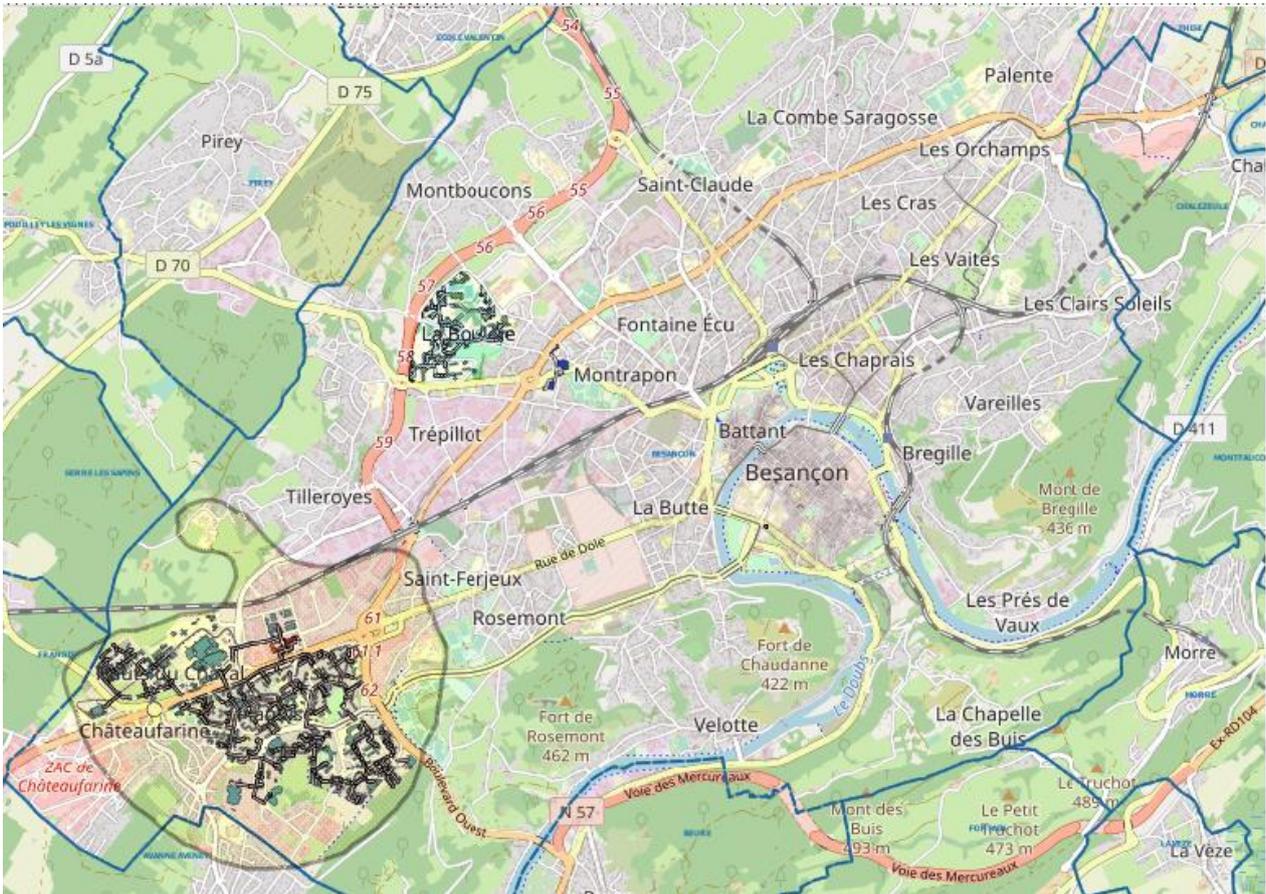


Figure 8 : Périmètre d'extension des réseaux scénario 0

#### **Nature scénario :**

- Pas de développement significatif des réseaux, en dehors de bâtiments proches pour Planoise, aux projets de l'Université pour la Bouloie
- Prise en compte de la baisse des besoins de chaleur,
- Prise en compte du projet de Renouvellement urbain de Planoise

## Scénarios 1 et 2 (Interconnexion, mutualisation & opportunités)

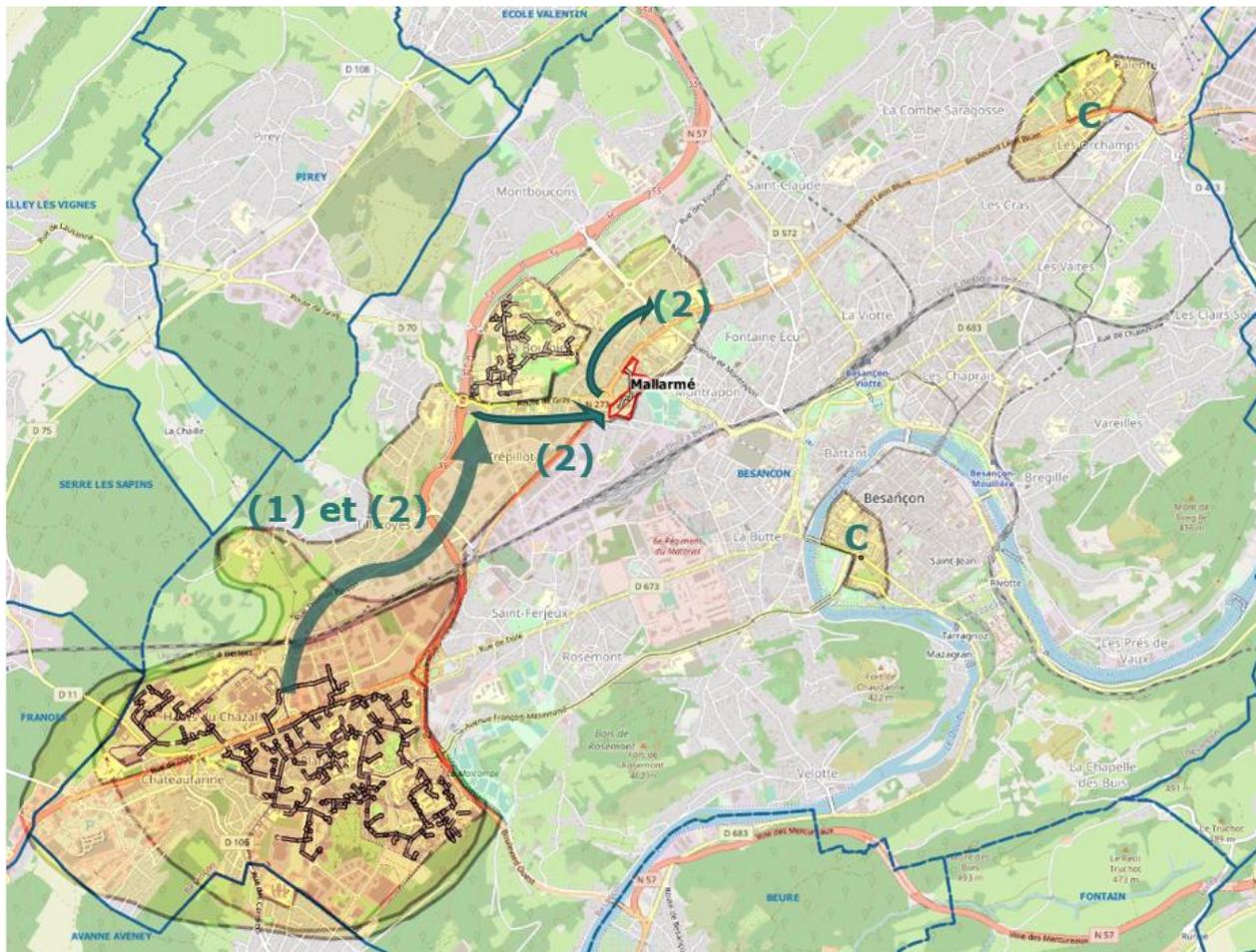


Figure 9 : Périmètre des scénarios 1 et 2

Nature scénarios 1 et 2 :

- Développements significatifs des réseaux aux zones proches
- Raccordement des réseaux existants, mutualisation moyens de production existants
- En parallèles : Créations (C) de réseaux denses (St Jacques / Arsenal & Palente) au vu des opportunités. Pour Palente :
  - Scénario 1 : Uniquement des bâtiments publics (Collège, Lycée, gymnase ville)
  - Scénario 2 : Intégration bâtiments proches : Ecoles, immeubles d'habitations dont ceux du bailleur social Néolia.

### **Scénario 3**

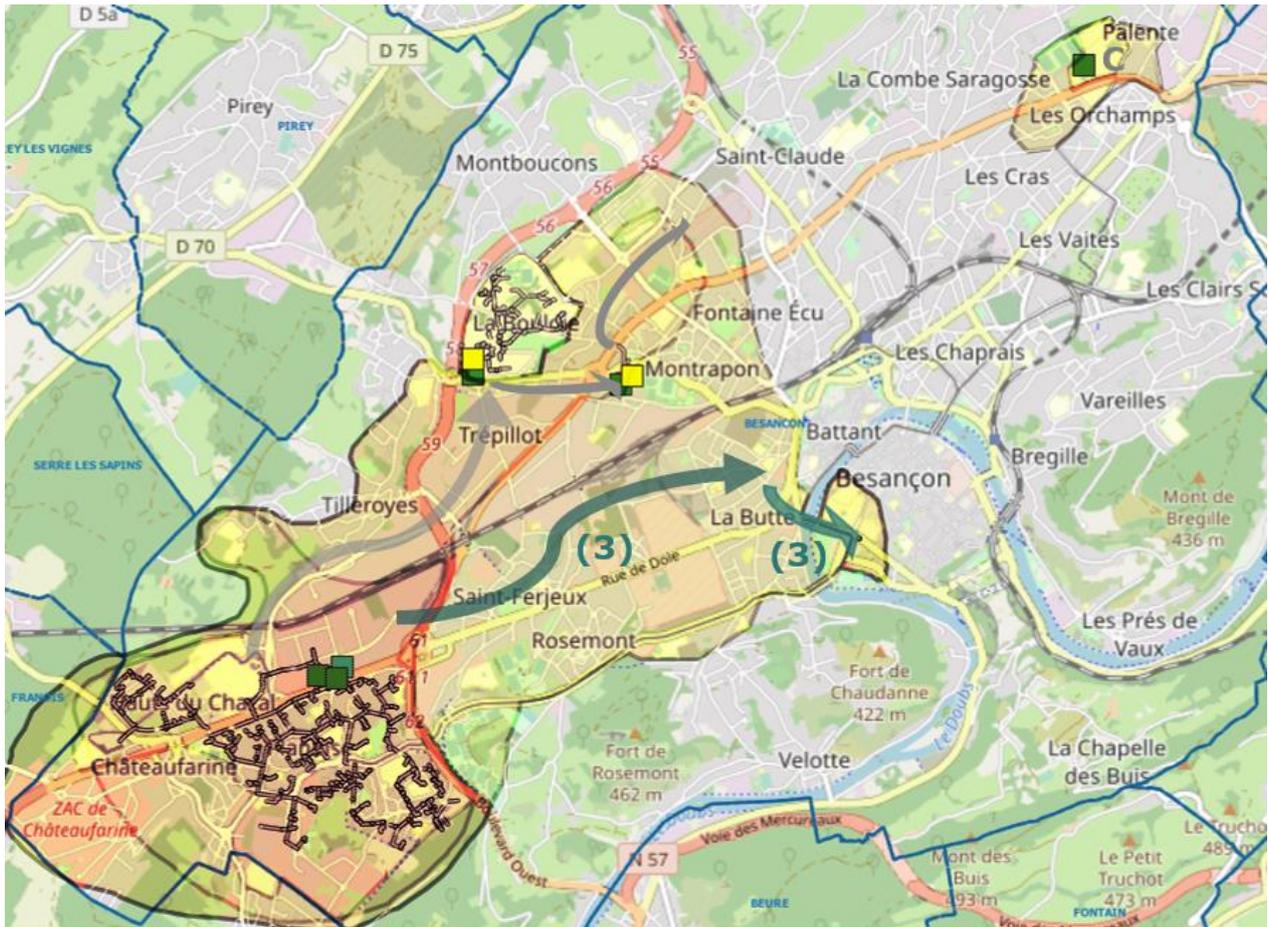
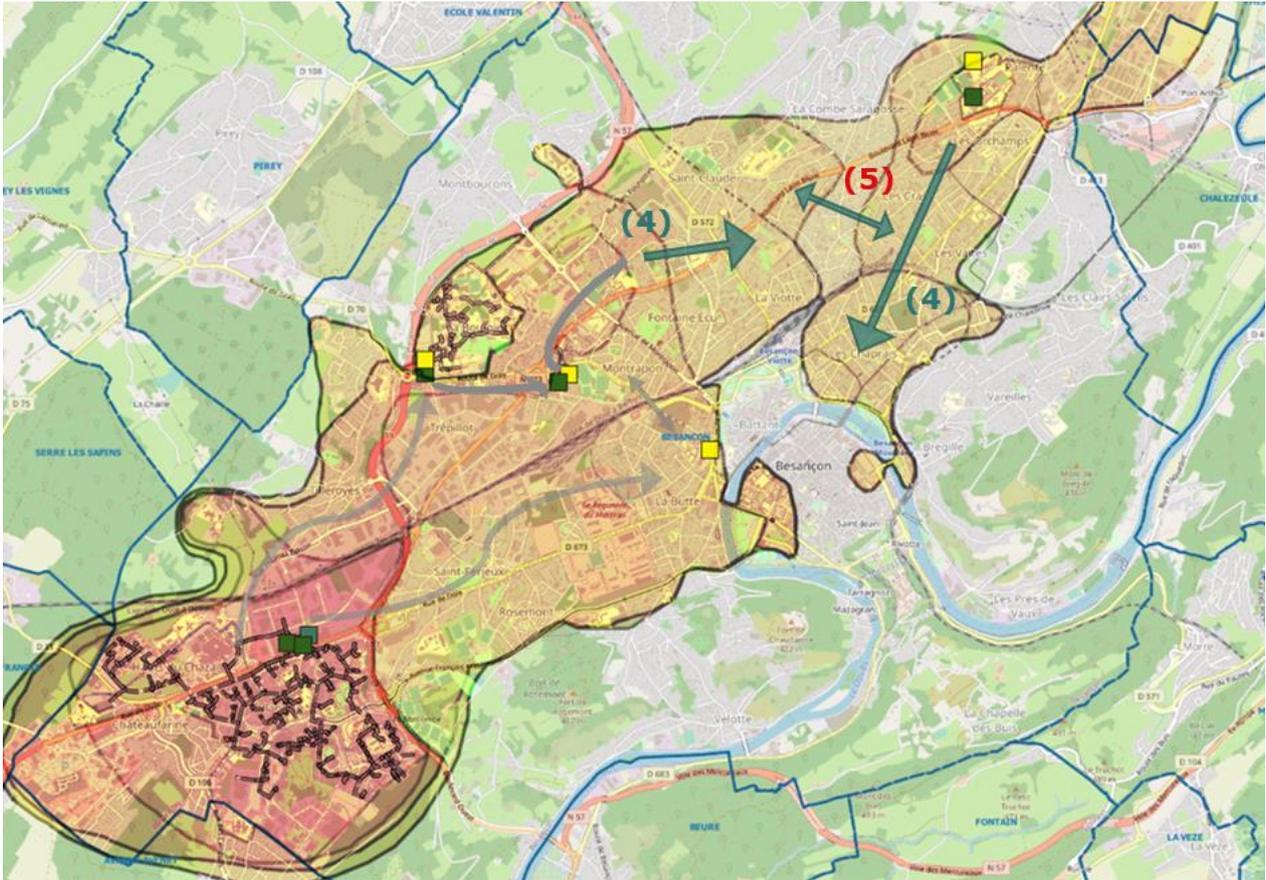


Figure 10 : Périmètre du scénario 3

Nature scénario 3 :

- Intégration technique et contractuelle des réseaux de Mallarmé et la Bouloie au réseau de Planoise
- Extension du réseau de Planoise jusqu'à la Boucle (quartier ST. Jacques – Arsenal)
- En parallèle : Création (C) d'un réseau dense (Palente & Les Orchamps)

## **Scénarios (4 et 5) de développement fort**



*Figure 11 : Périmètre des scénarios 4 et 5*

Nature scénarios :

- Scénario 4 :
  - Développements significatifs des réseaux aux zones proches,
  - Développement du réseau de Palente jusqu'aux grands ensembles publics de la boucle
- Scénario 5
  - Raccordement des deux réseaux, mutualisation des moyens de production existants
- Nécessité d'accompagner ces développements par la mise en place de nouvelle(s) capacité(s) de production EnR&R vers 2035. Celles-ci pourront être aussi de plusieurs types, cumulable : chaudière(s) biomasse, chaudière CSR, géothermie avec PAC, captation de chaleur fatale, etc.

## Scénario 6

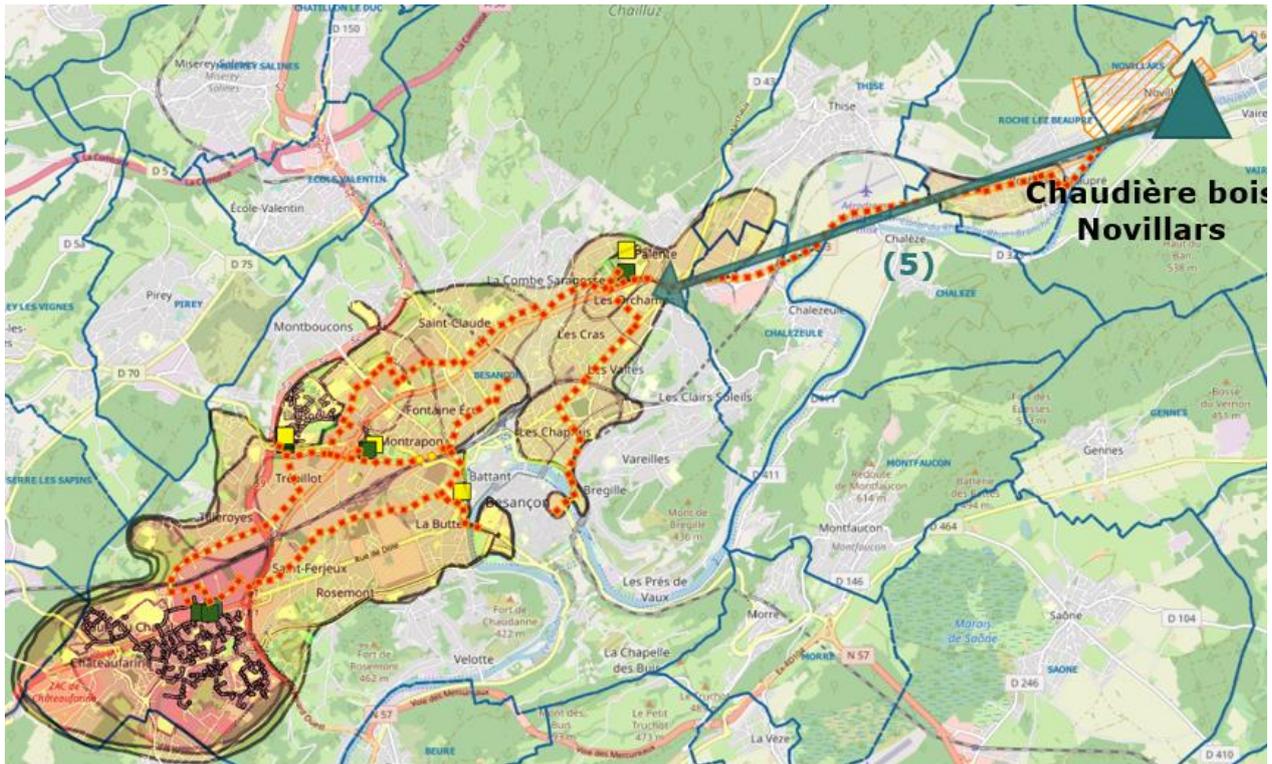


Figure 12 : Périmètre du scénario 6

Nature scénario :

- Idem scénario 5 + raccordement de Roche les Beauré
- A partir de 2035 : La chaudière bois de la la cogénération de la papèterie de Gemdouds de Novillars de 63 MWth deviendrait la principale source de chaleur du réseau, après l'UVE
- Mode de gestion :
  - Idem scenario 5 (Un seul réseau pour Besançon + réseau de chaleur de Novillars)
  - Contractualisation nécessaire pour la vente de chaleur par la chaudière bois de l'actuelle cogénération bois de la papèterie Gemdouds de Novillars  
(arrêt cogénération, au moins en période hivernale, en 2035 pour permettre d'alimenter la ville de Besançon)

### Scénarios (0 à 6) pour le réseau de chaleur existant de Novillars :

- Avenir assuré jusqu'en 2035 (fin de la DSP actuel et fin du contrat de cogénération biomasse de la papèterie de Novillars)
  - Après 2035, un choix devra être fait entre :
    - Conservation source actuelle de production de chaleur EnR&R,
    - Ou création d'un moyen de production de substitution à la c
- Mais probable hausse des tarifs de la chaleur.
- Fonctionnement restant distinct des autres réseaux

### 2.2.3/ Composantes juridiques et techniques : Nombre de réseaux

Suivant le scénario retenu, il pourra y avoir jusqu'à 6 réseaux de chaleur et/ou technique sur le territoire.

- 2 réseaux de chaleur existants : Planoise et Novillars, qui resterait des entités spécifiques
- 2 réseaux techniques : Mallarmé et La Bouloie, qui pourront être interconnecté ou intégré au réseau de chaleur de Planoise
- 2 réseaux de chaleur dense dont la faisabilité technique, économique et juridique en tant que réseaux de chaleur indépendants est étudiée : St Jacques Arsenal et Palente

Par scénario et par réseau, les modalités de gestion des réseaux seraient les suivants :

	Planoise et des hauts de Chazal	Mallarmé	La Bouloie	St. Jacques / Arsenal	Palente	Novillars
Scénario 0	Réseau de chaleur	Indépendant	Indépendant	-	-	Indépendant
Scénario 1	Réseau de chaleur	Indépendant	<b>Interconnecté à Planoise</b>	<b>Création réseau</b>	<b>Création réseau</b>	
Scénario 2	Réseau de chaleur	<b>Intégré à Planoise</b>	Interconnecté à Planoise	Idem scénario 1	Extension	
Scénario 3	Réseau de chaleur		<b>Intégré à Planoise</b>	<b>Intégré à Planoise</b>	Idem scénario 2	
Scénario 4	Réseau de chaleur				Extension	
Scénario 5	Un seul réseau de chaleur				<b>Intégré à Planoise</b>	
Scénario 6	Un seul réseau de chaleur + connexion avec Papeterie Gemdoub					

## 3/ Faisabilité technique des scénarios

### 3.1/ Evolutions détaillées des moyens de production

Les scénarios ont été simulés avec les principales hypothèses suivantes :

- Taux d'EnR&R (sur la production de chaleur) compris entre 75% et 90%.  
Pour comparaison :
  - Le taux minimum pour avoir un taux réduit de TVA est actuellement de 50%, il devrait passer à 55% puis 60% en 2025 et 2030 (orientation à l'étude par le gouvernement)
  - Le taux d'EnR&R du réseau de Planoise est actuellement de 81% en 2019
  - Un taux d'EnR&R de 75% minimum est généralement nécessaire pour s'assurer que tout consommateur supplémentaire ait un taux d'EnR&R marginal de plus de 50%.
- Evolutions fixes (envergure du réseau, besoins de chaleur, moyen de production) entre chaque horizon temporel (2025, 2030, 2035, 2040 et 205)
- Prise en compte du déclassement des moyens de production :
  - Durée de vie de l'ordre de 35 ans pour les chaudières biomasses de forte puissance
  - Durée de vie de l'ordre de 25 ans pour les chaudières biomasse de faible puissance (Mallarmé)
- Pris en compte des évolutions des moyens de production de chaleur existants (Cogénération de la papeterie de Gemdoub, UVE)

#### 3.1.1/ La Bouloie (UFC / CROUS)

Pour mémoire, les moyens de production actuels sont les suivants :

- Production EnR&R : 1 seule chaudière biomasse, surdimensionnée à sa construction, sans économiseur de chaleur sur les fumées,
- Production d'appoint/secours : Chaufferie existante, composée de 5 générateurs au gaz naturel de puissance unitaire respectivement égale à 3,15MW, 3MW, 3MW, 2MW, 1MW (12,15 MW au total)

Les évolutions pressenties (scénarios 0, 1 et 2) :

- Malgré la construction de bâtiments supplémentaires et le raccordement de bâtiments chauffés au gaz au réseau de la Bouloie, cet équipement restera surdimensionné par rapport aux besoins. Il n'est pas pris en compte de création d'un nouveau moyen de production d'EnR&R.
- En cas de mise en place d'un export de chaleur vers le réseau de Planoise (scénario 2), la mise en place d'un économiseur de chaleur sur les fumées (permettant la production supplémentaire de 300 kW à puissance nominale) pourra être envisagée (hausse de la production permettant une baisse du coût de revient de la chaleur, par hausse du rendement de production),

- En 2040 : Remplacement complet de la chaudière biomasse et de ces équipements connexes (équipement en fin de vie, âge : 35ans) :
  - Chaudière de 3MW (pour s'adapter à la baisse des besoins de chaleur)
  - Conservation des bâtiments et du principe de stockage actuel
  - Remplacement du process uniquement, pour un coût de 1,95M€ (sans subvention, car ne permettant une valorisation de chaleur supplémentaire)
- Moyen de production de d'appoint / secours : pas d'investissement supplémentaire, uniquement des opérations de Gros -Entretiens Renouvellement des équipements existants :
  - Avec mise à niveau des équipements type brûleurs pour permettre de respecter les évolutions réglementaires sur les VLE de polluants,
  - Avec un déclassement de certains équipements au fur et à mesure de la baisse des besoins (de chaleur et de puissance).

	actuel	2025	2030	2035	2040	2050
Puissance EnR&R Sc.0	5,15 MW	Idem : 5,15 MW			3 MW (nouvelle chaudière)	
Puissance EnR&R Sc.1 et 2	5,15 MW	Idem : 5,15 MW			3 MW (nouvelle chaudière)	
Puissance EnR&R Sc.2 avec export à Planoise	5,15 MW	5,15 MW + 300 kW économiseur			3 MW (nouvelle chaudière) minimum	
Sc.3 et supérieure	5,15 MW	Intégration au réseau de Planoise 5,15 MW + 300 kW économiseur			Déclassement	

Tableau 1 : évolution des moyens de production EnR&R- Bouloie

### 3.1.2/ Réseau de Novillars

L'alimentation du réseau de chaleur est assurée prioritairement par la chaleur de récupération de la Cogénération Biomasse de Novillars.

Cette centrale de cogénération produit une puissance thermique de 63MWth permettant de délivrer 20MW électrique au réseau. La chaleur résiduelle est utilisée :

- Pour les besoins de vapeur de la papèterie Gemdoub,
- Pour assurer la fourniture du réseau de chaleur de Novillars, avec une puissance thermique disponible de 5 MW.

Le contrat de cogénération (appel d'offre CR4) a été conclu en 2014 pour une durée de 20 ans. Il n'est pas connu le sort de l'installation à la fin des contrats (contrat avec obligation d'achat de l'électricité cogénérée par EDF, contrat d'achat de chaleur pour le réseau).

Pour les scénarios :

- Quel que soit le scénario, il a été estimé que le réseau de Novillars resterait distinct des autres réseaux de Besançon,
- Si la chaudière biomasse ne sera plus exploitée à partir de 2035, un nouvel équipement de production d'EnR sera à créer pour remplacer cette source d'EnR. Cet investissement n'a pas été estimé à ce stade.
- Il est pris en compte que quel que soit l'avenir de la chaudière biomasse de la Papèterie, le réseau resterait en fonctionnement et que le taux d'EnR&R serait conservé.

	actuel	2025	2030	2035	2040	2050
Conservation fonctionnement chaudière bois de la cogénération après 2035	5 MW (échangeur)	Idem : 5 MW		Idem : 5 MW		
Arrêt chaudière bois	5 MW (échangeur)	Idem : 5 MW		Puissance nécessaire EnR&R : 1,5-2,5 MW (équipement à créer)		

Tableau 2 : évolution des moyens de production EnR&R – Réseau de Novillars

### 3.1.3/ Réseau de Mallarmé

#### **Moyens de production actuel**

##### **Chaufferie Biomasse (bâtiment distinct) :**

L'alimentation du réseau de chaleur est assurée prioritairement par une chaudière biomasse « Bioflamm » de 950kW utile. Elle est alimentée par de plaquettes forestières locales de 20 à 30% d'humidité.

Un ballon d'hydro-accumulation de 15m<sup>3</sup> permet d'améliorer la charge de fonctionnement et de lisser les pics de demande.

##### **Evolution (interconnexion ou intégration)**

Au vu du dimensionnement du réseau de chaleur, non connu pour accueillir de nouveaux bâtiments, il semble préférable de conserver le réseau de chaleur comme une « antenne » en cas de raccordement au réseau de Planoise.

La chaufferie bois (Scénarios 2 à 6) serait :

- Conservée, au moins jusqu'en 2039 (durée de vie : 27 ans)
- Avec une puissance nominale diminuée par le constructeur à 900 kW, pour ne pas être soumis au régime ICPE (et les contraintes réglementaires liées)
- Utilisée en appoint :
  - Après recours à l'UVE et aux chaudières biomasse de fortes puissances,
  - Avant les chaudières gaz

- Utilisée en ilotage, uniquement pour alimenter la branche de réseau correspondant au réseau de Mallarmé

Le réseau principal serait relié hydrauliquement au ballon tampon (avec éventuellement un échangeur de chaleur si les pressions de fonctionnement des équipements, notamment la chaudière bois, le contraignent).

Le fonctionnement du réseau actuel ne serait pas modifié, seule une source de chaleur complémentaire serait reliée.

### 3.1.4/ Réseau de Planoise des hauts de Chazal

Les moyens de production de la concession actuelle (hors biens propres du concessionnaire, comme la cogénération gaz ou équipements externes : UVE) sont les suivants :

Générateur	Combustible	Puissance entrante (MW <sub>PCI</sub> )	Puissance Utile (MW)	Rendement	Priorité
G1	fuel lourd	27,1	23,3	86%	Ecrêtage des pointes
G5	GN / fuel lourd	11,9	10,5	88%	Ecrêtage des pointes
G6	Biomasse	7,3	6	82%	Base saison de chauffe
G7	Biomasse	8,875	8	90%	Base saison de chauffe
G8	Biomasse	8,875	8	90%	Base saison de chauffe
G9	GN	20	19	95%	Appoint

Tableau 3 : évolution des moyens de production EnR&R – Réseau de Planoise

Les grandes orientations de l'évolution des moyens de production de chaleur sont :

- L'arrêt du recours au fioul lourd (et le démantèlement des équipements connexes liés au fioul lourd), y compris le passage au Gaz Naturel des chaudières G1 et G5,
- L'arrêt du four n°3 de l'UVE, l'augmentation de puissance (+10%) du four n°4 de l'UVE
- La conservation de la cogénération (en tant que bien propre d'ENGIE, en dehors de la concession) jusqu'à la fin de la validité du contrat avec obligation d'achat auprès de EDF (2029)
- Le besoin de chaleur EnR&R supplémentaire à partir du scénario 3 : de +5 à + 16MW suivant les scénarios
- Le besoin d'appoint/secours supplémentaire à partir du scénario n°3 en partie couvert à Planoise (Mise en place d'une chaudière gaz G10 dans cellule existante prévue à cet effet)

Générateur	Combustible	Puissance entrante (MW <sub>PCI</sub> )	Puissance Utile (MW)	Rendement	Scénario	Année Mise en service	Année déclassement
G1	fuel lourd --> GN	27,1	23,3	86%	Tous	En service	conservée

F3	UVE - four 3	-	5,5	100%	Tous	Arrêt avant 2025	
F4	UVE - four 4	-	8,25	100%	Tous	En service (+10% P)	conservée
G5	GN / fuel lourd	11,9	10,5	88%	Tous	En service	conservée
G6	Biomasse	7,3	6	82%	Tous	En service	<b>Arrêt 2039</b>
G7	Biomasse	8,875	8	90%	Tous	En service	Arrêt 2049
G8	Biomasse	8,875	8	90%	Tous	En service	conservée
G9	GN	20	19	95%	Tous	En service	conservée

Générateur	Combustible	Puissance entrante (MW <sub>PCI</sub> )	Puissance Utile (MW)	Rendement	Scénario	Année Mise en service	Année déclassement
G10 (ajout)	GN	20	19	95%	Scénario 3+	entre 2025 et 2030	après 2050
G11 (ajout)	Biomasse / CSR	6	5	88%	Scénario 3 et 4	2025	après 2050
G12 (ajout)	Biomasse / CSR	9	8	88%	Scénario 5	2025	après 2050
G13 (ajout)	Biomasse	6	5	88%	Scénario 4	2030	après 2050
G14 (ajout)	Biomasse	9	8	88%	Scénario 5	2030	après 2050
Bouloie	Biomasse	6	5,5	90%	Scénario 3+	En service	<b>Arrêt 2039</b>
Mallarmé	Biomasse	0,99	0,9	91%	Scénario 3+	En service	<b>Arrêt 2039</b>

Tableau 5 : des évolution moyens de production créés ou intégrés - Réseau de Planoise

Comme le montre le graphique ci-après :

- Les scénarios 0, 1 et 2 ne verraient la création d'aucun moyen de production d'EnR en dehors de ceux existants,
- A partir du scénario 3, la création de moyen(s) de production EnR&R supplémentaire(s) s'avère nécessaire pour :
  - Conserver un taux d'EnR élevés (> 80%)
  - Compenser l'arrivée en fin de vie des 1<sup>ères</sup> chaudières biomasse mises en service (G6, La Bouloie, Mallarmé)

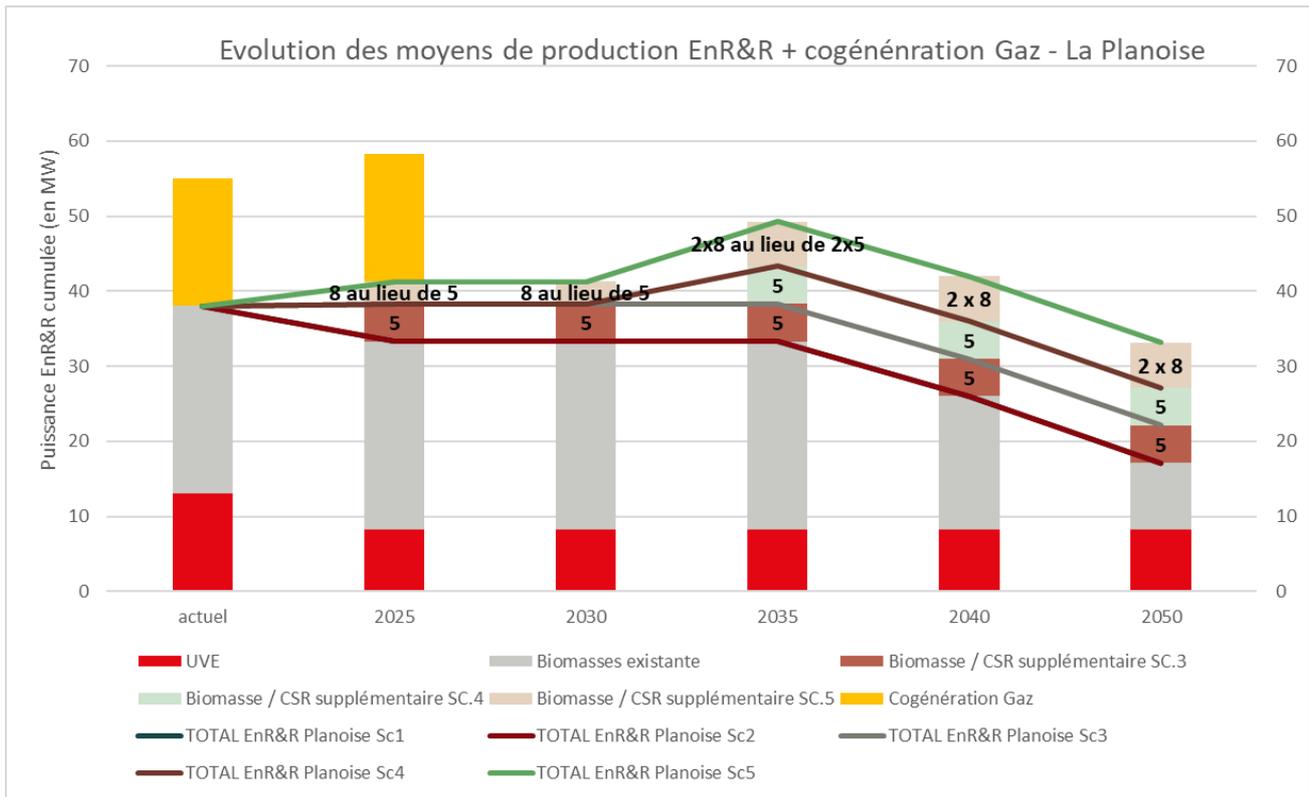


Figure 13 : Evolution des moyens de production (MW utile) de la Planoise

### 3.1.5/ Nouveaux réseaux

#### **Palente**

En cas de mise en œuvre d'un réseau dans les périmètres étudiés, des moyens de productions de chaleur EnR&R propres au réseau devront être mis en place. En effet, ce réseau de chaleur est trop éloigné pour permettre un raccordement aux réseaux existants (Bouloie ou Planoise).

Au vu des contraintes de températures du principal consommateur, le lycée, il est nécessaire de mettre en place des moyens de productions de chaleur délivrant une température proche de 90°C. Dans ce cadre, l'EnR privilégiée est la biomasse.

Les différents scénarios ont été construits comme pouvant être également des phases de développement du réseau. Dans ce cadre, il a été simulé les moyens de productions EnR&R suivants :

- Scénario 1 :
  - 1 à 2 chaudières biomasse d'un puissance totale utile de 750kW
  - Type de biomasse : plaquette sèche (~30% d'humidité) et de faible granulométrie (impact sur coût plaquette : ~30€HT/MWhPCI, idem Mallarmé)
- Scénario 2 :
  - 2 à 4 chaudières biomasse d'un puissance totale utile de 1 500 kW

- Type de biomasse : plaquette sèche (~30% d'humidité) et de faible granulométrie (impact sur coût plaquette : ~30€HT/MWhPCI, idem Mallarmé)
- Scénario 3 : Idem scénario 2 :
- Scénario 4 :
  - 2 à 4 chaudières biomasse d'un puissance totale utile de 1 500 kW  
Type de biomasse : plaquette sèche (~30% d'humidité) et de faible granulométrie (impact sur coût plaquette : ~30€HT/MWhPCI, idem Mallarmé)
  - 1 chaudière biomasse d'un puissance totale utile de 4 500 kW, fonctionnant à partir de plaquette forestière humide
- Scénario 5 :
  - 2 à 4 chaudières biomasse d'un puissance totale utile de 1 500 kW  
Type de biomasse : plaquette sèche (~30% d'humidité) et de faible granulométrie (impact sur coût plaquette : ~30€HT/MWhPCI, idem Mallarmé)  
  
(installées en 2025, avant intégration au réseau de Planoise en 2035, conservées jusqu'en 2040)
- Scénario 6 :
  - Raccordement à la Papeterie de Novillars dès la mise en service du réseau, vers 2025

### **Quartier St. Jacques / Arsenal**

En cas de mise en place d'un réseau de chaleur spécifique à ce quartier, un ou plusieurs moyens de production de chaleur EnR&R devront être installée, pour une puissance compris entre 1 à 2 MW en cas de réseau de chaleur de type « Base EnR&R + appoint fossiles ».

A partir du scénario 3, le réseau de St. Jacques / Arsenal est intégré au réseau de Planoise et des Hauts de Chazal. Dans ce cadre :

- La production d'EnR&R « de base » sera produite au niveau des installations de production de chaleur de Planoise. Il sera nécessaire, au vu des bâtiments raccordables sur le tracé pressenti entre Planoise et le centre-ville **d'ajouter un moyen de production d'EnR** (type chaudière biomasse ou à base de CSR).
- Les besoins de sécurisation du réseau nécessitent la création de nouveaux moyens de production de chaleur, ou la récupération de moyens de production de chaleur existants. Idéalement, une ou plusieurs nouvelles chaufferies gaz d'appoint – secours devront être intégrées ou créées dans le quartier « La butte – Ecoquartier Vauban » dans une démarche d'optimisation des réseaux et de sécurisation.

## 3.2/ Evolution synthétique des moyens de production EnR&R

En synthèse, à l'échelle de territoire considérée, les moyens de production d'EnR&R évolueraient par scénario de la manière suivante.

### 3.2.1/ Scénarios 0 à 2

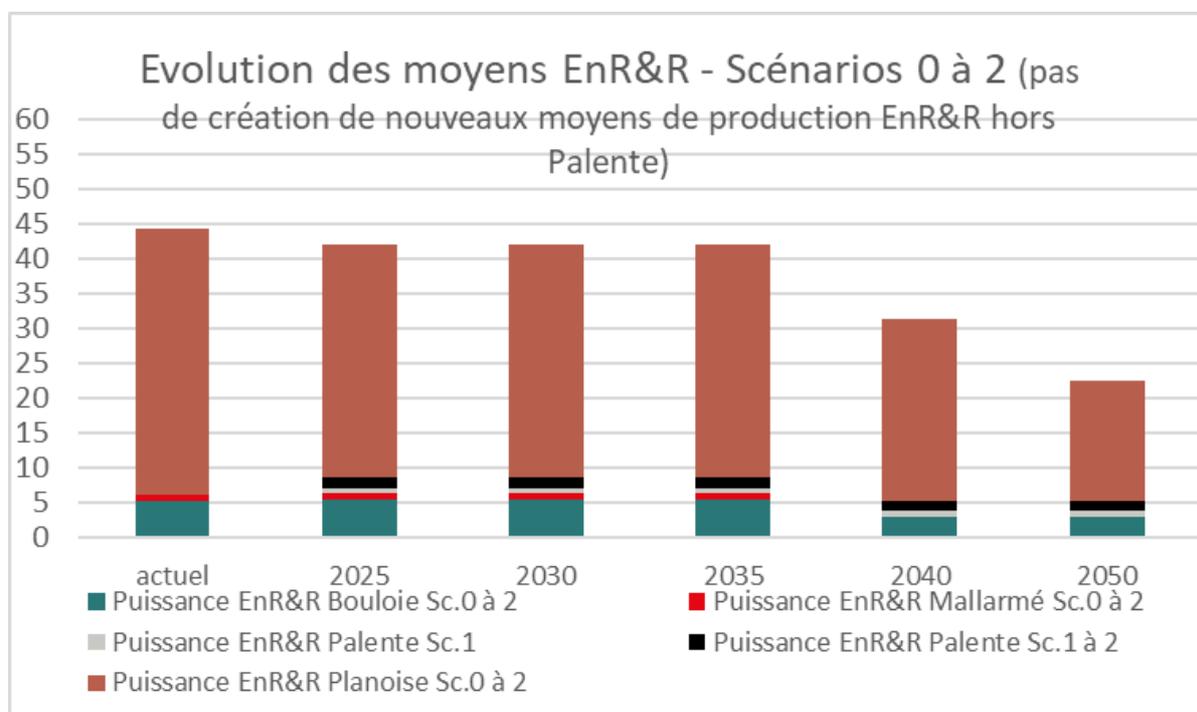


Figure 14 : Evolution des moyens de production (MW utile) des scénarios 0 à 2

Les scénarios 0 et 2 sont caractérisés par une surpuissance des moyens d'EnR&R par rapport à l'évolution pressentie des besoins de chaleur. Il n'y a donc pas de modifications des moyens de production EnR&R pendant la décennie 2020 ni 2030.

Aux alentours de 2040, un arrêt des chaudières biomasses les plus anciennes sera réalisé :

- Suivant l'évolution réelle des besoins de chaleur,
- Suivant l'état de celles-ci, et leur coût d'exploitation maintenance et de grosses réparations,
- Suivant les évolutions réglementaires en termes d'efficacité énergétique et d'émissions de polluants (No<sub>x</sub>, CO, poussières, etc.)

Au vu des éléments ci-avant, le remplacement de chaudière par des nouvelles de plus faible puissance est envisagé (cas de la Bouloie).

### 3.2.2/ Scénario 3

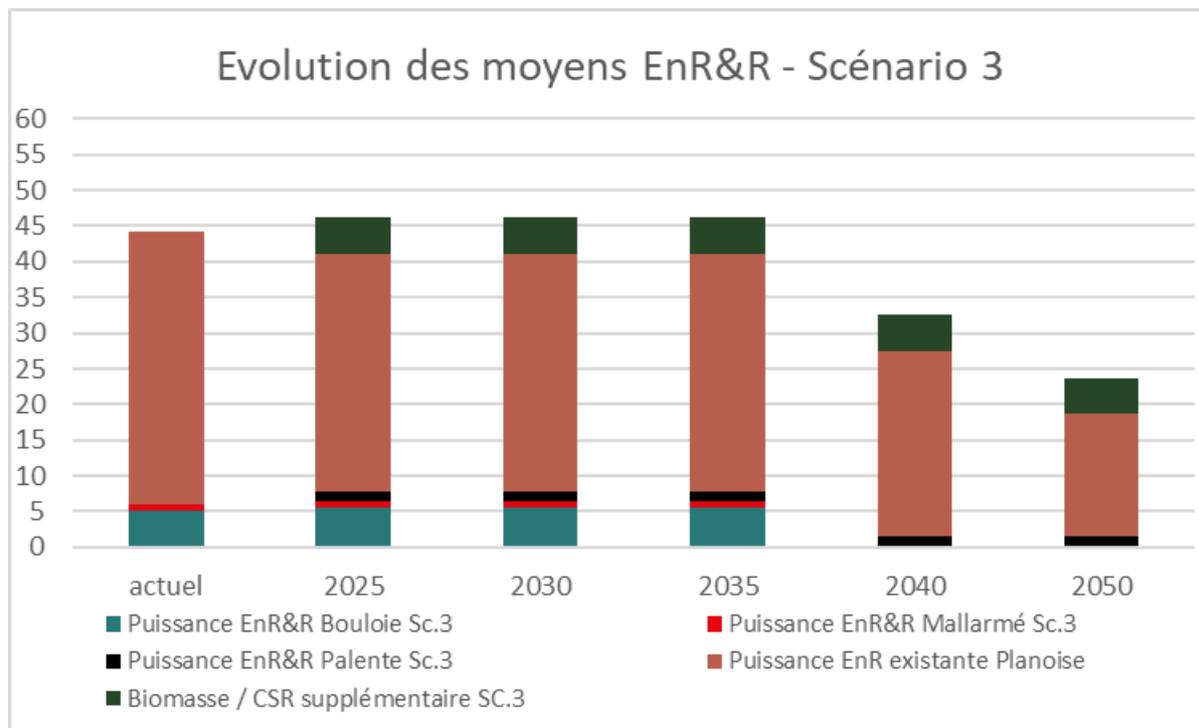


Figure 15 : Evolution des moyens de production (MW utile) du scénario 3

A partir du scénario 3, le développement significatif des réseaux, notamment vers le centre-ville (raccordement du quartier St. Jacques/Arsenal), **nécessitera la mise en place de nouvelles(s) capacité(s) de production EnR&R.**

Aux alentours de 2040, un arrêt des chaudières biomasses les plus anciennes sera réalisé (voir commentaires scénarios 0 à 2). Le remplacement de la chaudière bois de la Bouloie pourrait s'avérer nécessaire (pas de remplacement prévu dans ce scénario) si la décroissance des consommations n'est pas aussi franche que pressentie.

En plus d'un **renforcement de l'appoint/secours** à Planoise (+20MW utile gaz), les équipements d'appoints secours devront être renforcés à la Bouloie (préférentiellement) et un ou des points de production de chaleur (en ilotage ou en injection) pourront être créés ou récupérés dans la zone « La Butte / écoquartier Vauban » ou Mallarmé.

### 3.2.3/ Scénario 4

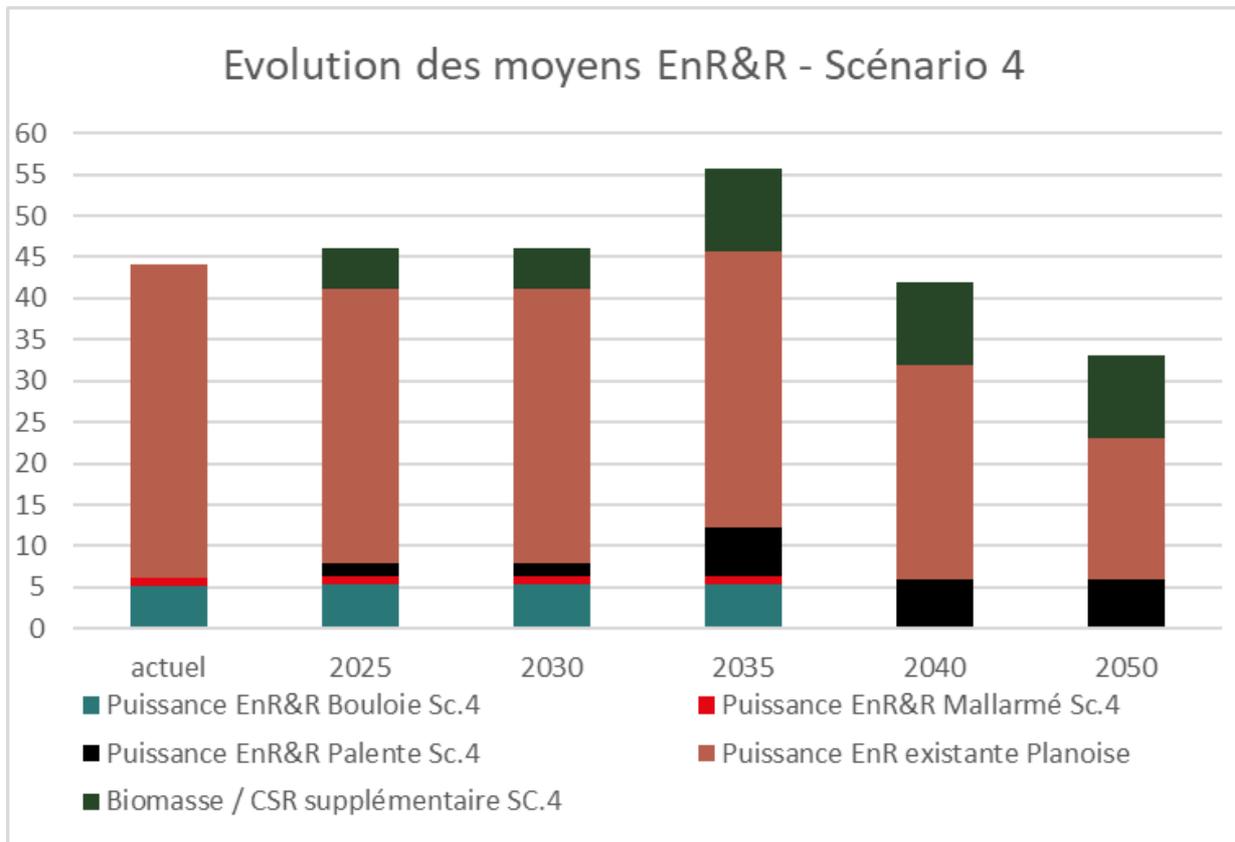


Figure 16 : Evolution des moyens de production (MW utile) du scénario 4

Le scénario 4 amenant à un développement significatif des réseaux aux alentours de 2035, notamment pour le réseau Palente, s'étendant alors jusqu'au centre-ville. Il sera nécessaire d'accompagner ces développements par la mise en place de **nouvelles(s) capacité(s) de production EnR&R vers 2035. Celles-ci pourront être aussi de plusieurs types, cumulable : chaudière(s) biomasse, chaudière CSR, géothermie avec PAC, captation de chaleur fatale, etc.**

On observe alors la même décroissance des moyens de production EnR&R à partir de 2040, en lien avec la baisse des besoins de chaleur à périmètre constant.

### 3.2.4/ Scénario 5

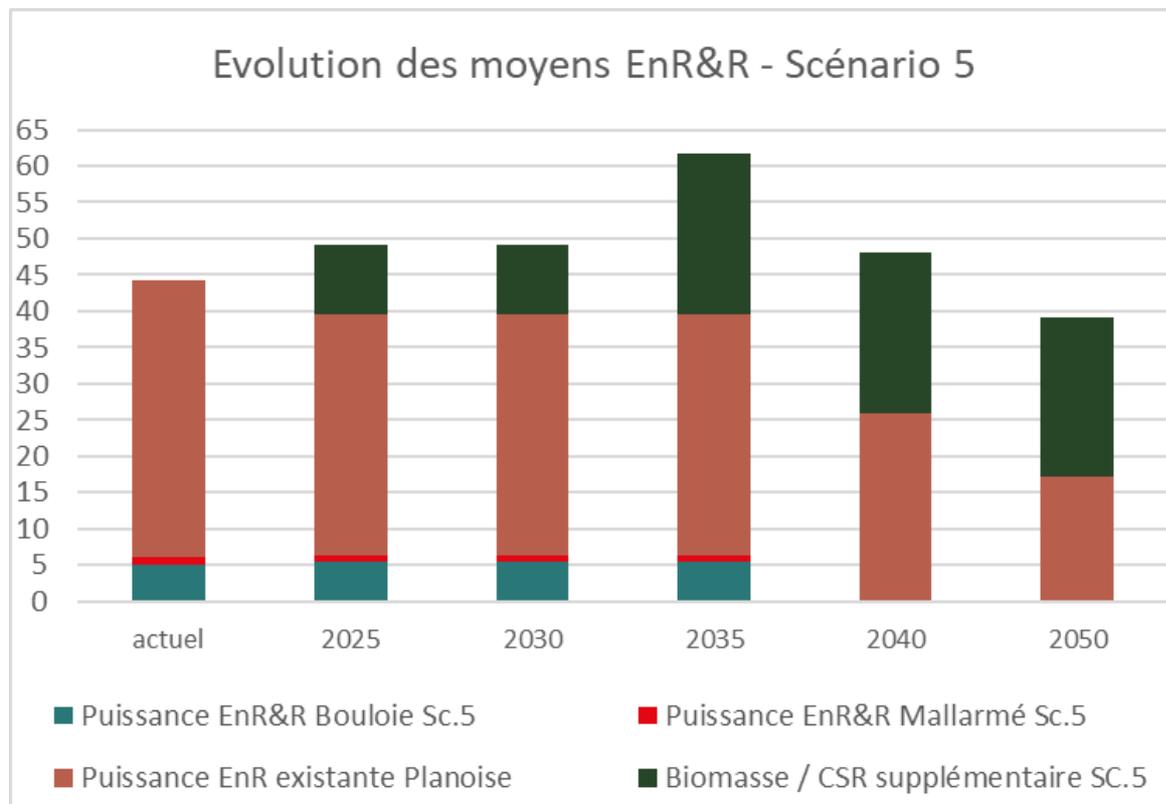


Figure 17 : Evolution des moyens de production (MW utile) du scénario 5

Le scénario 5 est peu différent du scénario 4 : Même avec l'intégration de Palente dans un seul réseau de chaleur, il sera nécessaire de créer des systèmes de production d'EnR&R et d'appoint au nord-est de Besançon (Zone possible d'installation : Palente ou proche du technicentre SNCF).

### 3.2.5/ Scénario 6

La spécificité du scénario 6 est de ne recourir à la création d'un nouveau moyen de production de chaleur :

- Seule une captation de chaleur fatale résiduelle (estimé à 5MW) depuis la cogénération de Novillars est utilisée jusqu'en 2034 (date de fin du contrat de la cogénération),
- A partir de 2035, la chaudière bois de la cogénération actuelle de la Papèterie à sa puissance nominale pour assurer les besoins de la papèterie et de Besançon seraient utilisées. La production d'électricité pourra être conservée, mais seulement en mi-saison ou en été. En effet, les 63 MW thermique de la chaudière bois sont nécessaire pour subvenir aux besoins de chaleur de la Papèterie et des réseaux (réseaux de Besançon et de Novillars)

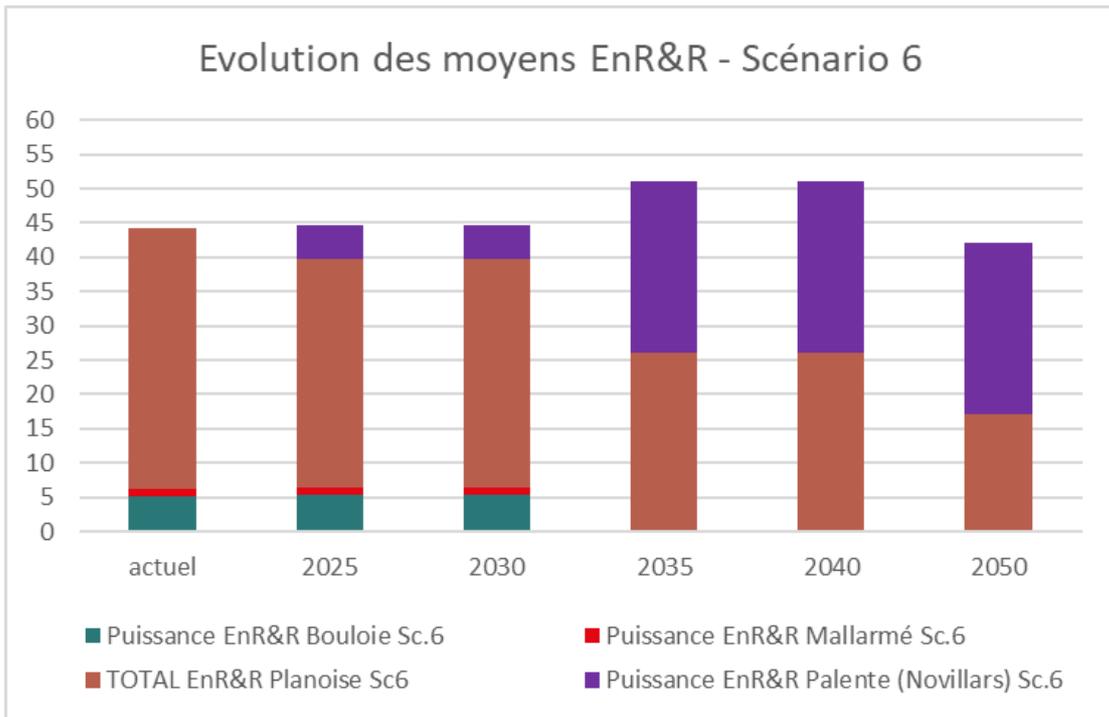


Figure 18 : Evolution des moyens de production (MW utile) du scénario 6

### 3.2.6/ Synthèse des puissances installées (MW) par date et scénario

	Planoise et des hauts de Chazal	Mallarmé	La Bouloie	St Jacques / Arsenal	Palente	Novillars	Puissance installée en MW	%ENR&R	%Gaz
Scénario 0	89	0,95	5,15	-	-	Indépendant	95	44%	56%
Scénario 1	83	0,95	5,45	<b>Création réseau</b>	<b>0,75</b>		91	42%	58%
Scénario 2	83	0,95	5,45	Idem Sc.1 : entre 1,5 et 2,5 MW	1,5		91	42%	58%
Scénario 3	107	0,95	5,45	-	1,5		115	37%	63%
Scénario 4	112	0,95	5,45	-	6		120	42%	58%
Scénario 5	123	0,95	5,45	-	6		135	47%	53%
Scénario 6	123			-	8		131	45%	55%

### 3.3/ Interconnexion Planoise / La Bouloie

#### 3.3.1/ Méthodologie

Les scénarios 1 et 2 prévoient une interconnexion des réseaux historiques de la Planoise et de la Bouloie, tout en maintenant l'indépendance du mode de gestion de celui de la Bouloie.

Cette interconnexion doit permettre l'échange de chaleur issue de moyens de production ENR&R entre les 2 réseaux.

L'échange de chaleur peut être géré de différentes manières :

- Vente de chaleur de la Planoise vers la Bouloie uniquement
- Vente de chaleur de la Bouloie vers la Planoise uniquement
- Vente de chaleur dans les deux sens

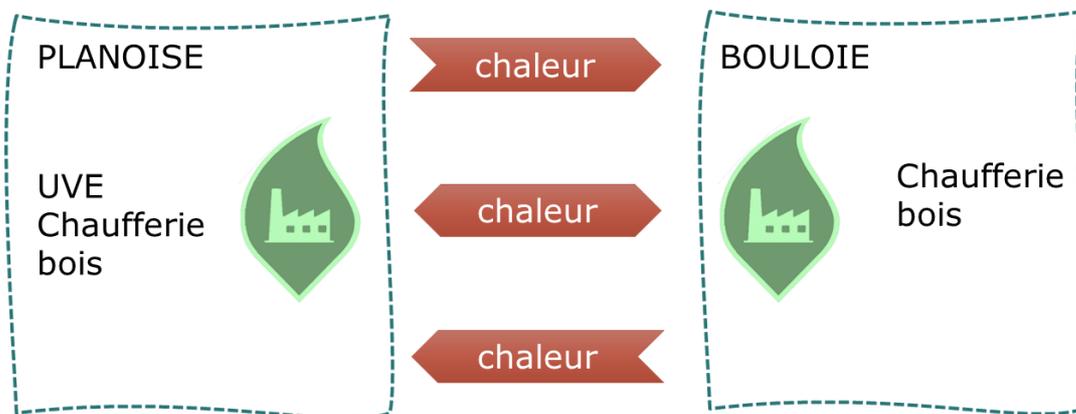


Figure 19 : illustration principe échange de chaleur

D'un point de vue technique, ces 3 cas sont possibles, avec pour impact principal une adaptation du dimensionnement du poste d'échange et de sa régulation.

D'un point de vue économique et surtout contractuel, l'incidence de ces cas de figures peut être important.

Il convient en premier lieu d'évaluer l'intérêt énergétique de ces différents cas, pour limiter la multiplication des variantes aux scénarios 1 et 2 et resserrer les études sur les solutions les plus intéressantes.

Pour cela l'échange de chaleur est modélisé selon la méthodologie suivante.

Pour chacun des réseaux, évaluation au pas de temps horaire :

- Des productions ENR&R autoconsommées
- Des capacités de production restantes, disponibles pour échange
- Des productions gaz en appoint

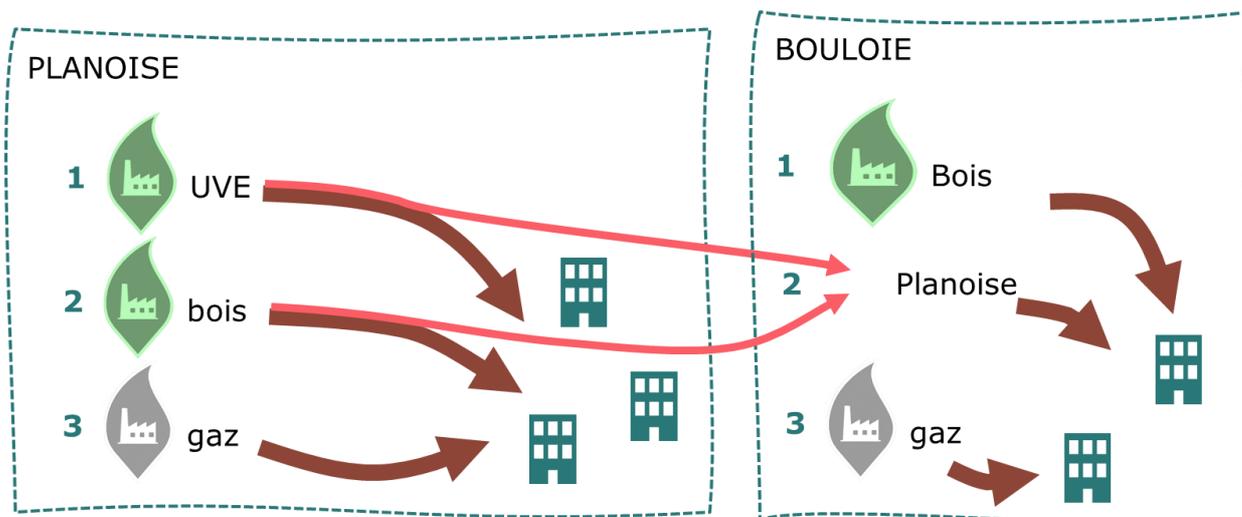


Figure 20 : illustration de la prise en compte de l'échange de chaleur : cas export de Planoise vers la Bouloie

Pour la Bouloie, la chaudière bois est arrêtée hors saison de chauffe (de mai à mi-octobre), plus une journée de défaillance mensuelle. Un économiseur sur fumées est

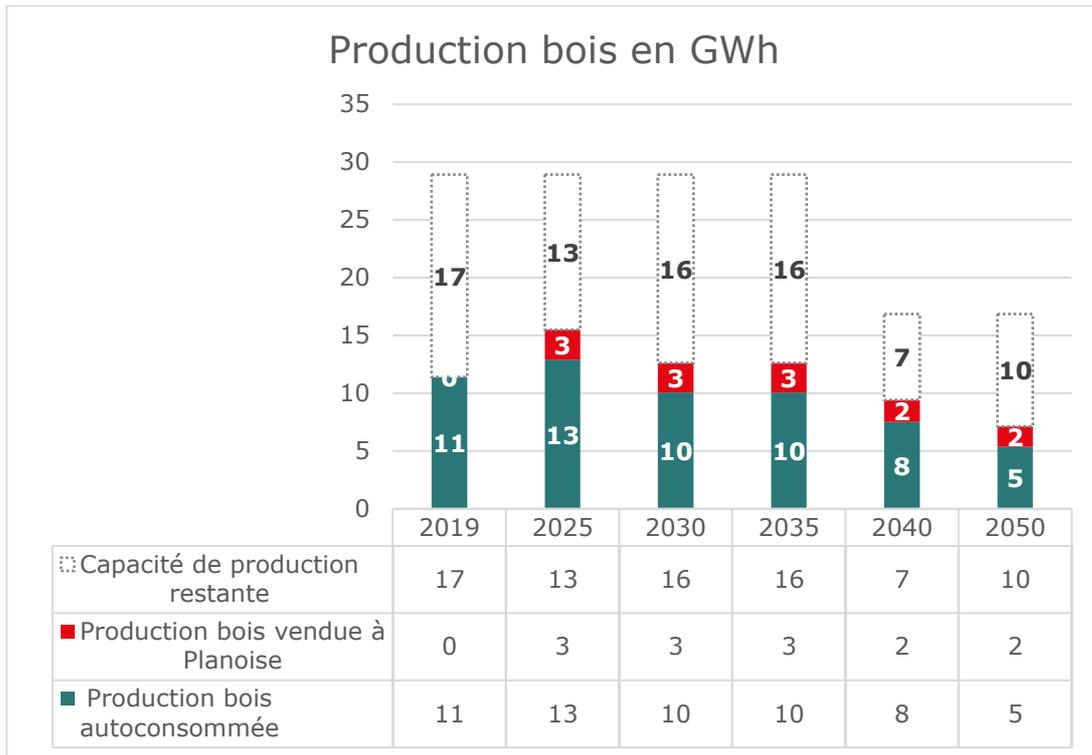
Pour les chaudières de la Planoise, une journée de défaillance mensuelle est prévue.

A noter que pour chaque scénario, ce sont bien les besoins énergétiques (et les moyens de productions) correspondant au nouveau périmètre de chaque réseau qui sont pris en compte, et non les besoins correspondant au périmètre actuel.

### 3.3.2/ Résultats pour la Bouloie

Les résultats pour les scénarios 1 et 2 sont présentés dans les graphiques suivants.

Pour la chaudière bois de la bouloie, la capacité de production restante est importante, et seule une petite partie est valorisable sur le réseau de la Planoise.



*Figure 21 : Production chaudière bois de la Bouloie pour le scénario 1*

Le graphique suivant donne pour l'année 2030 la production horaire de la chaudière bois, avec la répartition entre les réseaux desservis. A partir de 2030, la capacité de production restante devient supérieure à la production effective.

Compte-tenu de la baisse des besoins, la chaudière bois est déjà surdimensionnée en 2030 et le phénomène s'aggrave jusqu'au renouvellement de chaudière en 2040, grâce à la mise en place d'une puissance inférieure.

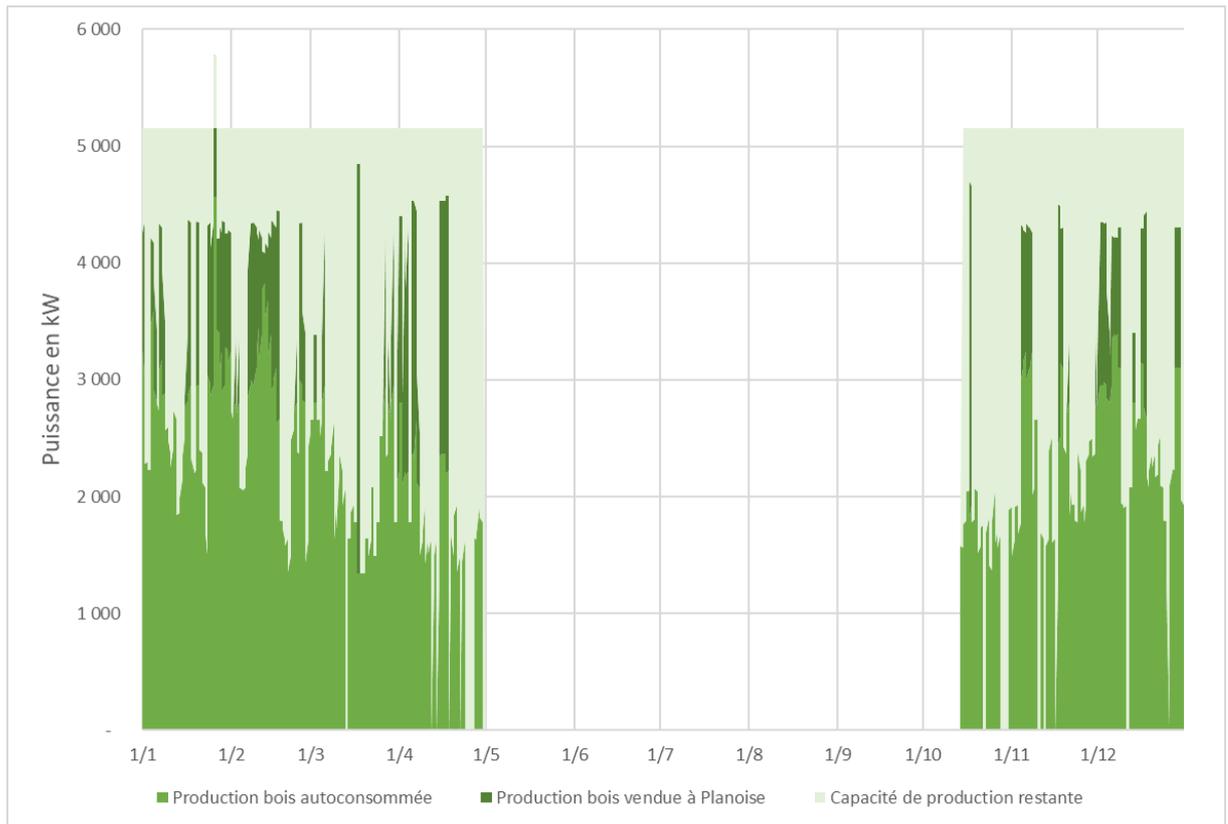


Figure 22 : profil de production de l'année 2030 pour le scénario 1

Pour le scénario 2, les résultats sont sensiblement identiques.

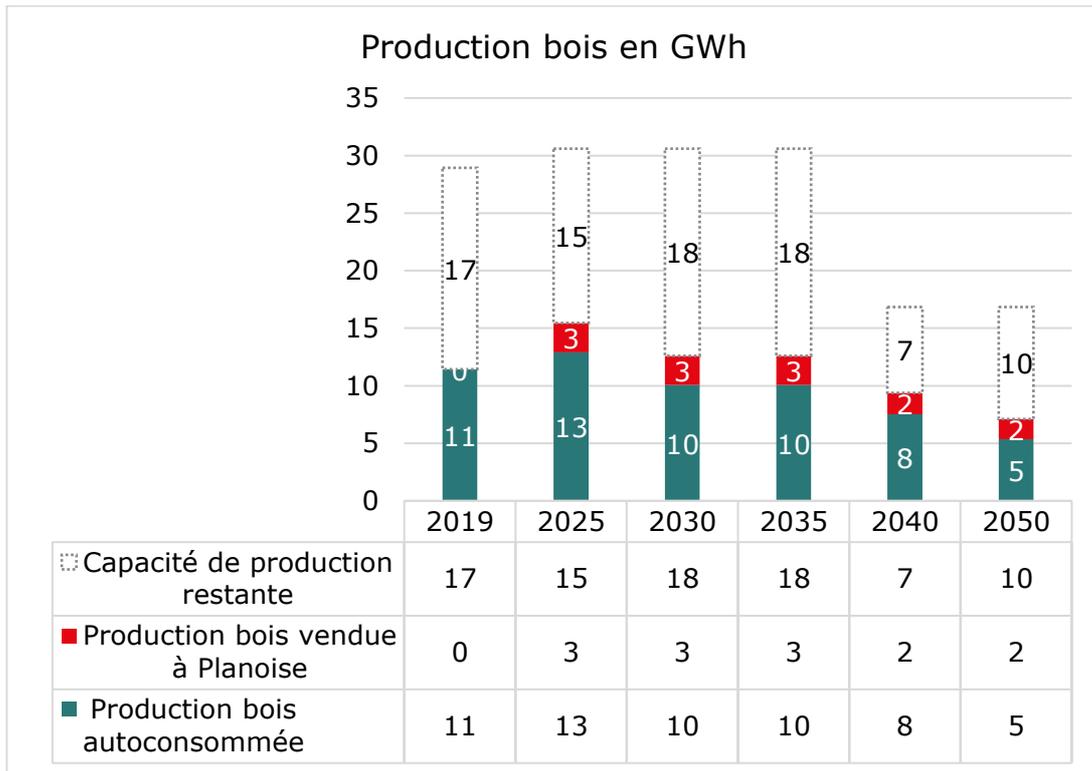


Figure 23 : Production chaudière bois de la Bouloie pour le scénario 2

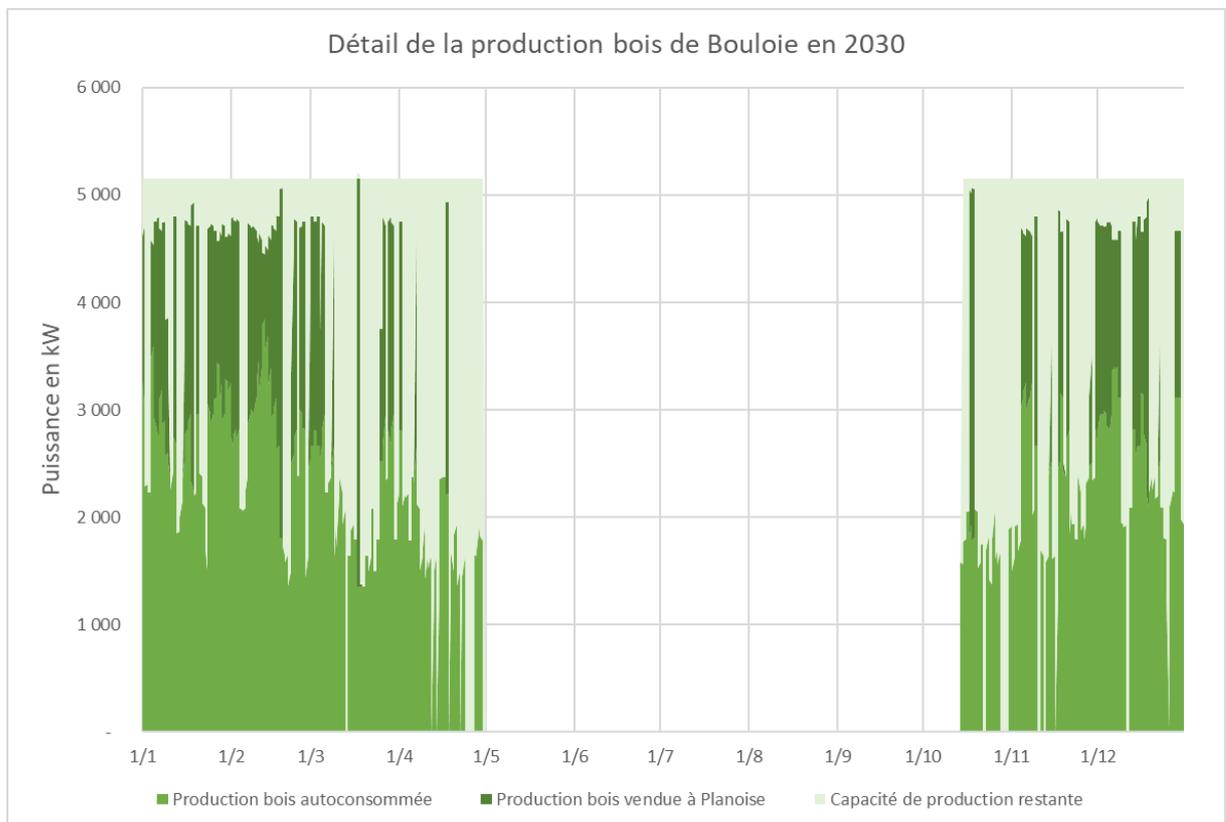


Figure 24 : profil de production de l'année 2030 pour le scénario 2

### 3.3.3/ Résultats pour la Planoise

Les résultats pour les scénarios 1 et 2 sont présentés dans le graphique suivant.

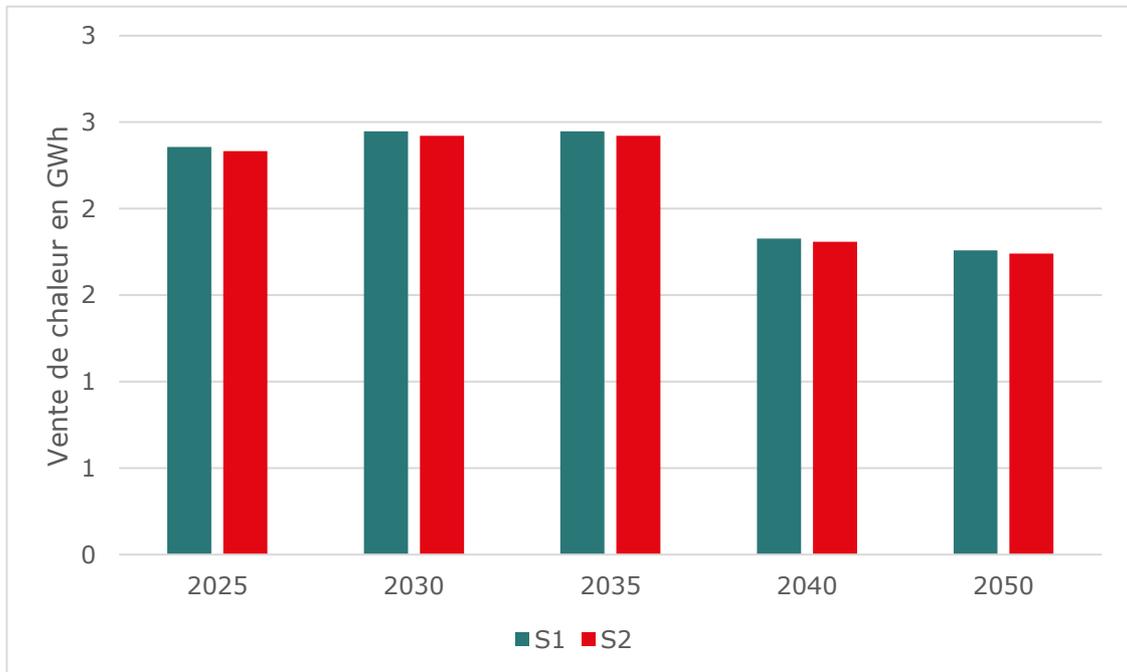


Figure 25 : Production ENR&R vendue à Bouloie en GWh

Entre 2 et 3 GWh sont valorisables chaque année, soit une augmentation de la production ENR&R de la Planoise de l'ordre de 2 points.

Les résultats sont sensiblement identiques quel que soit le scénario, ce qui s'explique par :

- les moyens de production ENR&R sont en surcapacité par rapport aux besoins de la Bouloie
- les besoins de la Bouloie restent stables entre les deux scénarios

Le graphique suivant présente le détail des résultats pour le scénario 2 à l'horizon 2030.

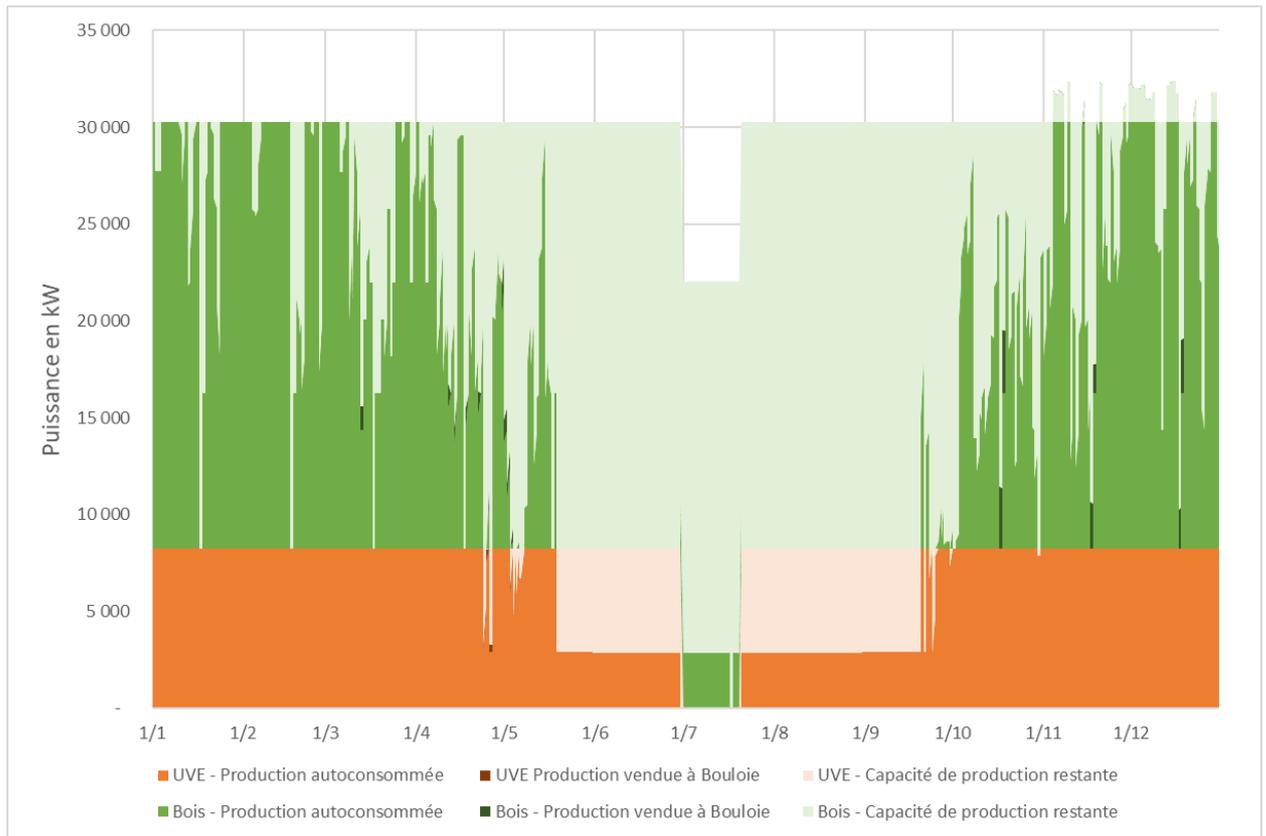


Figure 26 : profil de production de l'année 2030 pour le scénario 2

Les parts de productions valorisées sur le réseau de la Bouloie sont peu visibles, car elles représentent un faible pourcentage et sont en général valorisées sur seulement quelques heures à la fois.

Pour l'UVE, il n'y a qu'en intersaison qu'une valorisation est possible, la Planoise consommant en base toute la production durant l'hiver.

Pour le bois, de la puissance reste disponible une grande partie de l'année, ce qui permet une valorisation même en plein hiver.

A noté que quand l'UVE valorise de la chaleur sur la Bouloie, les chaudières bois ont de la capacité restante. En d'autres termes même sans l'UVE, la valorisation ENR&R sur la Bouloie resterait la même.

### 3.3.4/ Analyse juridique

L'échange de chaleur n'a pas d'incidence sur la propriété des réseaux techniques.

Un conventionnement est nécessaire en vue de la fourniture de chaleur :

- Vente de chaleur par l'Université au réseau GBM
  - Possibilité de principe pour l'Université de vendre une partie de la chaleur qu'elle produit au réseau de GBM
  - Potentielle remise en cause du statut de réseau technique de La Bouloie (incidence fiscale à mesurer)

- Vente de chaleur à l'Université depuis le réseau GBM
  - Possibilité de principe pour GBM de vendre une partie de la chaleur produite par son réseau à l'Université mais encadrement à prévoir dans le contrat de DSP en cours
  - Pas d'obstacle identifié à ce que l'Université s'approvisionne en chaleur depuis le réseau de GBM dès lors que :
    - **1)** solution techniquement et économiquement plus intéressante que la construction d'une installation de production complémentaire ;
    - **2)** pas d'autre solution de raccordement à des réseaux existants possible

### 3.3.5/ Synthèse

Les résultats du modèle énergétique montrent que quelques GWh/an ENR&R peuvent être valorisés sur chaque réseau.

Même si les volumes ne sont pas très importants du point de vue de Planoise, ce résultat montre une bonne complémentarité des réseaux.

La vente de chaleur dans les deux sens étant possible, c'est la solution retenue en cas d'interconnexion.

## 4/ Résultats des scénarios

### 4.1/ Scénario 0

Dans le scénario 0, les extensions des réseaux se font à la marge. La longueur du réseau reste stable sur toute la période d'étude.

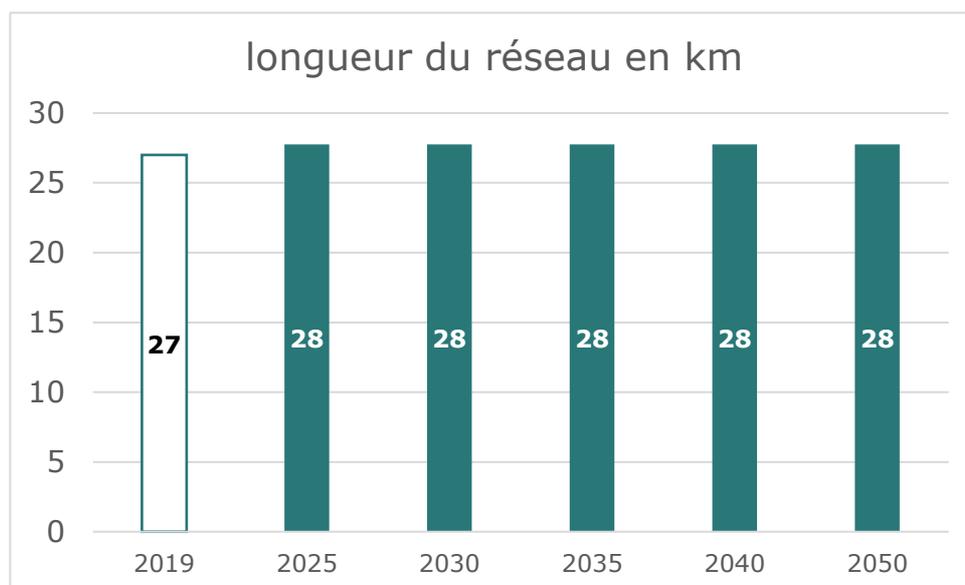


Figure 27 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 0

Les besoins quant à eux chutent progressivement pour ne représenter en 2050 qu'à peine la moitié de ceux de 2019.

Cette baisse des besoins rend progressivement les moyens de production surdimensionnés.

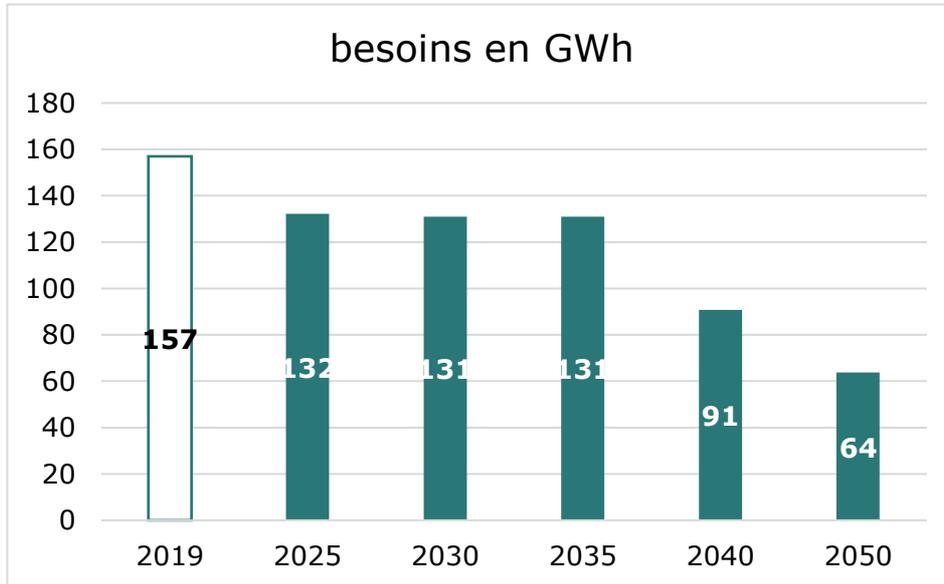


Figure 28 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 0 (Planoise + Bouloie)

Les périmètres des réseaux n'évoluant pas, la densité thermique est directement corrélée à la baisse des besoins. La densité chute fortement, mais reste en 2050 à une valeur supérieure à 2, soit au-dessus des seuils nécessaires à la création d'un réseau.

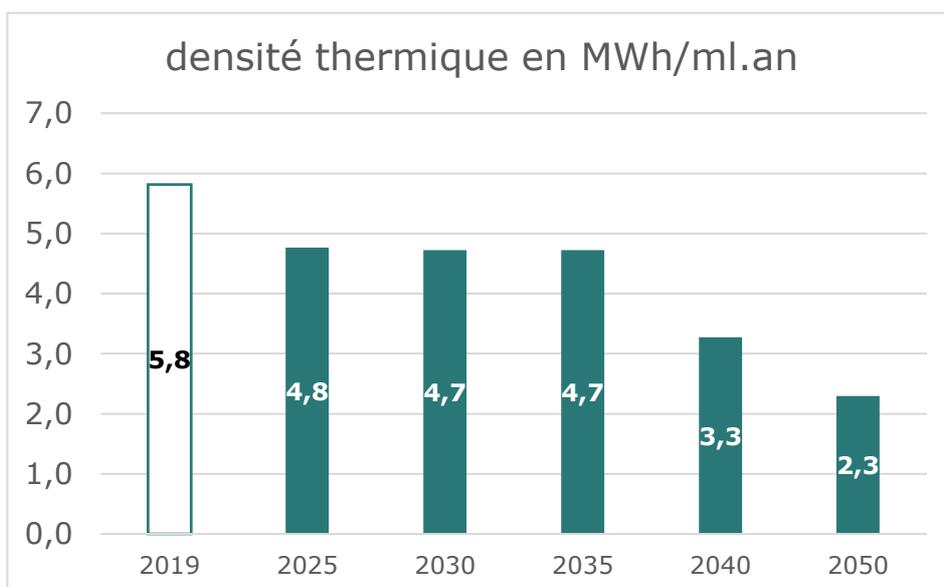


Figure 29 : évolution de la densité thermique pour le scénario 0

Les puissances souscrites suivent la même baisse.

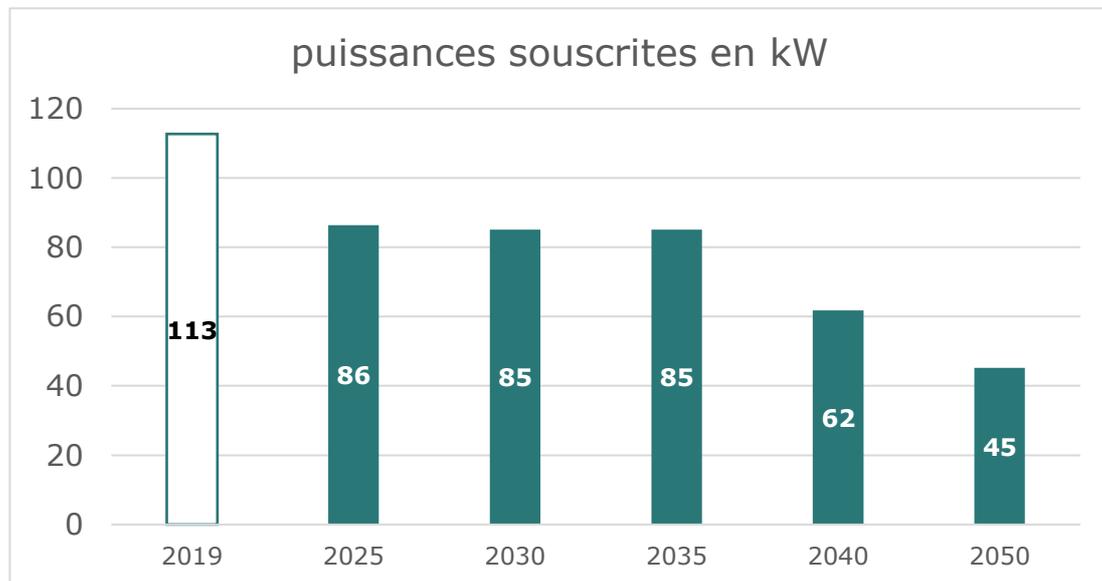


Figure 30 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 0

Sur le réseau de la Planoise, la disparition de la cogénération gaz est compensée par l'UVE et les chaudières bois. Les moyens de productions ENR&R permettent de maintenir un taux de couverture élevé durant toute la durée d'étude.

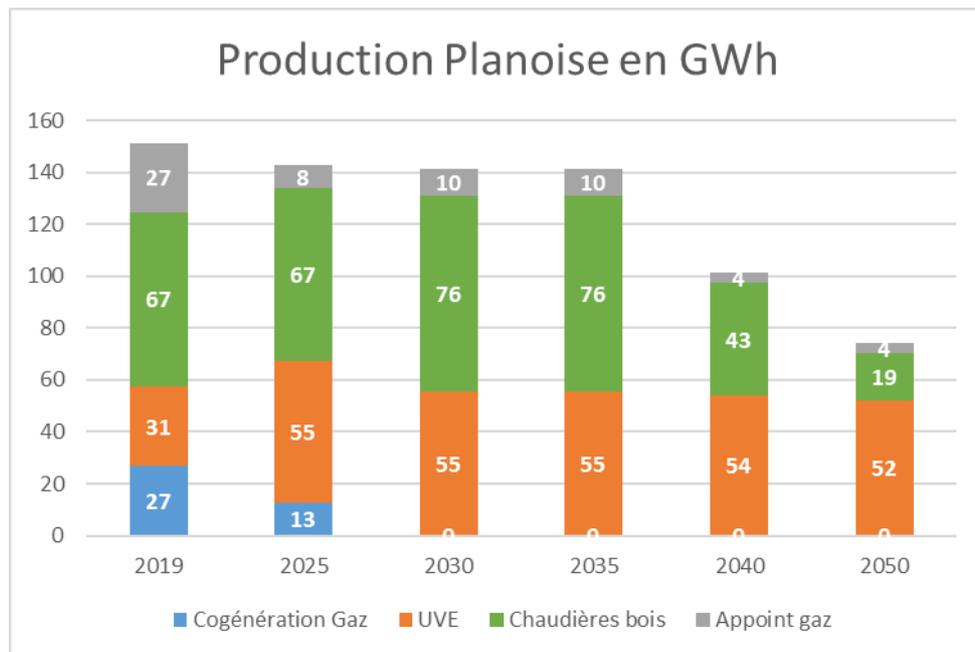


Figure 31 : évolution des productions de chaleur du réseau de la Planoise pour le scénario 0

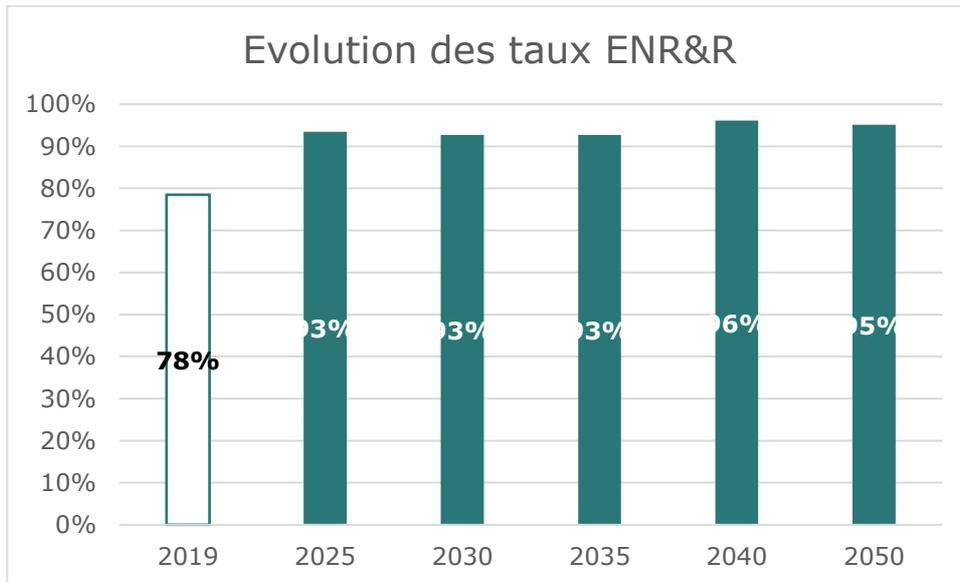


Figure 32 : évolution des taux ENR&R de la Planoise pour le scénario 0

Pour la Bouloie, les moyens de productions restent inchangés, et les répartitions restent stables à partir de 2025 (environ 90 % de taux d'ENR).

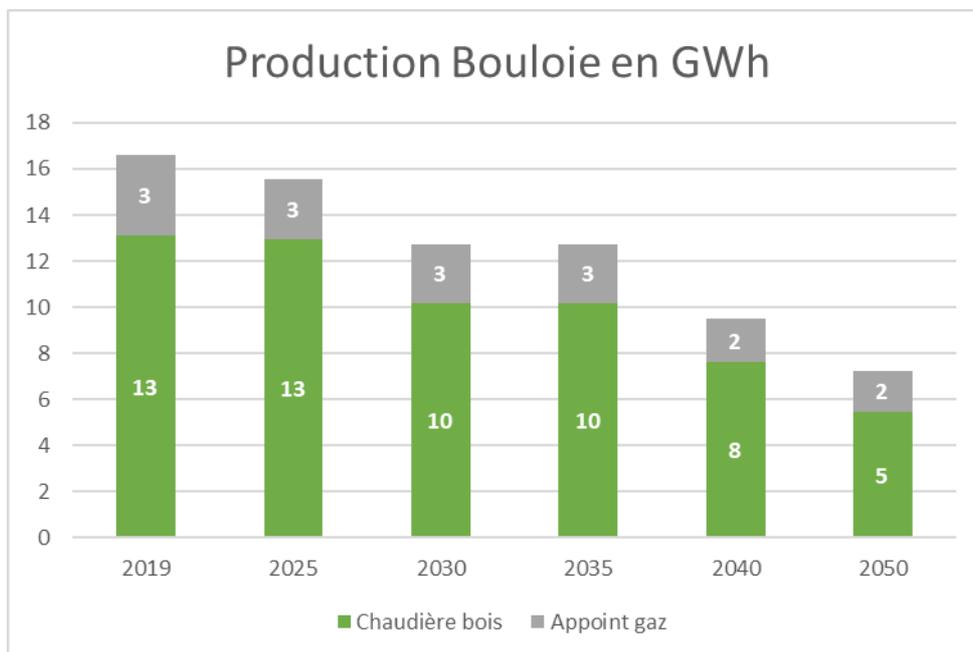


Figure 33 : évolution des productions du réseau de la Bouloie pour le scénario 0

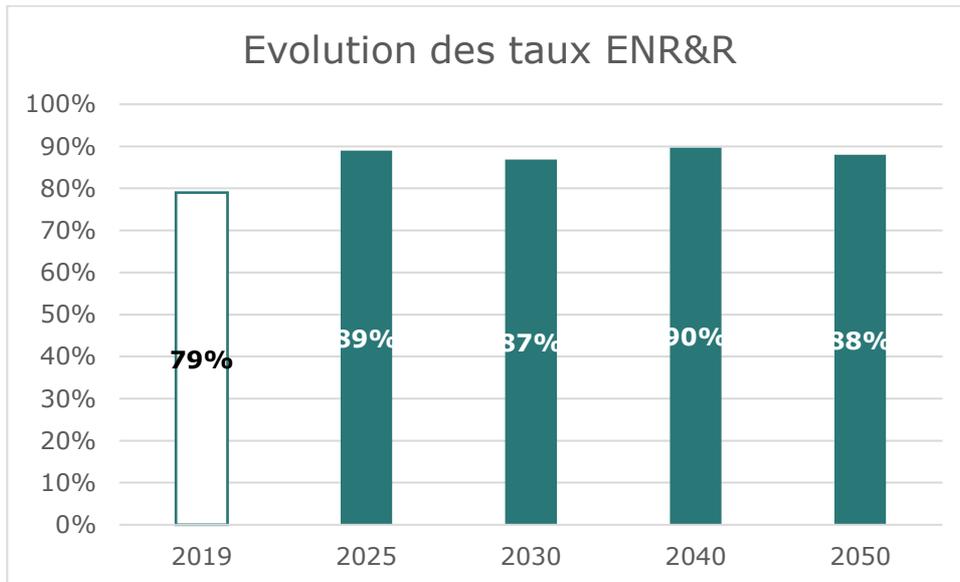


Figure 34 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Bouloie du scénario 0

## 4.2/ Scénario 1

L'interconnexion des réseaux de la Planoise et de la Bouloie entraîne une augmentation de la taille du réseau de quelques kilomètres.

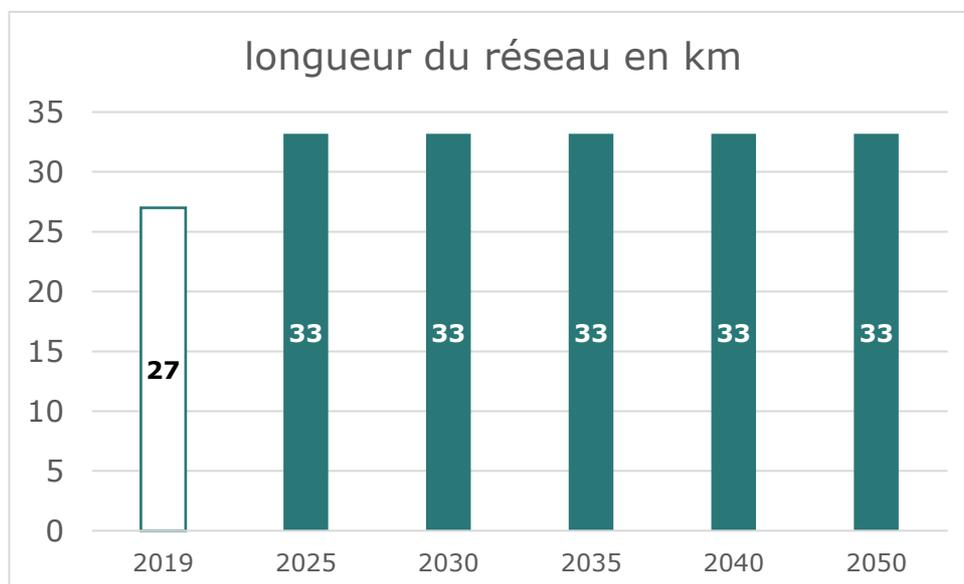


Figure 35 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 1

Cette augmentation de taille, associé au raccordement de bâtiments sur le tracé de l'interconnexion, ne permet toutefois pas de compenser la baisse des besoins sur la période 2019-2025.

La baisse des besoins se fait dans le même ordre de grandeur que le scénario 0.

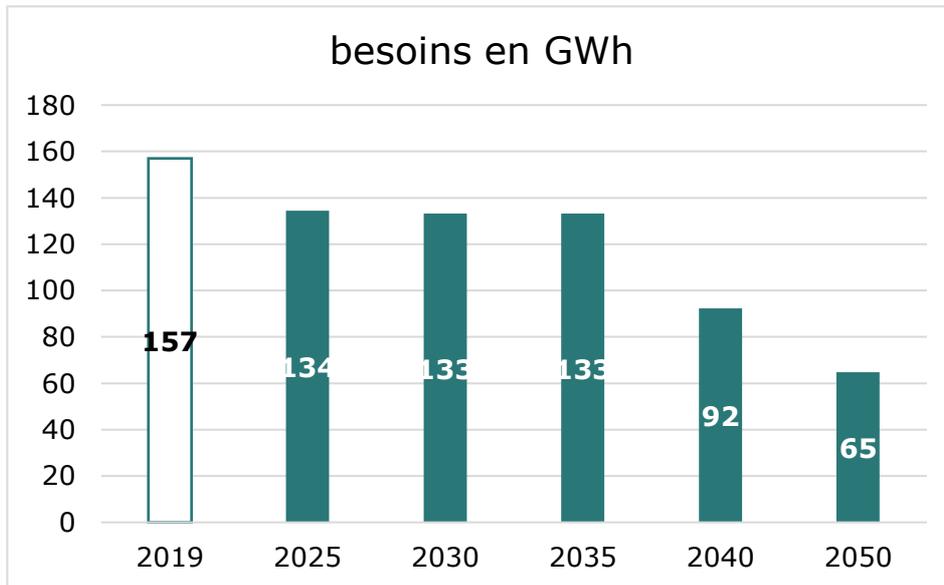


Figure 36 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 1 (Planoise + Bouloie)

L'interconnexion entraîne une légère baisse de la densité par rapport au scénario 0.

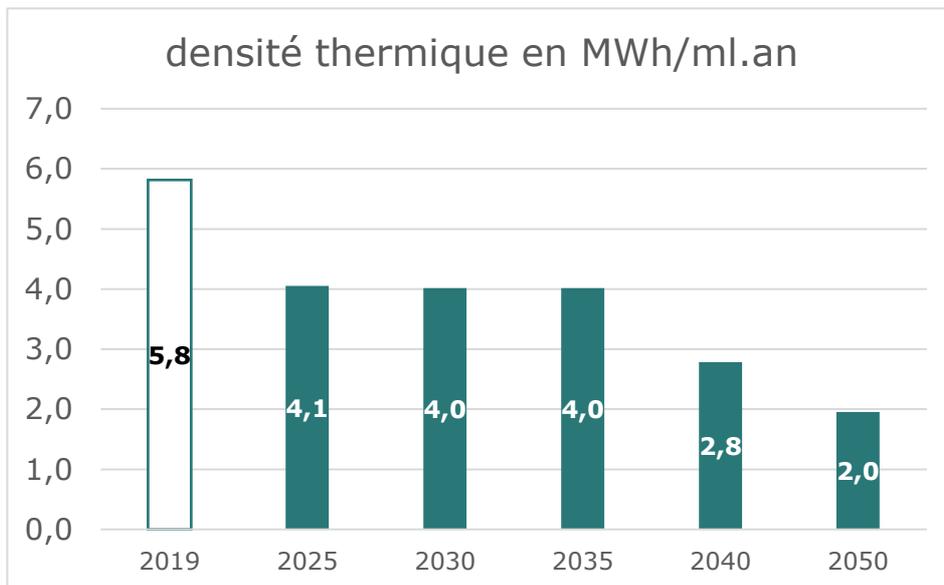


Figure 37 : évolution de la densité thermique pour le scénario 1

L'évolution des réseaux est aussi analysée en évaluant les équivalents logements. La méthode employée est décrite en annexe.

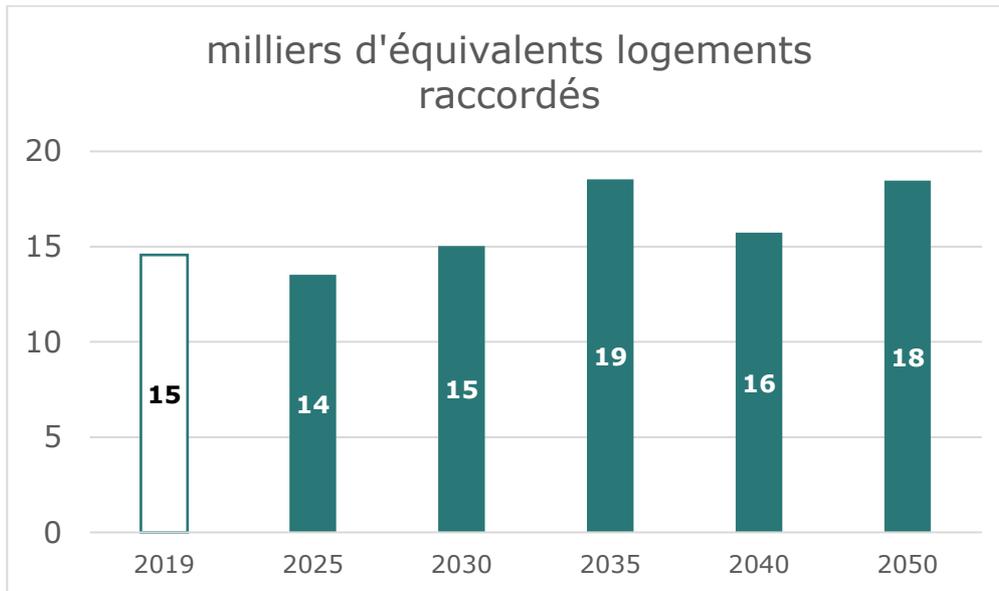


Figure 38 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 1

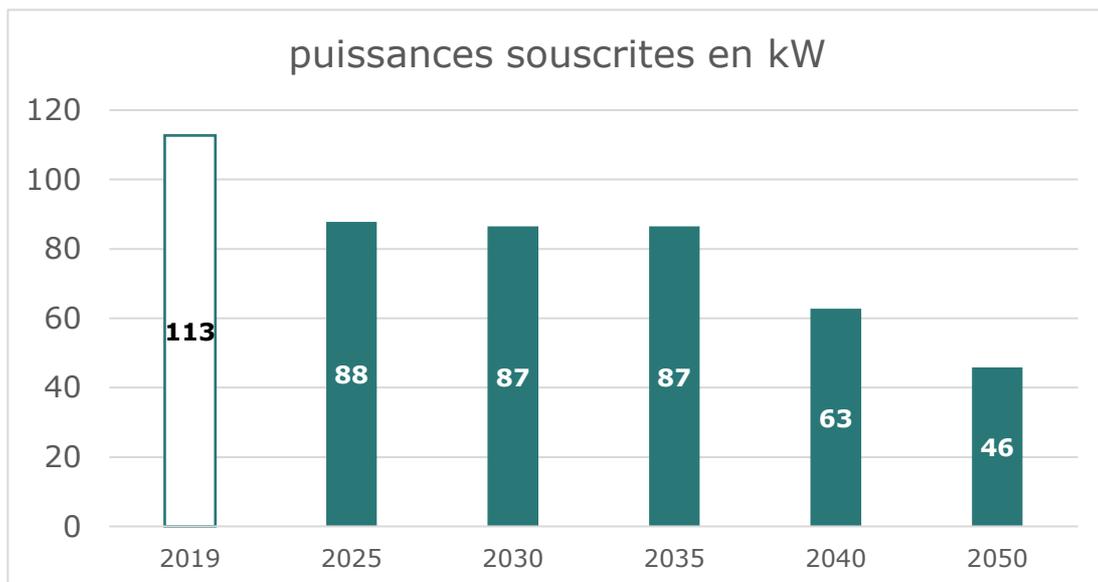


Figure 39 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 1

L'évolution des productions est sensiblement équivalente à celle du scénario 0, avec toutefois l'introduction de l'échange de chaleur Planoise/Bouloie.

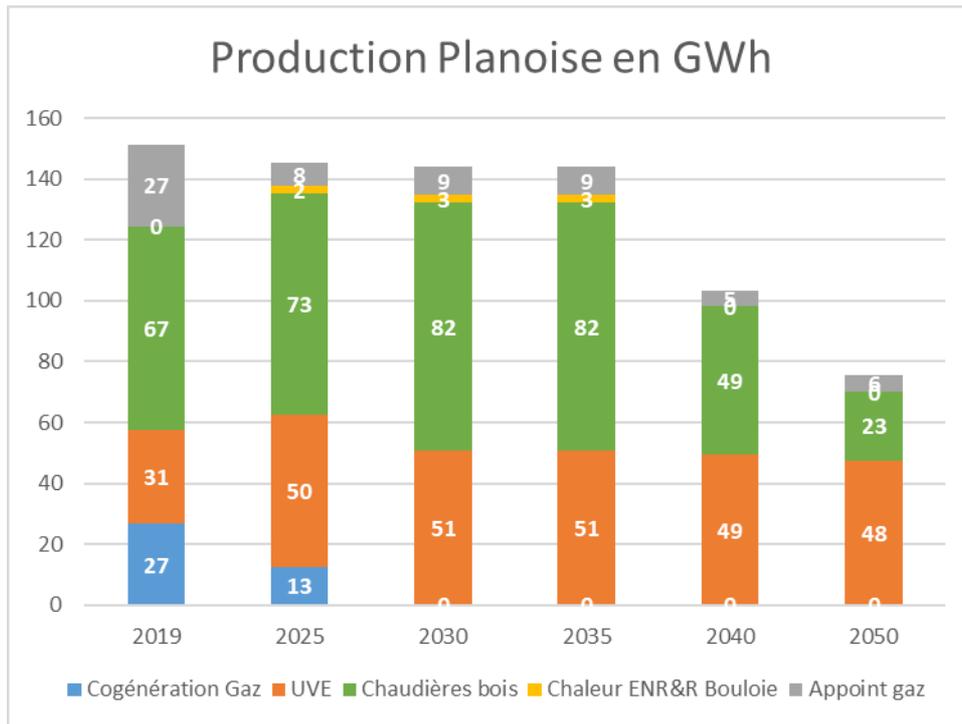


Figure 40 : évolution des productions de chaleur de la Planoise pour le scénario 1

Le taux d'ENR&R devient très élevé dès 2025, sans augmentation des moyens de production. Elle se stabilise ensuite autour de 90 %, malgré la baisse des besoins. Ceci met en évidence un surdimensionnement des moyens de production.

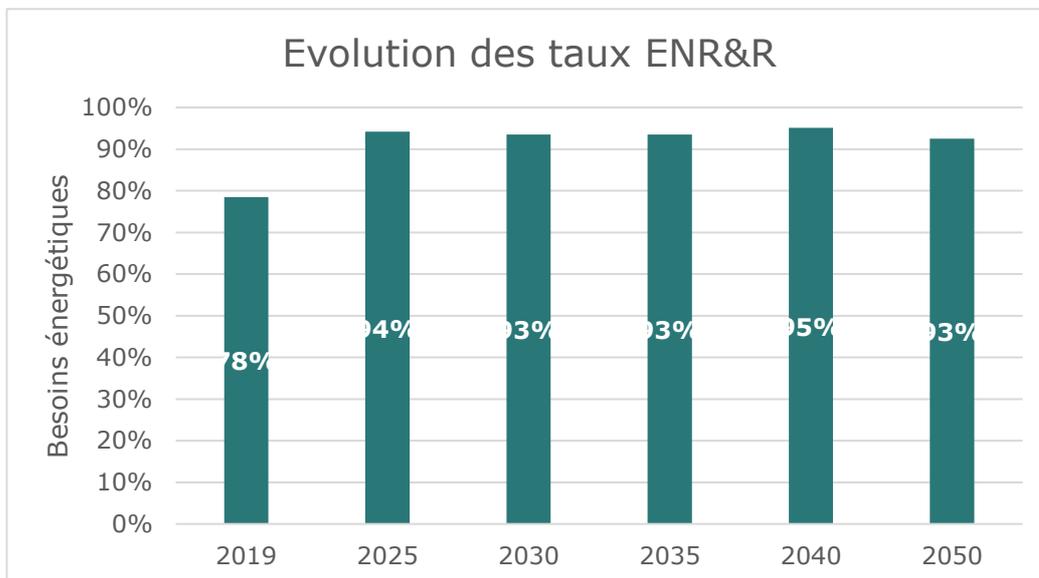


Figure 41 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Planoise du scénario 1

Pour la Bouloie, l'échange de chaleur Planoise/Bouloie est plus impactant.

Il permet de réduire à seulement quelques pourcents l'appoint gaz.

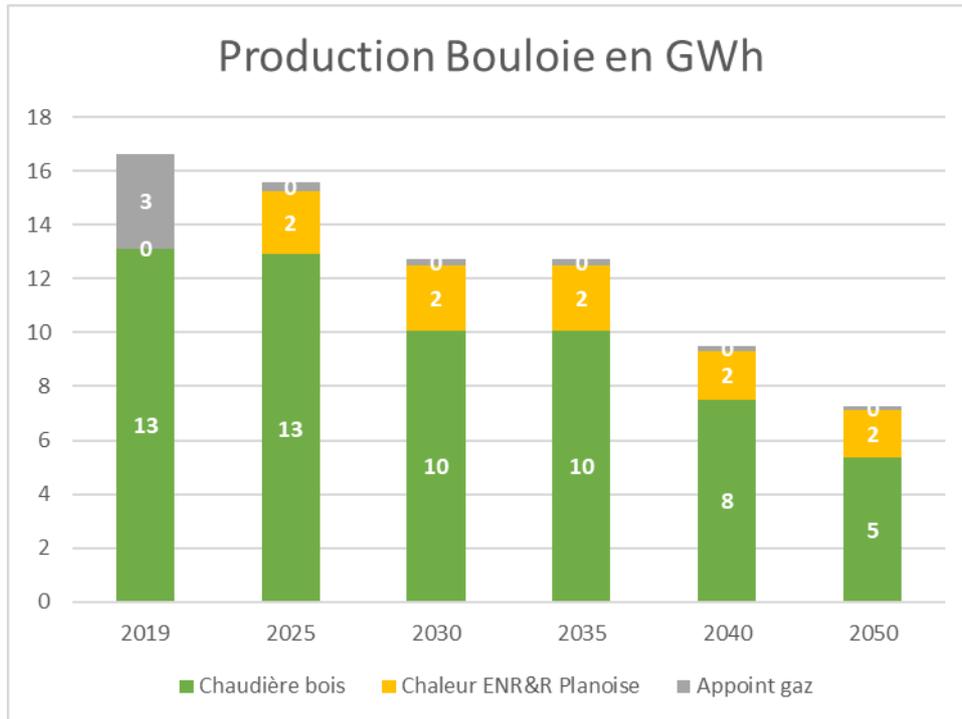


Figure 42 : évolution des productions de chaleur de la Bouloie pour le scénario 1

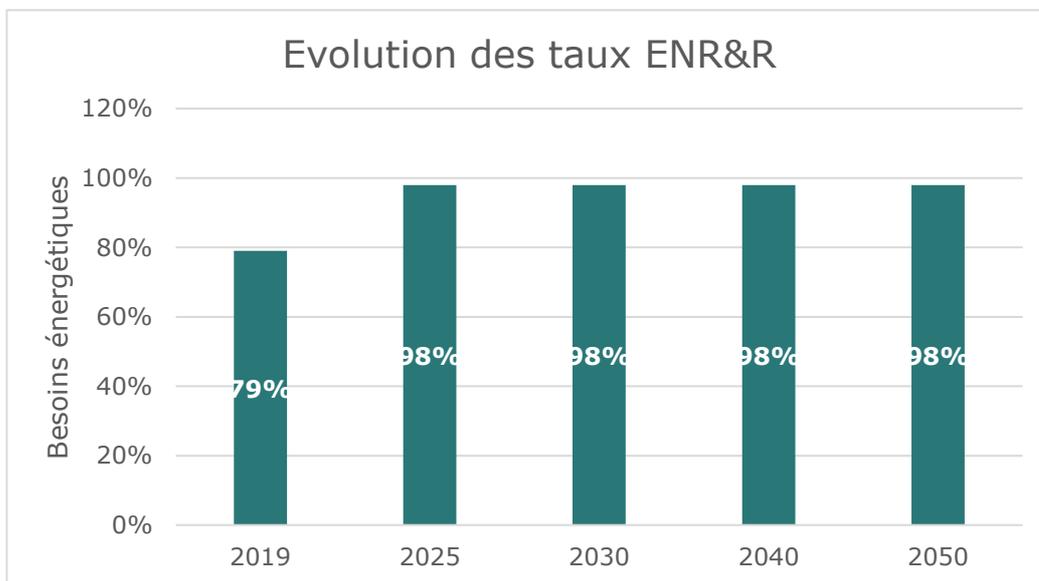


Figure 43 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Bouloie du scénario 2

### 4.3/ Scénario 2

Par rapport au scénario 1, le scénario 2 intègre le réseau de Mallarmé et les zones avoisinantes.

De plus, il comprend la création des réseaux de Palente et St Jacques, dont les études de faisabilité sont en cours.

La taille totale des 4 réseaux de ce scénario entraîne dès 2025 une augmentation de 80 % par rapport aux 3 réseaux historiques.

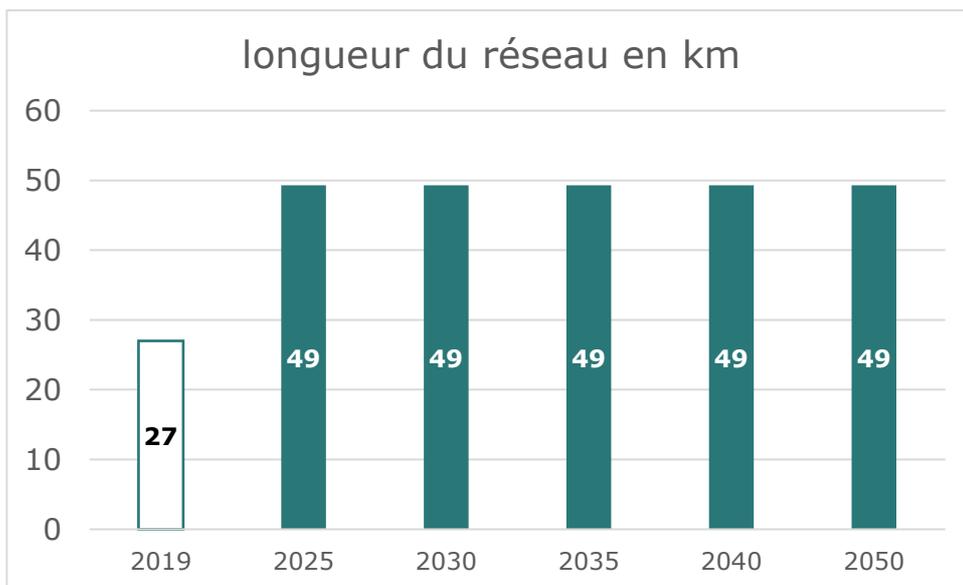


Figure 44 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 2

Cette augmentation de taille permet de maintenir les besoins jusqu'en 2035  
La baisse se fait ensuite ressentir de manière significative.

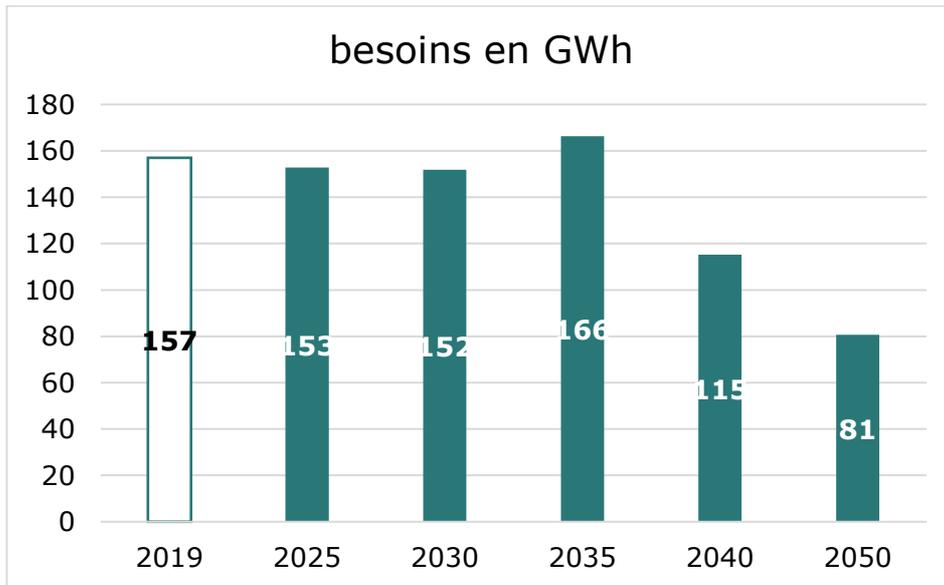


Figure 45 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 2

La densité ne suit pas l'évolution des besoins mais à tendance à diminuer par rapport aux scénarios précédents.

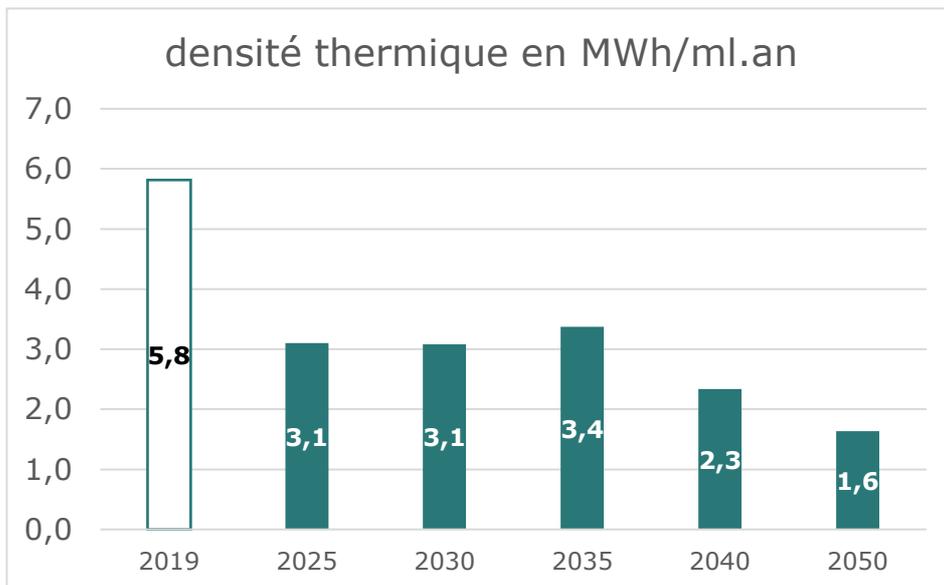


Figure 46 : évolution de la densité thermique pour le scénario 2

L'évolution des réseaux est aussi analysée en évaluant les équivalents logements. La méthode employée est décrite en annexe.

Cet indicateur montre l'augmentation de la taille du réseau sur la période

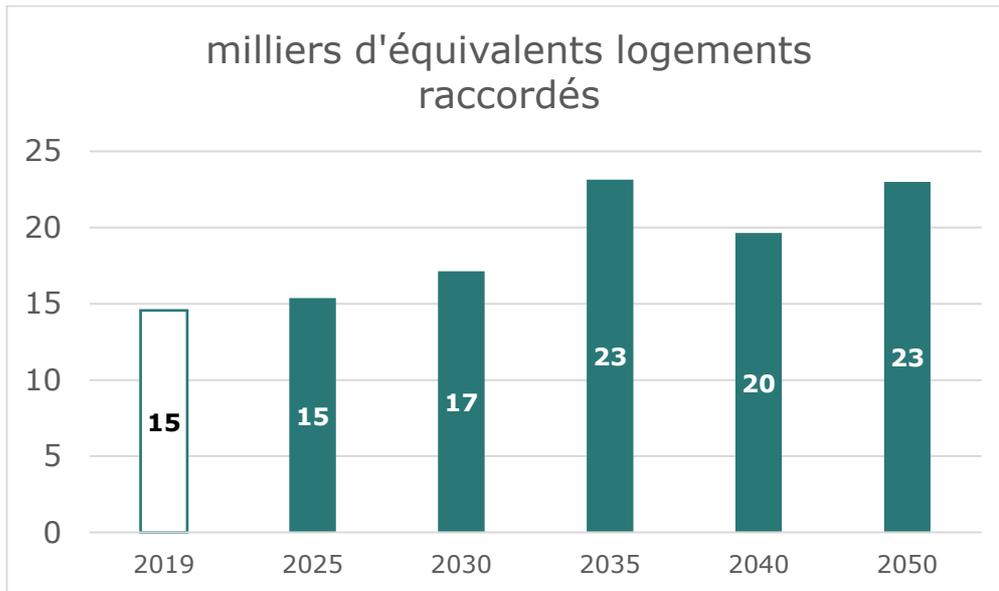


Figure 47 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 2

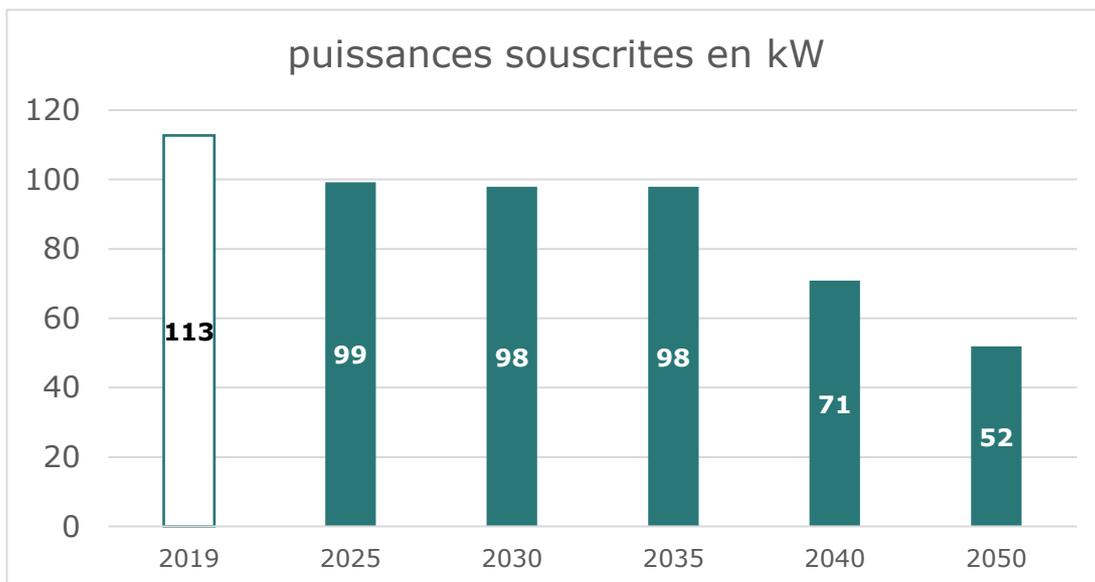


Figure 48 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 1

L'évolution des productions est sensiblement équivalente à celle du scénario 1 pour la Planoise/Mallarmé.

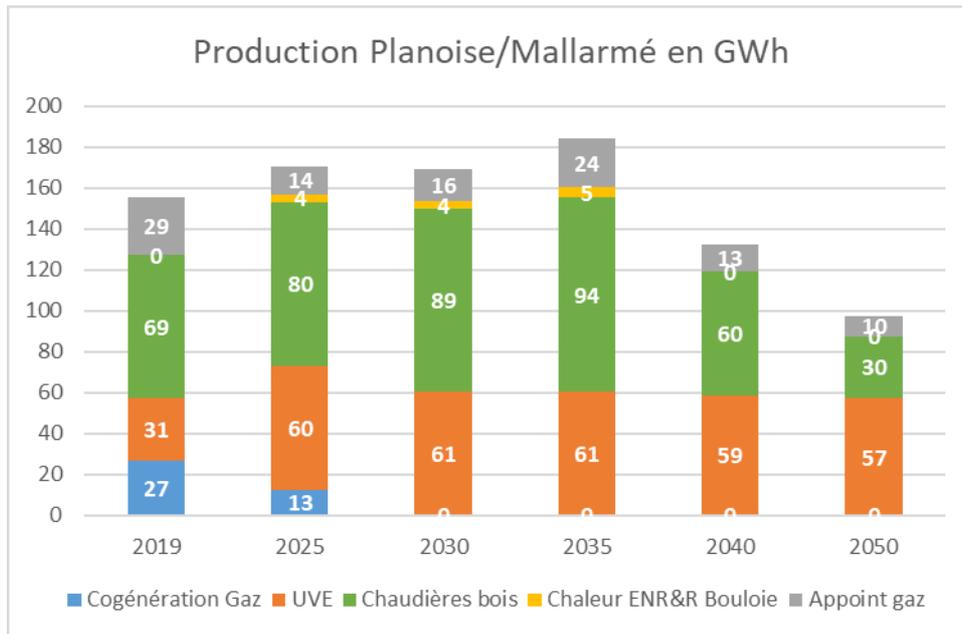


Figure 49 : évolution des productions de chaleur de la Planoise/Mallarmé pour le scénario 2

Le taux d'ENR&R devient très élevé dès 2025, sans augmentation des moyens de production. Elle se stabilise ensuite autour de 90 %, malgré la baisse des besoins. Ceci met en évidence un surdimensionnement des moyens de production.

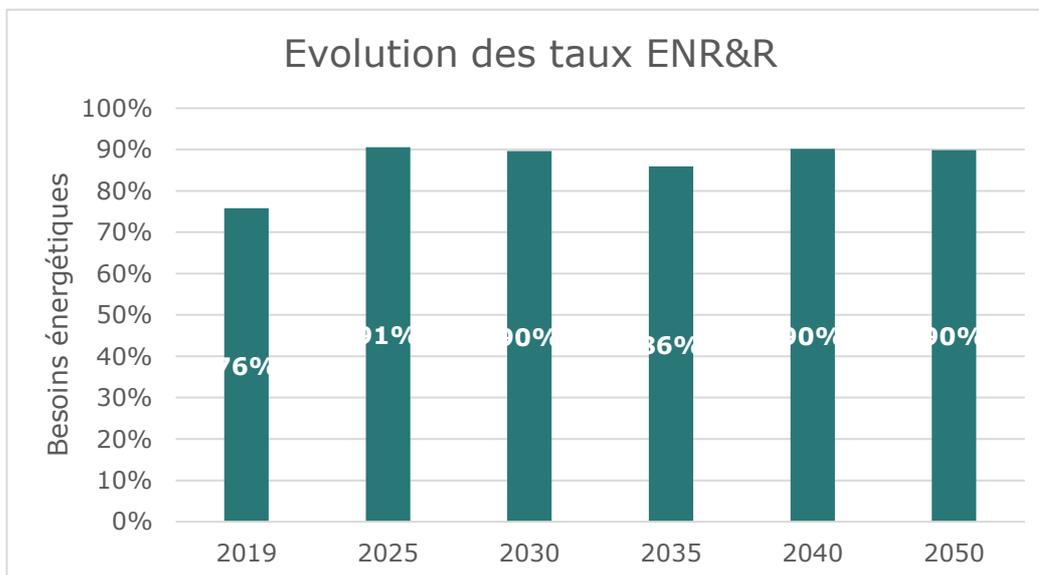


Figure 50 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Planoise du scénario 2

Pour la Bouloie, la production est quasiment identique à celle du scénario 1.

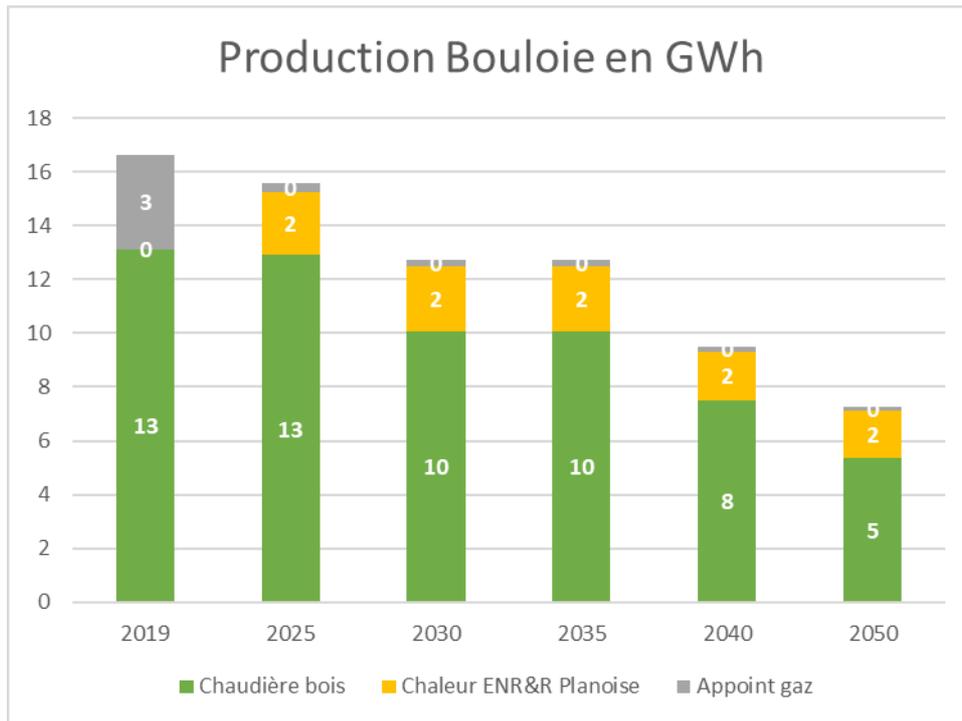


Figure 51 : évolution des productions de chaleur de la Bouloie pour le scénario 2

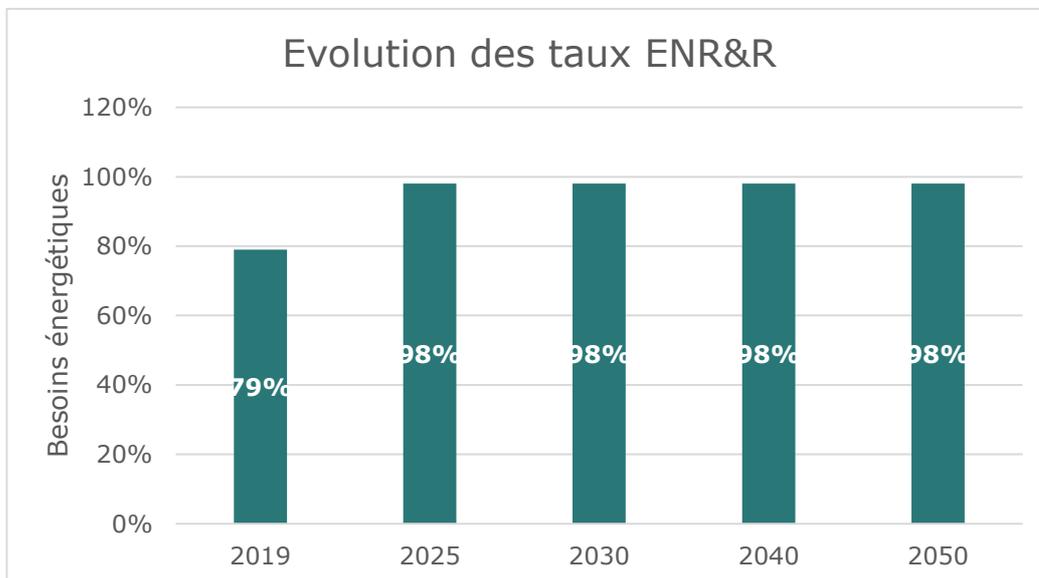


Figure 52 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Bouloie du scénario 2

La production de Palente est essentiellement bois, avec un taux de couverture très important grâce au choix de 2 chaudières bois de tailles différentes.

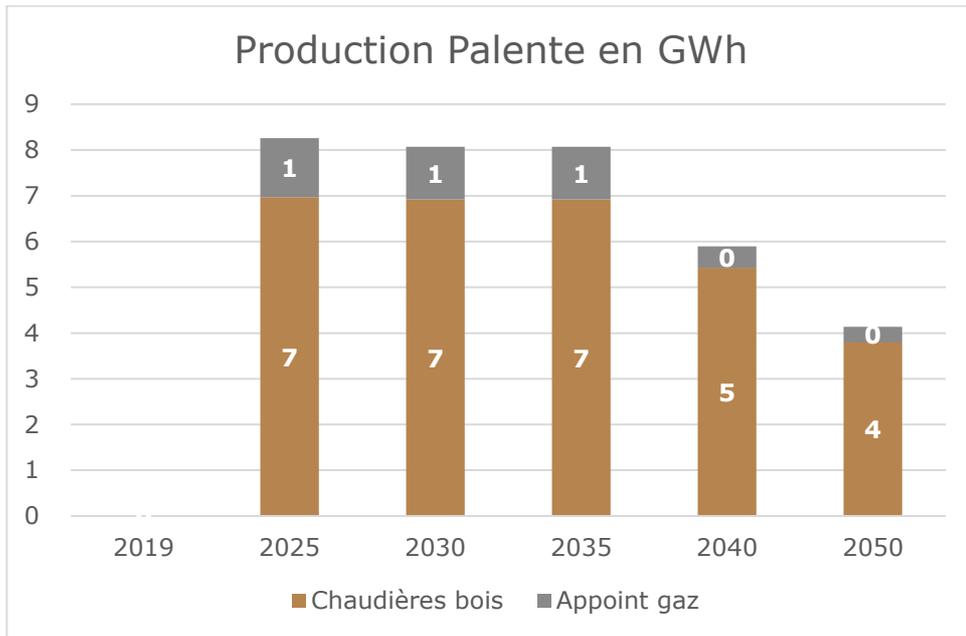


Figure 53 : évolution des productions de chaleur de Palente pour le scénario 2

#### 4.4/ Scénario 3

Le scénario 3 unifie les réseaux de la Planoise, de la Bouloie, de Mallarmé et de St Jacques.

La création du réseau de Palente reste identique au scénario 2.

La connexion de St Jacques entraîne un allongement du réseau d'environ 13 km par rapport au scénario 2.

Toutes les créations et raccordements structurants sont faits dès 2025.

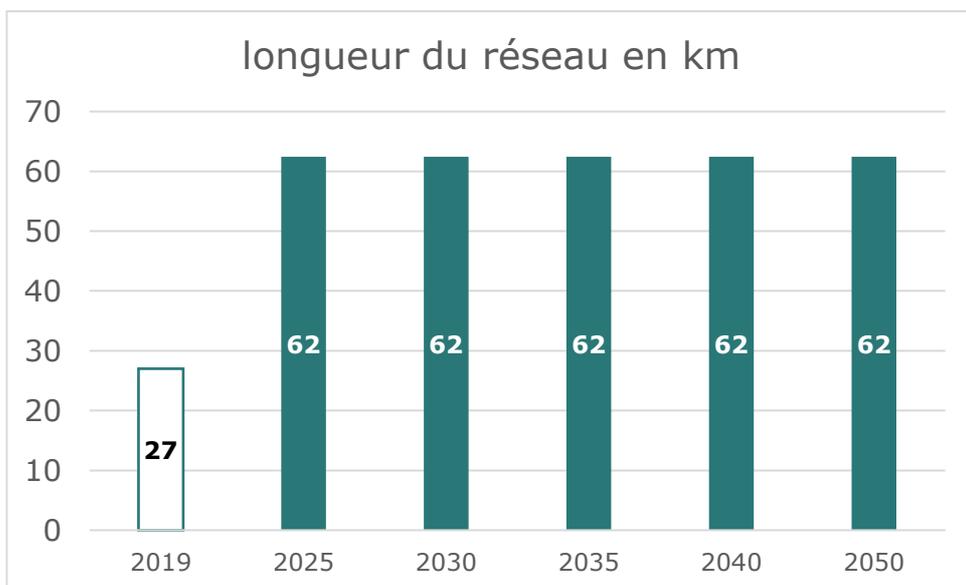


Figure 54 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 3

Cette augmentation de taille permet de gagner environ un tiers de besoins en plus par rapport au scénario 2.

Le pic de besoin se fait en 2035 (fin des raccordements dans les zones desservies).

La baisse se fait ensuite ressentir de manière significative.

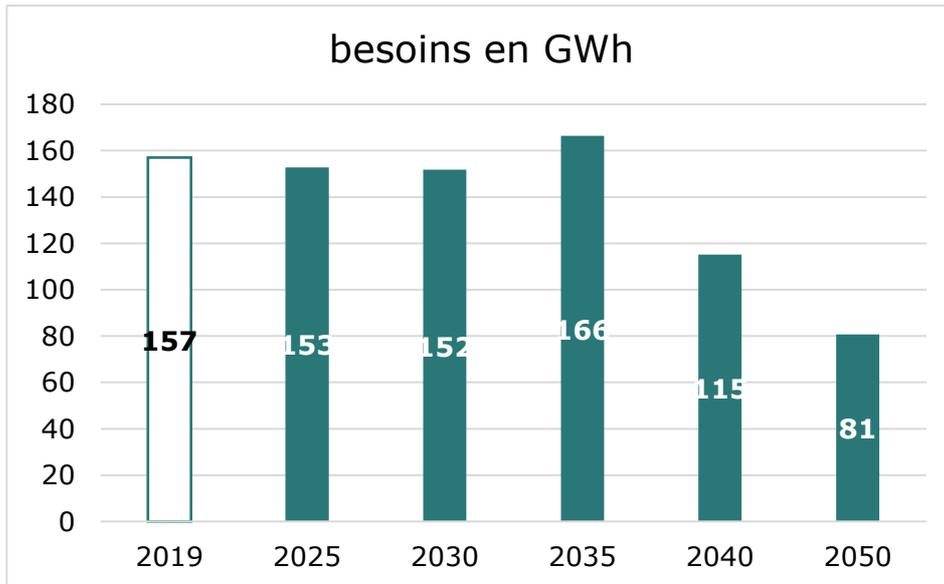


Figure 55 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 3

La densité thermique est presque équivalente à celle du scénario 2.

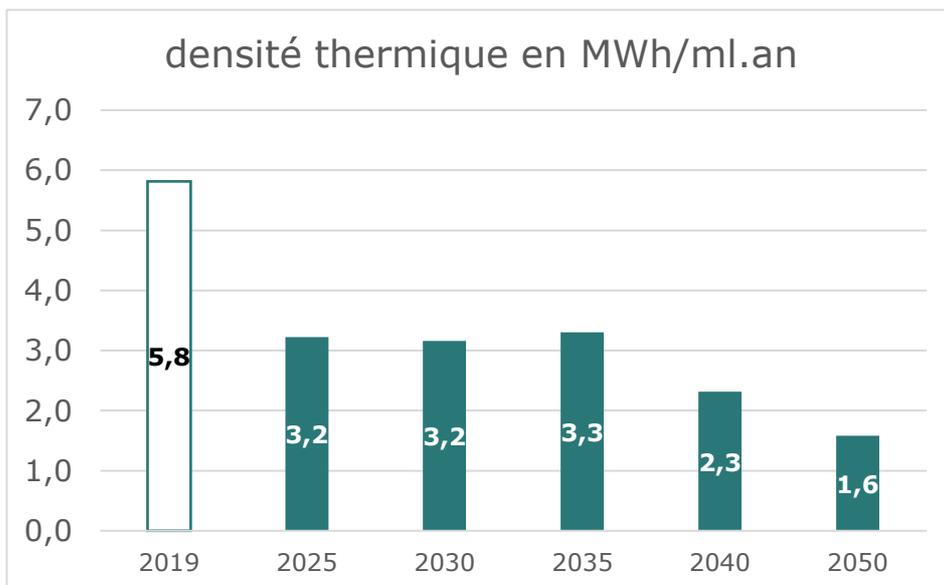


Figure 56 : évolution de la densité thermique pour le scénario 3

L'évolution du nombre d'équivalents logements montre l'augmentation de la taille du réseau sur la période 2025 - 2035, puis sa stabilisation.

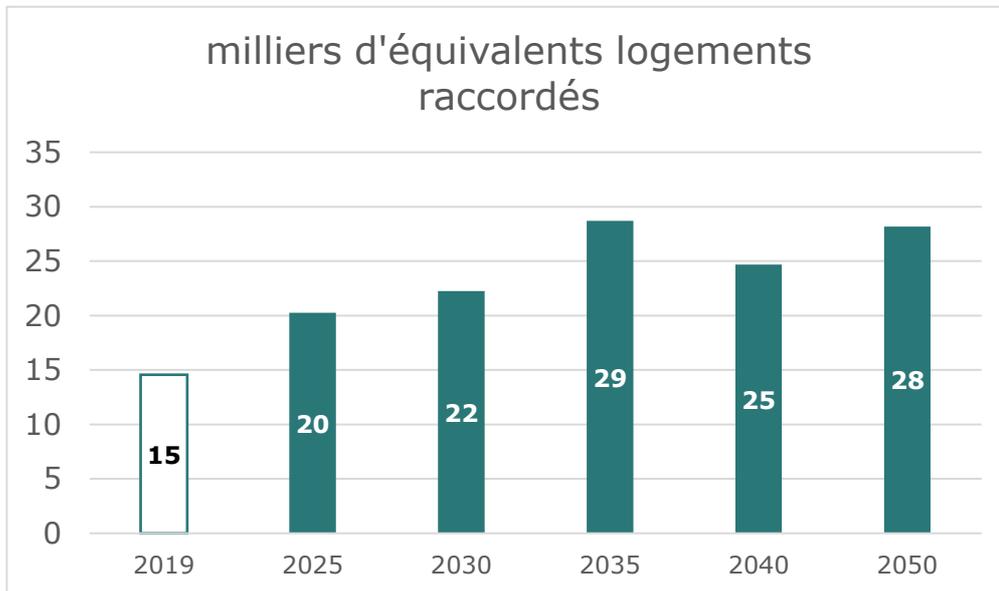


Figure 57 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 3

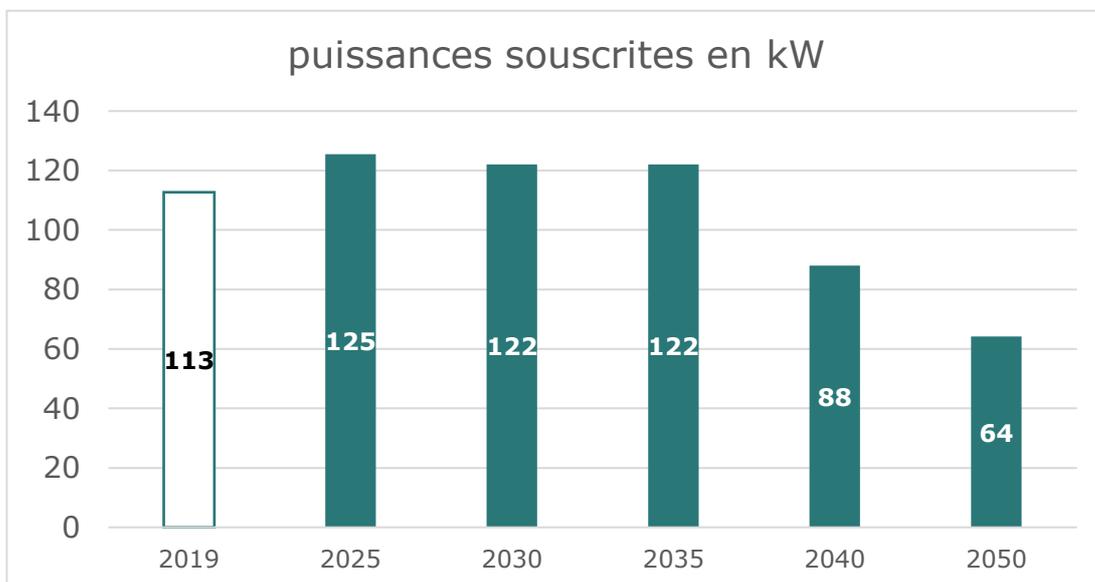


Figure 58 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 3

L'évolution des productions permet de maintenir un taux d'ENR&R entre 80 et 90% sur la période d'étude. Comme sur les autres scénarios, le bois reste la première énergie du réseau.

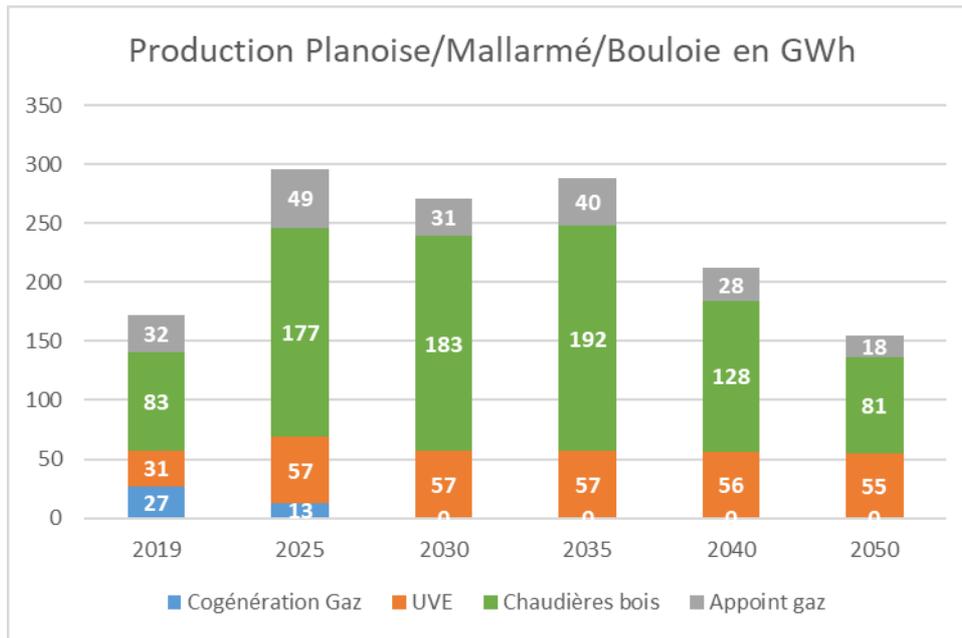


Figure 59 : évolution des productions de chaleur de la Planoise/Bouloie/Mallarmé pour le scénario 3

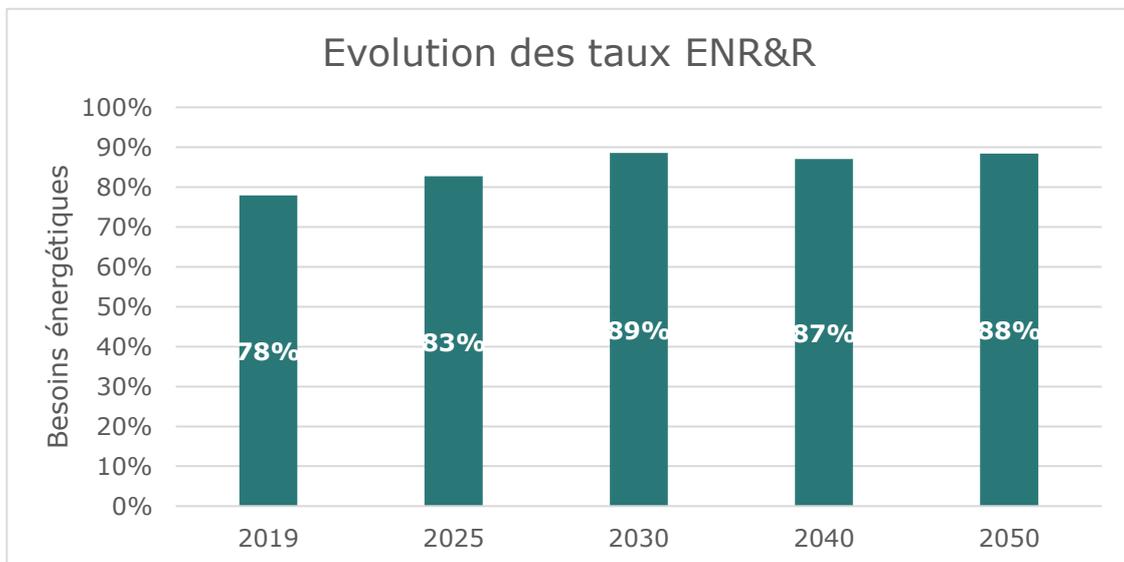


Figure 60 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Planoise/Bouloie/Mallarmé pour le scénario 3

## 4.5/ Scénario 4

Le scénario 4 étend le réseau Planoise/Bouloie/Mallarmé/St Jacques créé au scénario 3 vers le nord-est.

La création du réseau de Palente reste identique au scénario 2.

L'extension au-delà du périmètre du scénario 3 se fait entre 2025 et 2035.  
Le réseau atteint environ 100 km au terme de son développement.

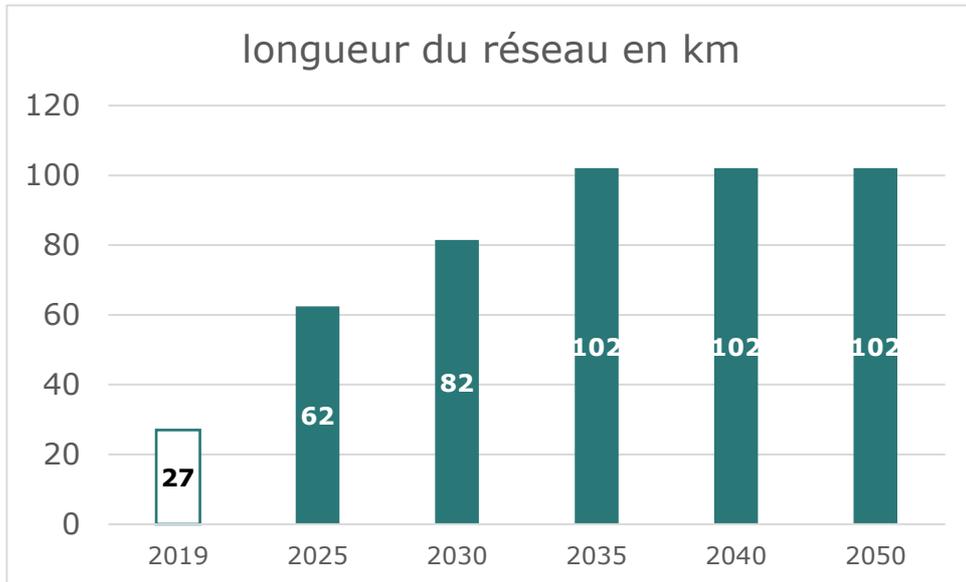


Figure 61 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 4

Cette augmentation de taille de près de 60 % ne fait gagner qu'environ 10 % de besoins.

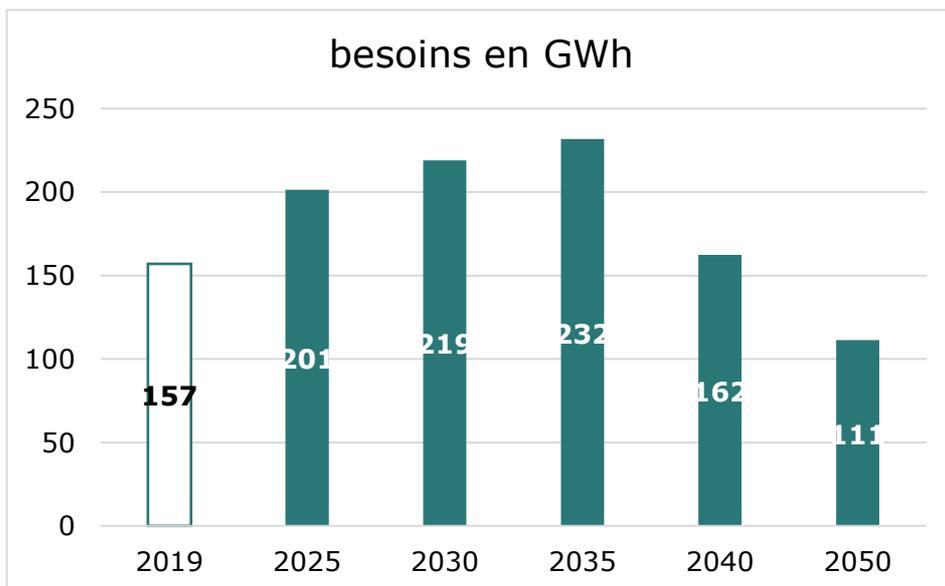


Figure 62 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 4

Il en résulte une baisse significative de la densité énergétique par rapport à celle du scénario 3.

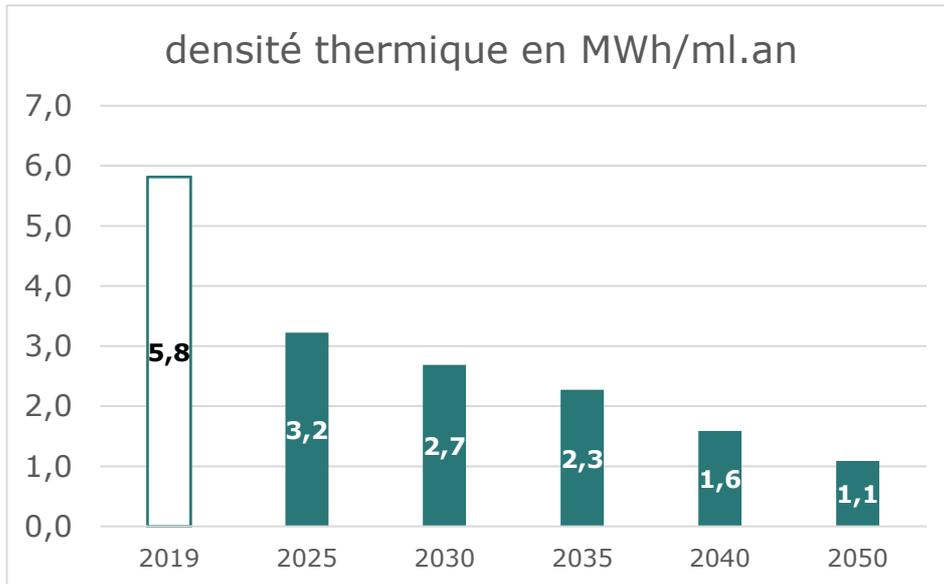


Figure 63 : évolution de la densité thermique pour le scénario 4

L'évolution du nombre d'équivalents logements montre par contre une augmentation par rapport au scénario 3.

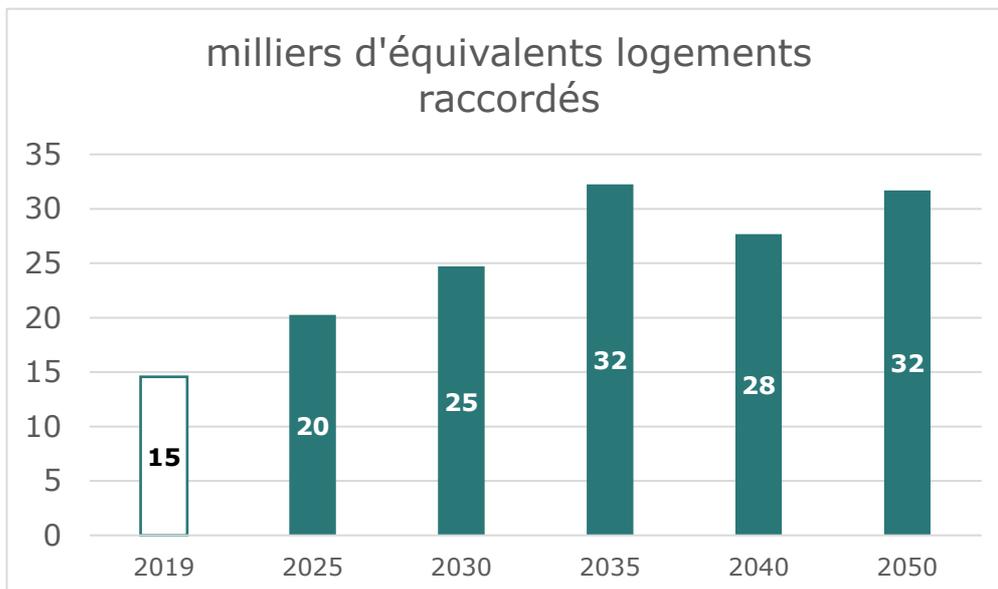


Figure 64 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 4

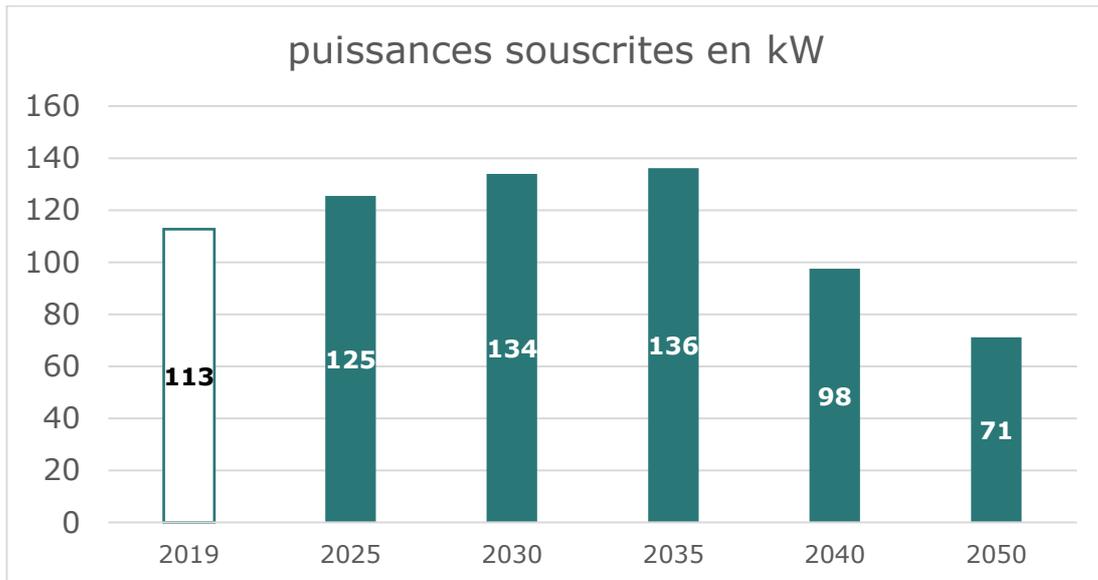


Figure 65 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 4

Par rapport au scénario 3, l'augmentation de la production est plus progressive avec un pic à 2035.

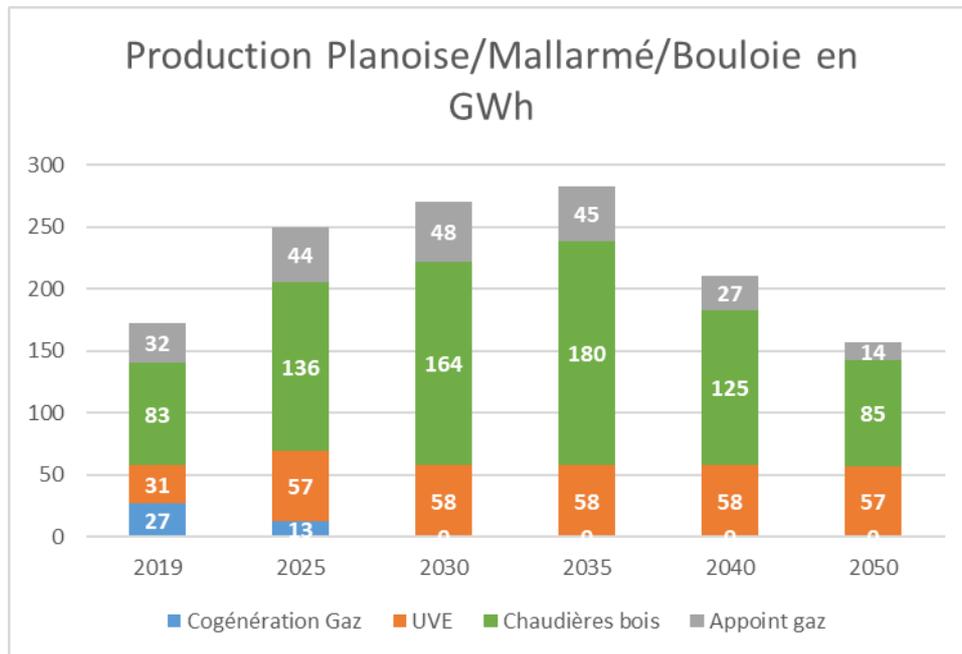


Figure 66 : évolution des productions de chaleur de la Planoise/Bouloie/Mallarmé pour le scénario 4

L'évolution des productions permet de maintenir un taux d'ENR&R entre 80 et 90% sur la période d'étude. Comme sur les autres scénarios, le bois reste la première énergie du réseau

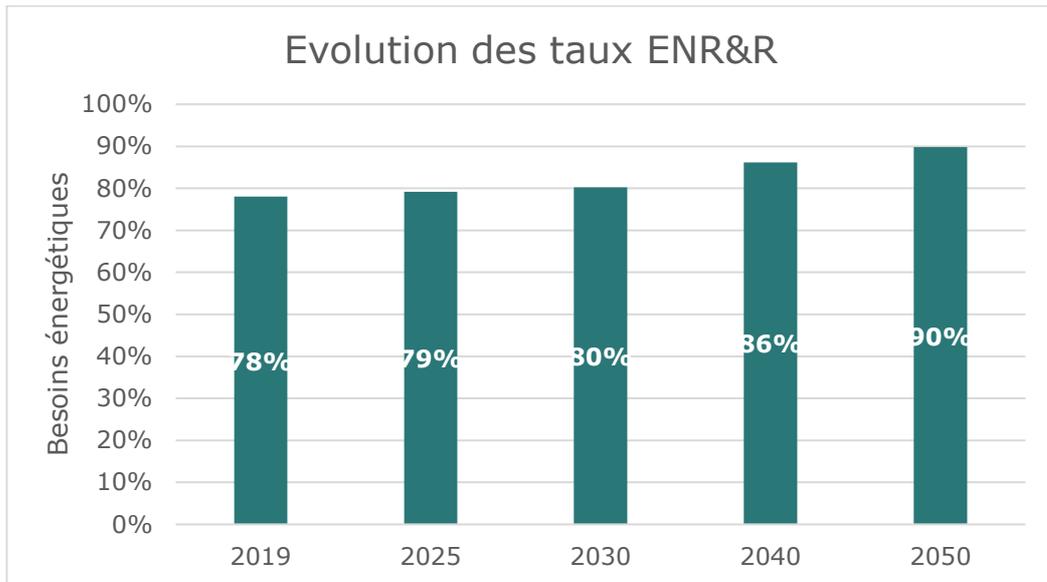


Figure 67 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Planoise/Bouloie/Mallarmé pour le scénario 5

#### 4.6/ Scénario 5

Le scénario 5 fait la jonction entre le réseau Planoise/Bouloie/Mallarmé/St Jacques et le réseau de Palente pour ne former plus qu'un grand réseau unique.

La jonction entre les 2 zones du scénario 4 n'ajoute que quelques kilomètres de réseau.

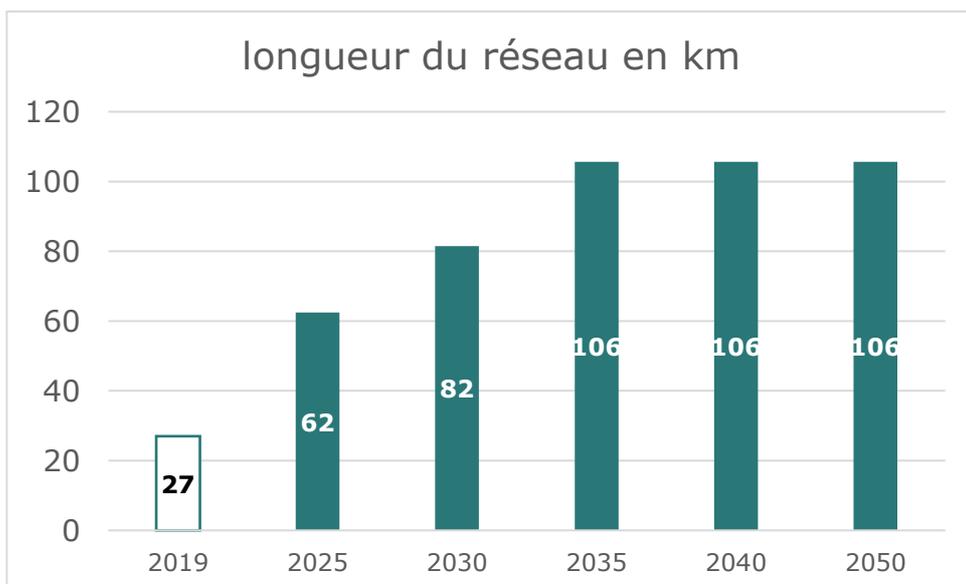


Figure 68 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 5

L'augmentation des besoins est quant à elle plus significative.

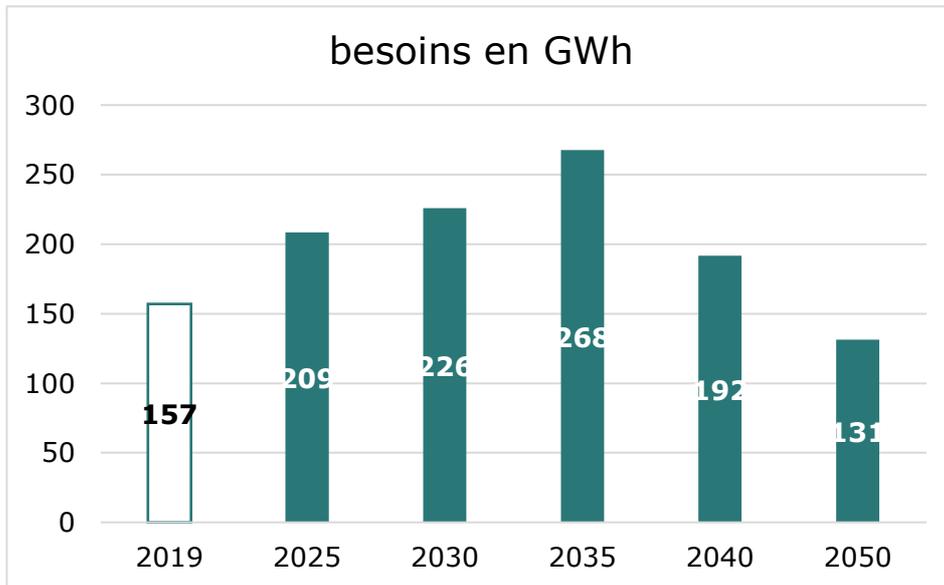


Figure 69 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 5

Il en résulte une remontée de la densité thermique par rapport au scénario 4.

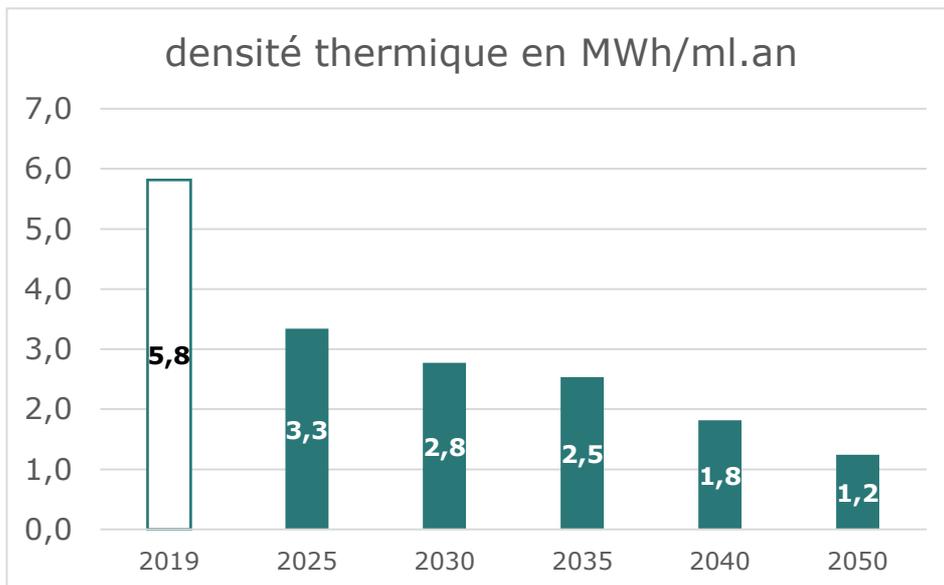


Figure 70 : évolution de la densité thermique pour le scénario 5

Le nombre d'équivalent logements continue à monter sur ce scénario.

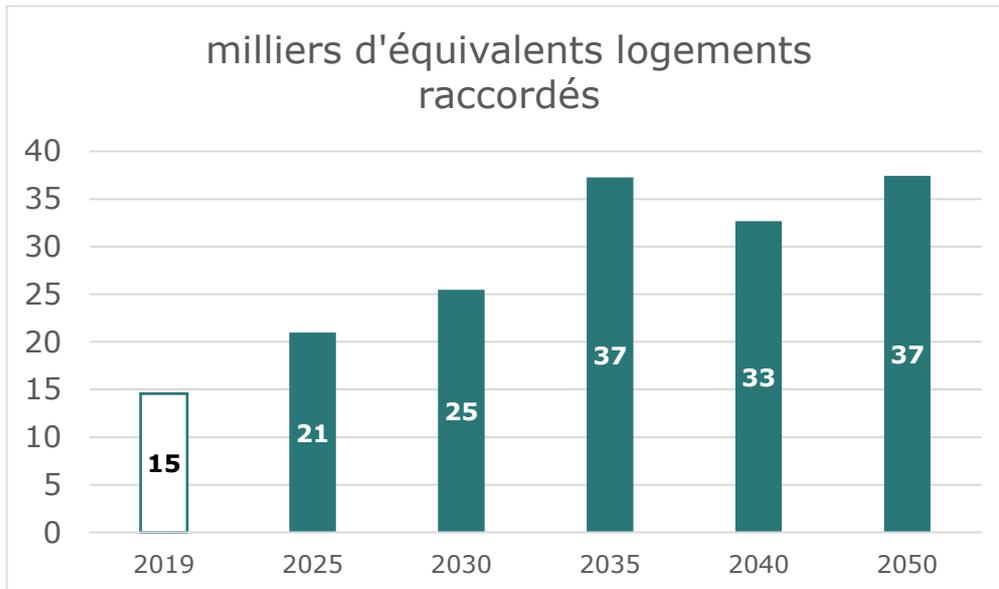


Figure 71 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 5

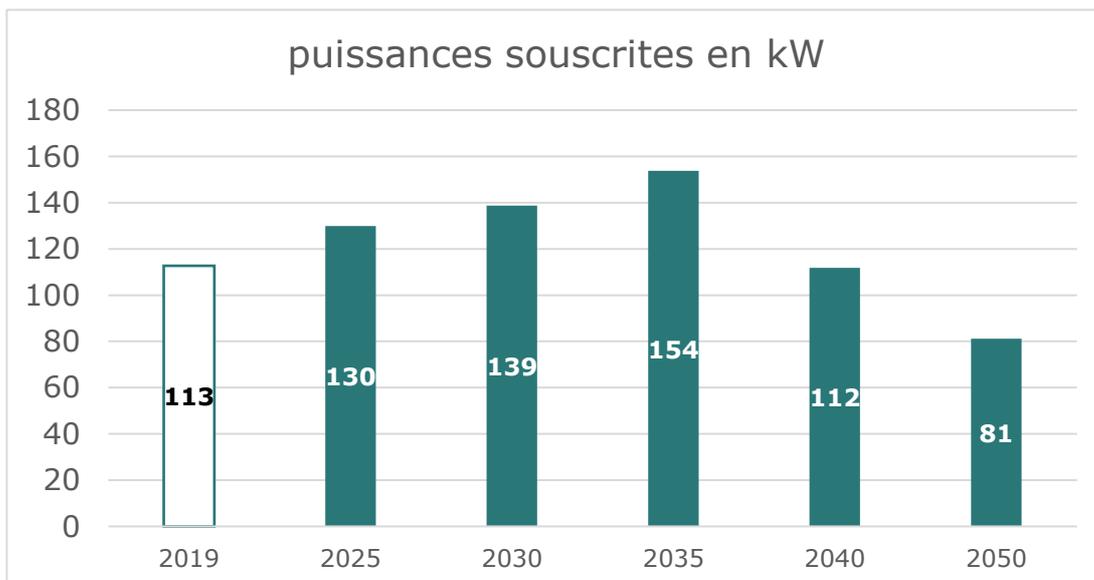


Figure 72 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 5

Le profil de production est équivalent à celui du scénario 4. Les volumes concernés sont toutefois un peu supérieurs.

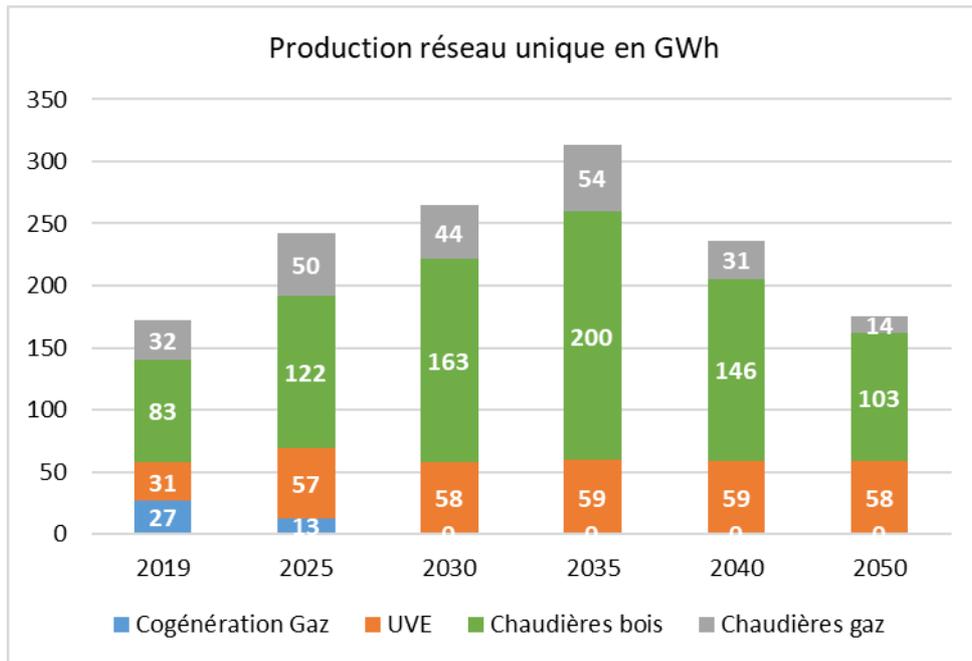


Figure 73 : évolution des productions de chaleur du réseau unique pour le scénario 5

L'évolution des productions permet de maintenir un taux d'ENR&R entre 80 et 90% sur la période d'étude. Comme sur les autres scénarios, le bois reste la première énergie du réseau

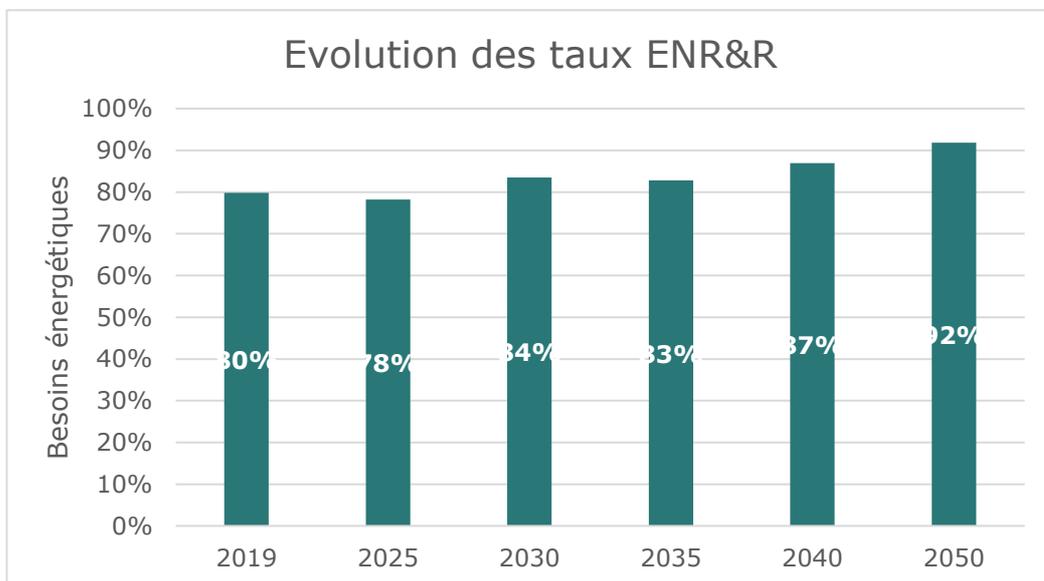


Figure 74 : évolution des taux ENR&R du réseau unique pour le scénario 5

## 4.7/ Scénario 6

Le scénario 6 maintient le réseau unique créé au scénario 5, mais crée une connexion à la cogénération bois Gemdoubts de Novillars.

8 km complémentaires sont nécessaires pour créer cette jonction.

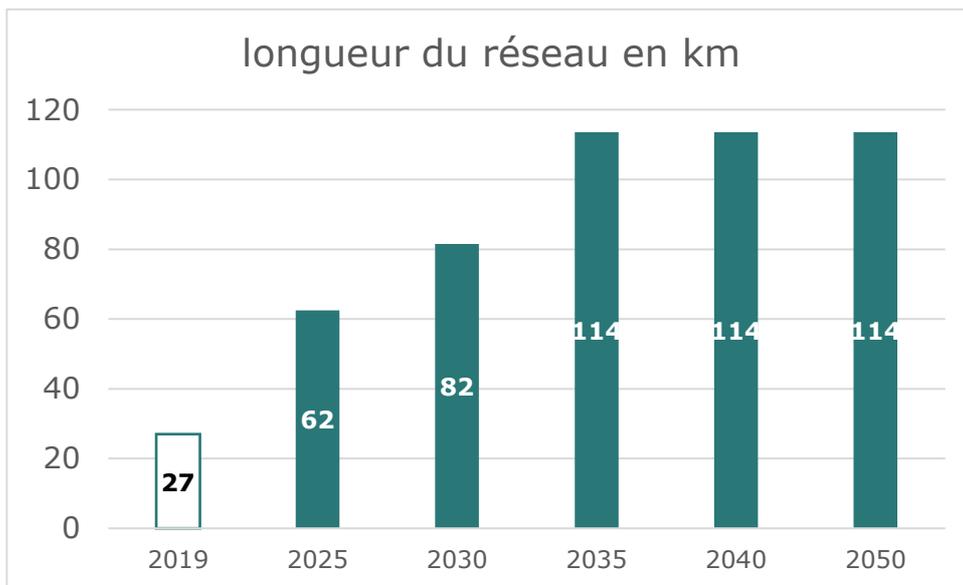


Figure 75 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 5

Cette jonction n'entraîne pas d'augmentation des besoins (les besoins industriels n'étant pas pris en compte par hypothèse de départ).

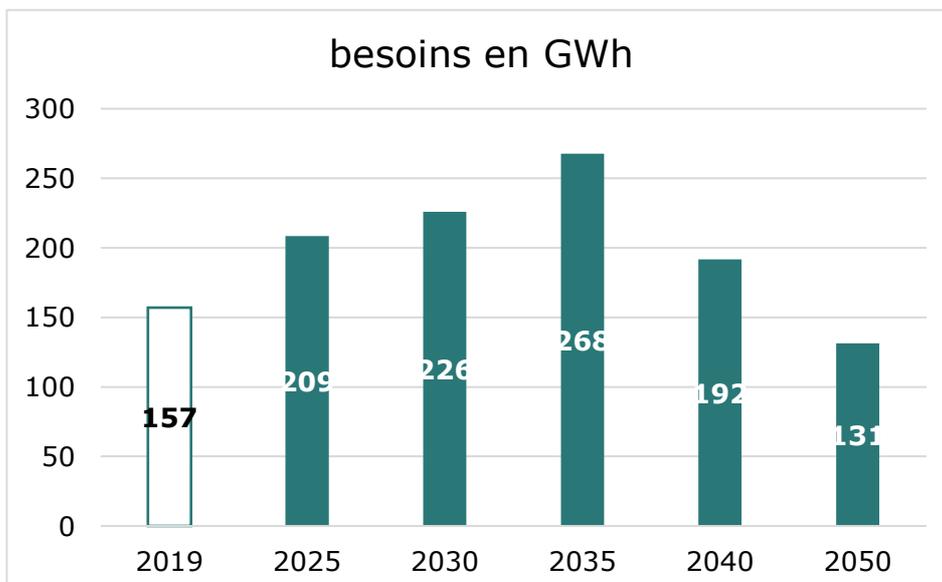


Figure 76 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 5

Il en résulte une légère baisse de la densité thermique par rapport au scénario 5.

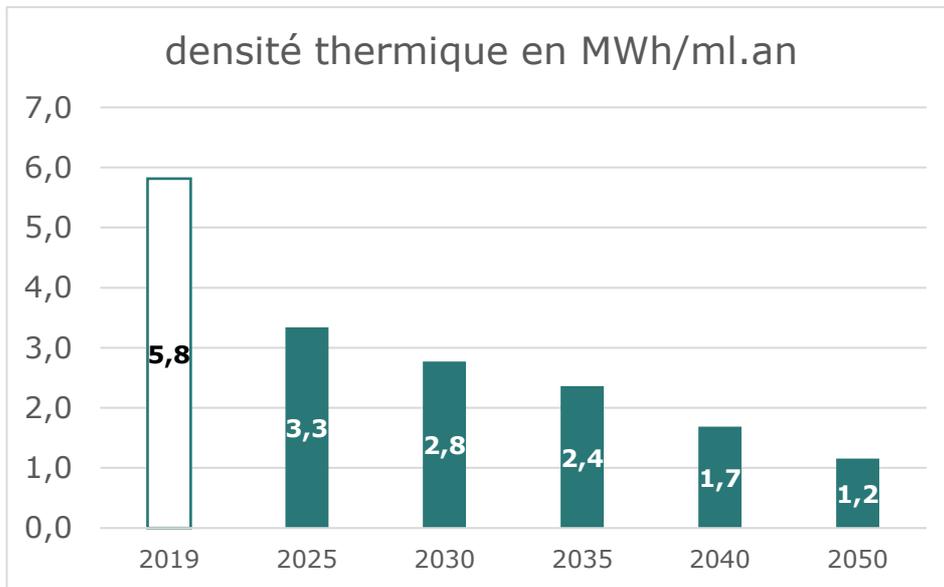


Figure 77 : évolution de la densité thermique pour le scénario 5

Le nombre d'équivalent logements reste équivalent au scénario 5.

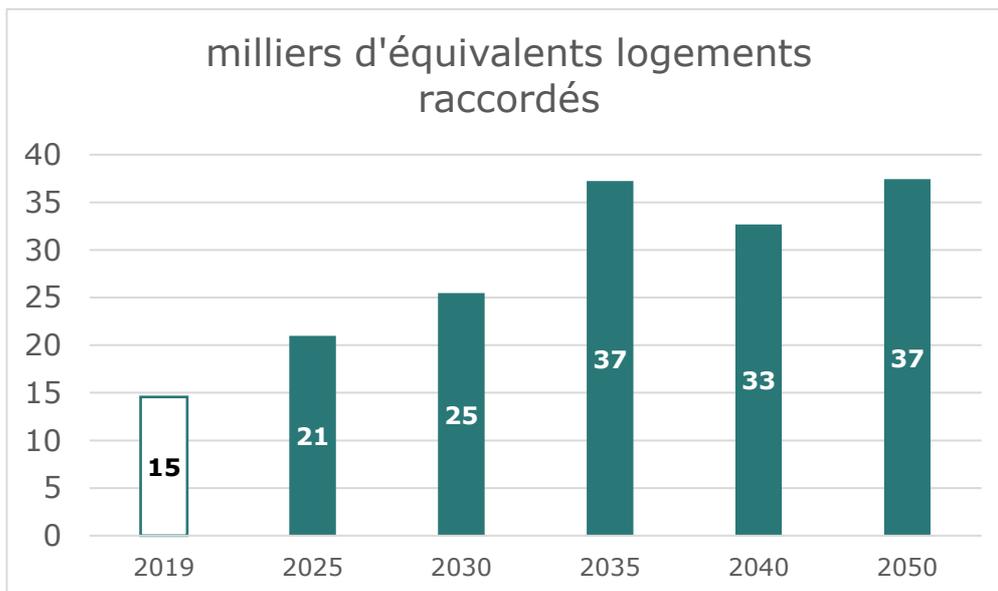


Figure 78 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 5

De même que les puissances souscrites.

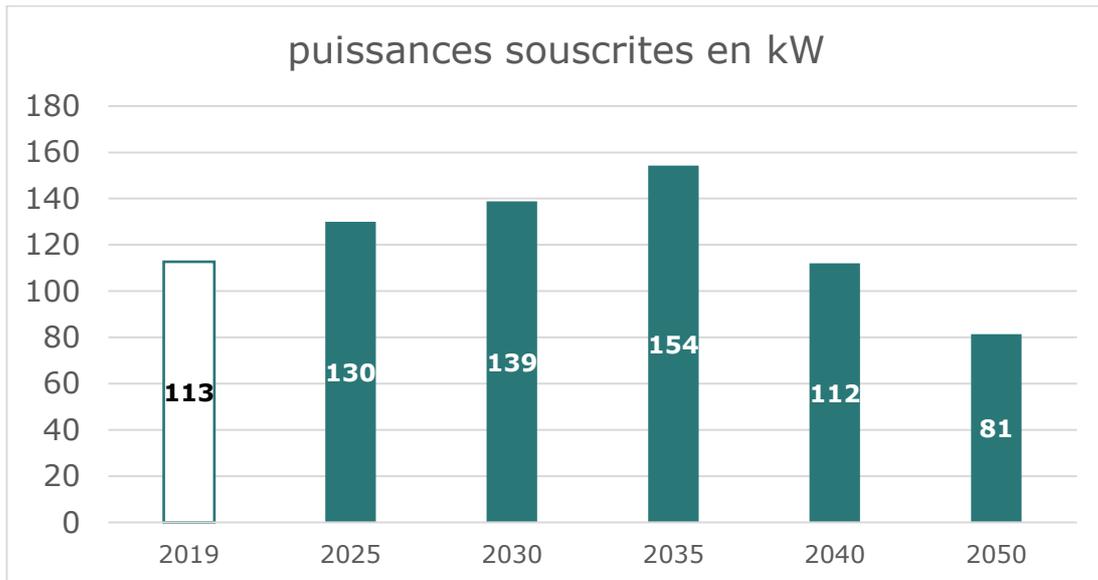


Figure 79 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 5

Sur ce scénario, la production bois Gemdoubts vient remplacer une partie de la production bois prévue dans le scénario 5. Le recours à l'UVE reste prioritaire et n'est donc pas impacté.

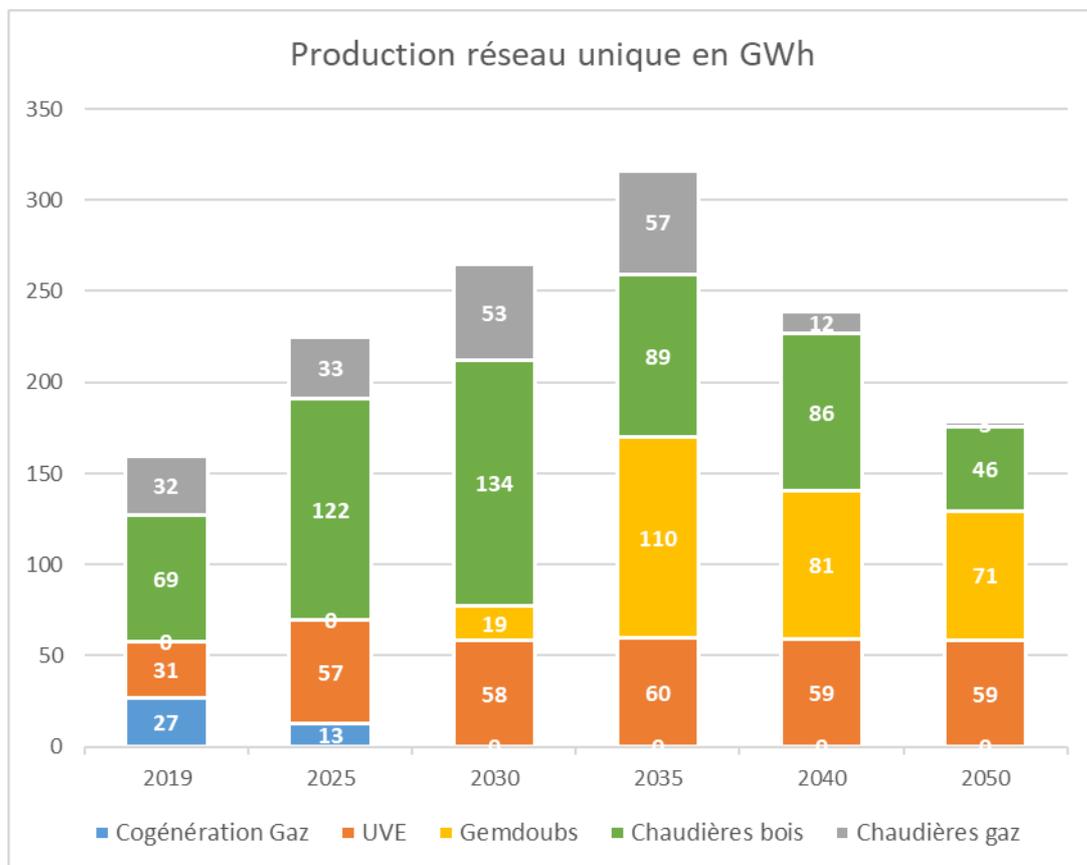


Figure 80 : évolution des productions de chaleur du réseau unique pour le scénario 6

Le raccordement à Gemdoubts permet de dépasser les 95% d'ENR&R à partir de 2040.

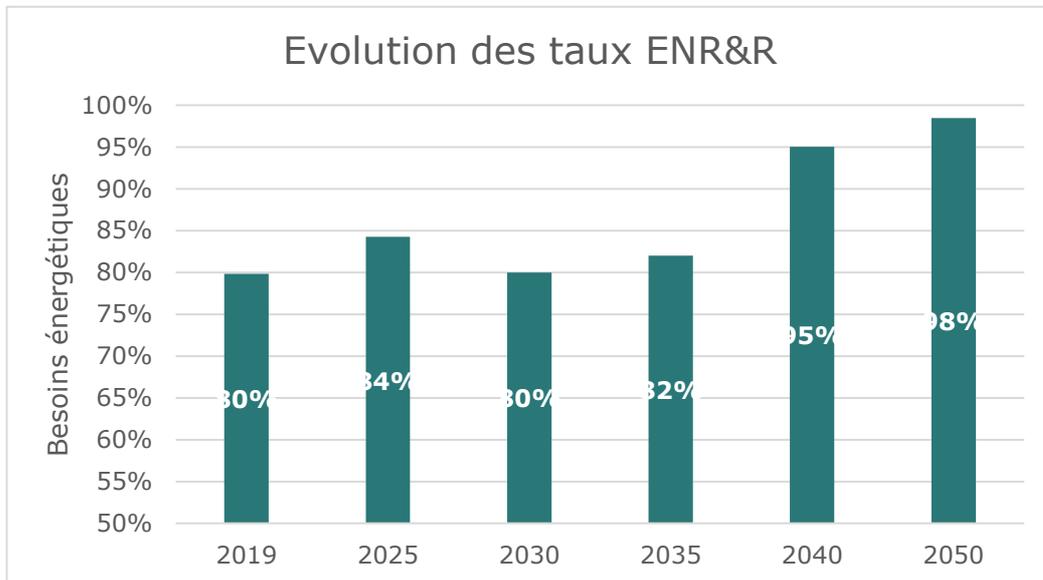


Figure 81 : évolution des taux ENR&R du réseau unique pour le scénario 6

## 4.8/ Synthèse

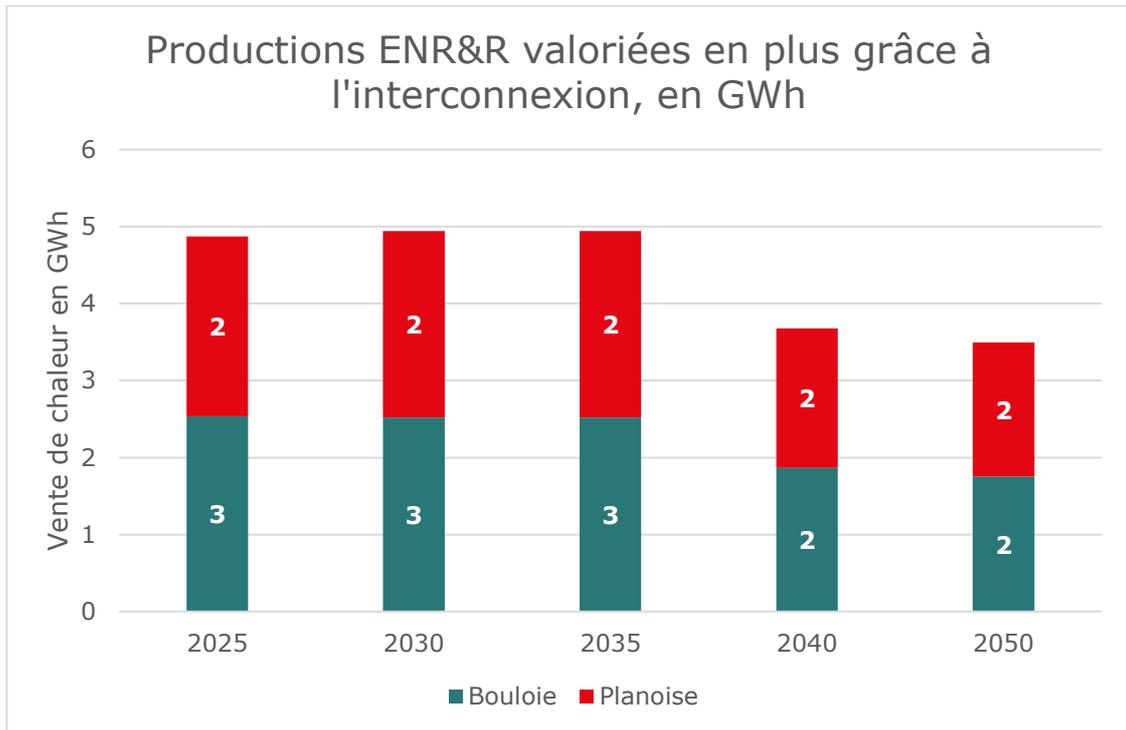
Les résultats du scénario 0 mettent en évidence l'importante chute des besoins entre 2019 et 2050 (60% de baisse).

Cela se traduit par une baisse de la production ENR&R de 35 GWh/an sur le territoire, qu'il faudrait contrebalancer par le développement d'autres projets.

**Ce scénario n'est pas envisagé mais sert de référence aux autres.**

Les **scénarios 1 et 2** permettent d'étudier l'interconnexion entre les réseaux de GBM et celui de la Bouloie, dans le cas où ce dernier ne serait intégré aux autres.

Même si les réseaux restent indépendants en gestion, il apparaît intéressant de créer un échange de chaleur entre les deux.



*Figure 82 : échanges de chaleur pour le scénario 2*

Les résultats de l'échange de chaleur sont presque identiques pour les deux scénarios. Le scénario 2 permet d'intégrer le réseau de Mallarmé sans impact significatif sur les résultats énergétiques.

D'un point de vue technique et énergétique, le scénario 2 est donc à privilégier par rapport au scénario 1.

Le scénario 3 unifie les réseaux de la Planoise, de la Bouloie, de Mallarmé et étend le réseau jusqu'au quartier de St Jacques. C'est le scénario permettant la plus grosse progression en termes de besoins à l'horizon 2025.

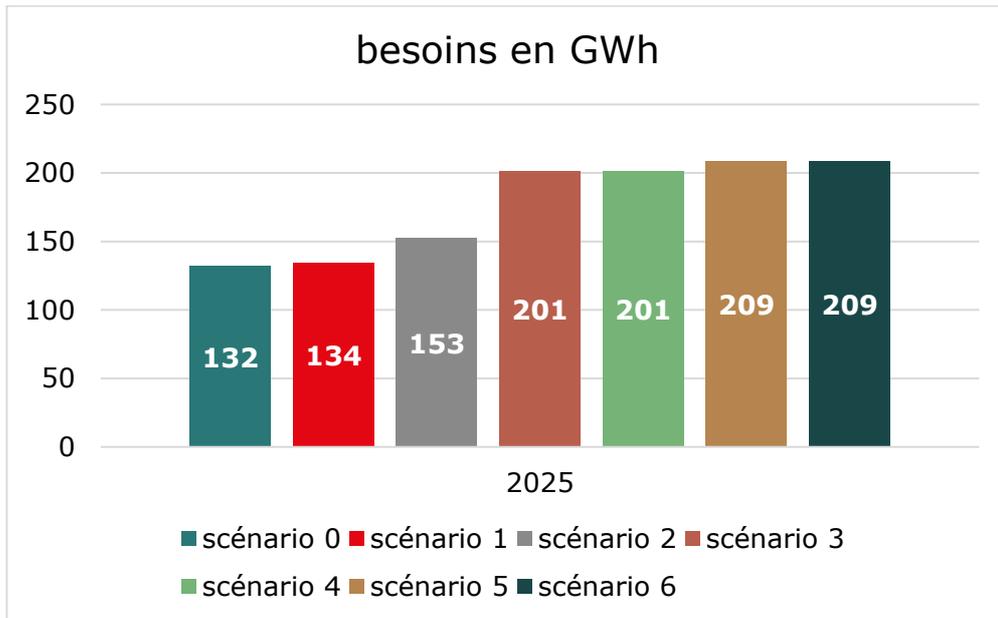


Figure 83 : besoins de chaleur en 2025 pour chacun des scénarios

Les scénarios suivants (4 à 6) permettent une progression de la taille du réseau et des besoins de chaleur sur la période 2025 / 2035.

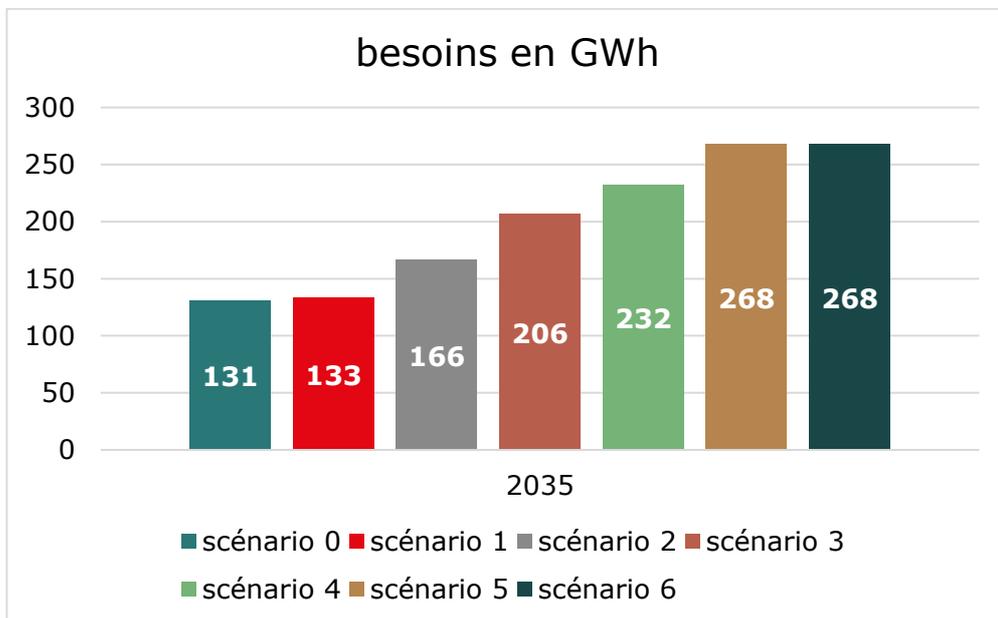


Figure 84 : besoins de chaleur en 2035 pour chacun des scénarios

Le scénario 3 permet de garder une densité thermique satisfaisante, même à un horizon lointain et semble donc un scénario de développement intermédiaire intéressant.

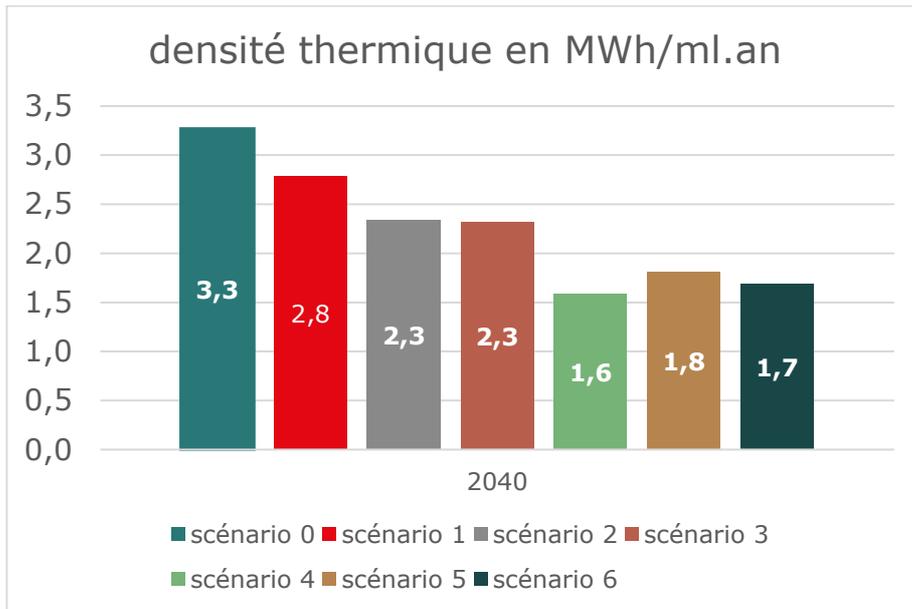


Figure 85 : densité thermique en 2040 pour chacun des scénarios

Le scénario 4 permet une montée progressive du besoin jusqu'en 2035 mais s'étend dans des zones moins denses, entraînant une chute de la densité thermique. Il présente un intérêt en tant qu'étape vers le scénario 5 ou 6.

Le scénario 5, en allant jusqu'à Palente, a le double avantage d'unifier les réseaux et de remonter la densité thermique. Son phasage permet une progression des besoins continue jusqu'à 2035, terme de son développement. Ce scénario permet, au fil de du temps, d'améliorer sensiblement la part des ENR&R au sein du territoire de Grand Besançon Métropole.

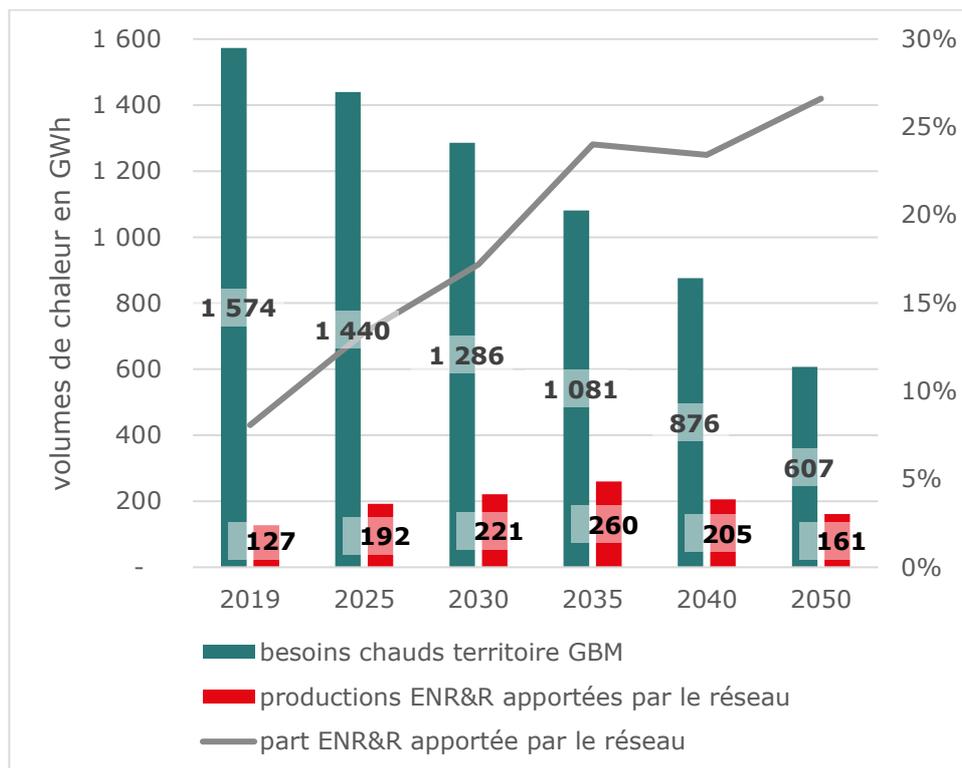


Figure 86 : évolution de la part ENR&R du scénario 5 à l'échelle de Grand Besançon Métropole

Le scénario 6 n'apporte pas de besoins chauds supplémentaires (besoins industriels non pris en compte dans le cadre de l'étude), mais permet d'utiliser à moyen terme la cogénération bois de Gemdoub. Ce scénario permet de valoriser cette installation au-delà de la durée du contrat de cogénération et évite la création d'une partie des moyens de productions ENR&R nécessaires dans le cadre des scénarios 3 à 5.

Il crée aussi des opportunités de développement (zone d'activités) sur les 8 km du tracé de l'interconnexion.

La densité thermique est en revanche un peu dégradée par rapport au scénario 5. Ce dernier scénario est celui permettant de participer le plus aux objectifs de Grand Besançon Métropole en termes de productions ENR&R.

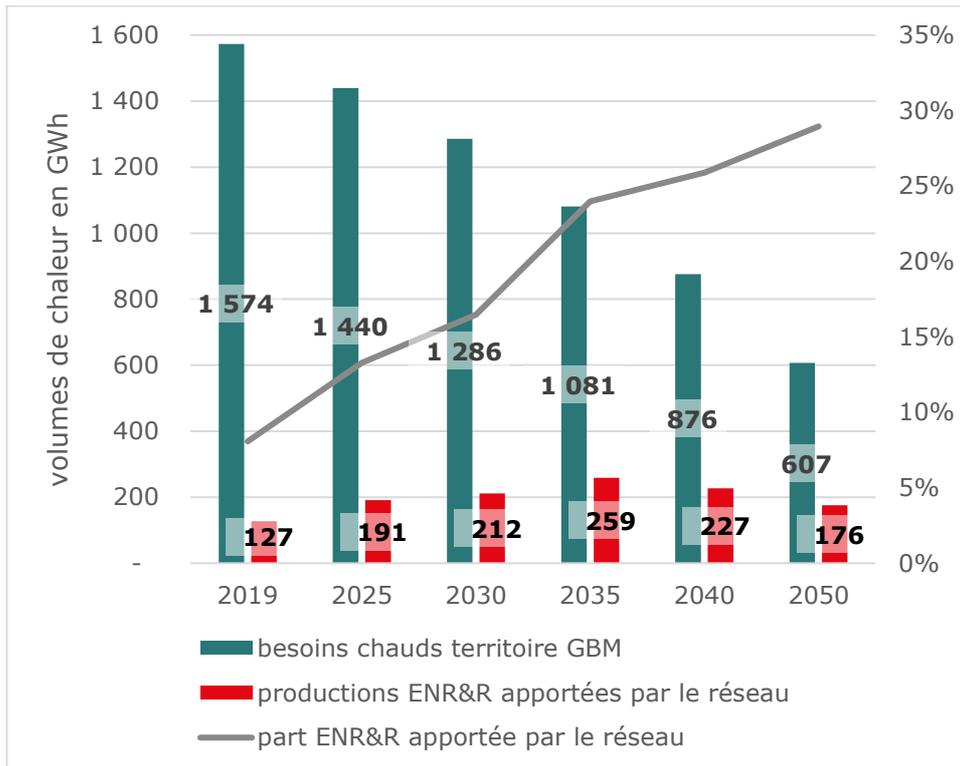


Figure 87 : évolution de la part ENR&R du scénario 6 à l'échelle de Grand Besançon Métropole

#### 4.9/ Comparatif des scénarios pour l'année 2035

Ce paragraphe présente, pour l'année 2035, un comparatif des scénarios pour chaque indicateur.

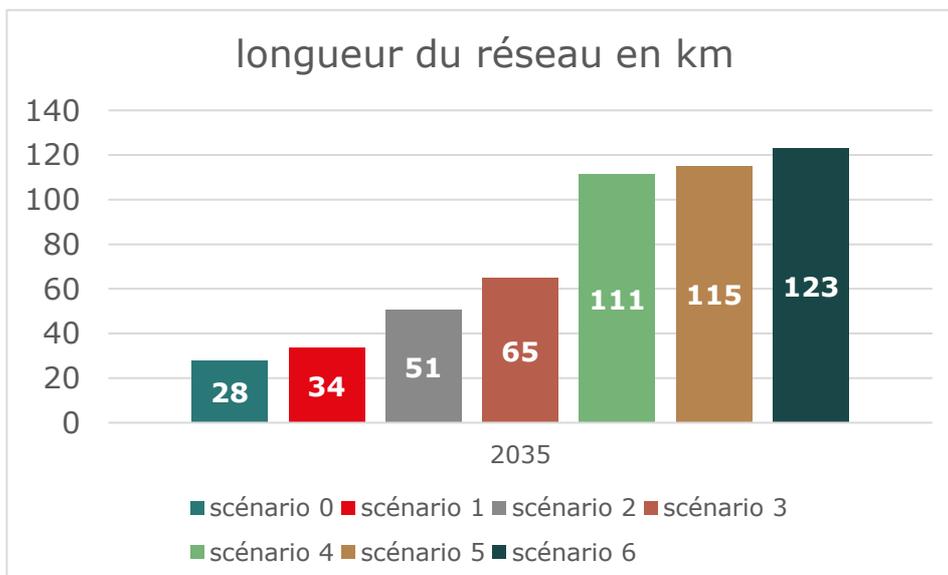


Figure 88 : longueur des réseaux en 2035

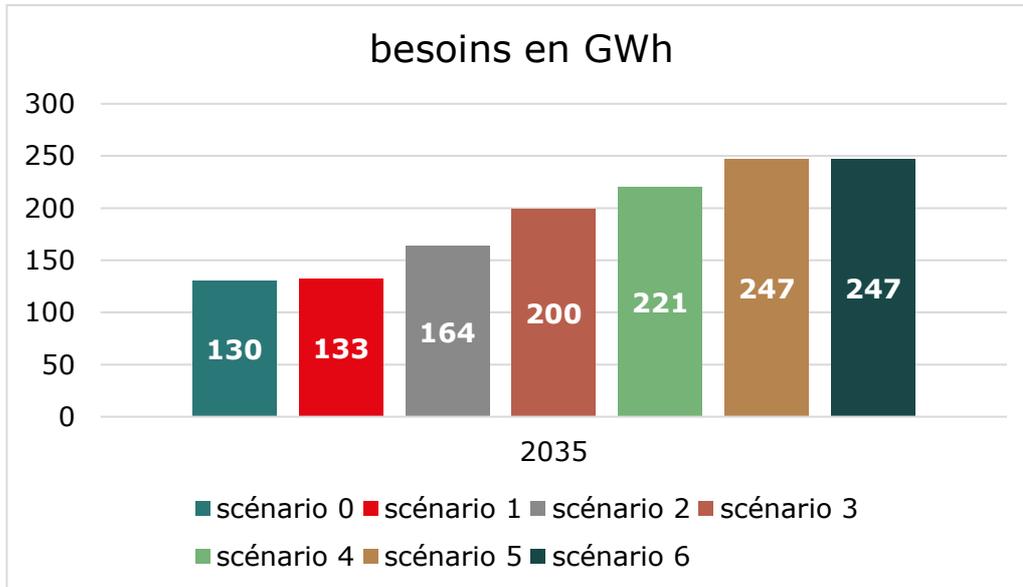


Figure 89 : besoins des réseaux en 2035

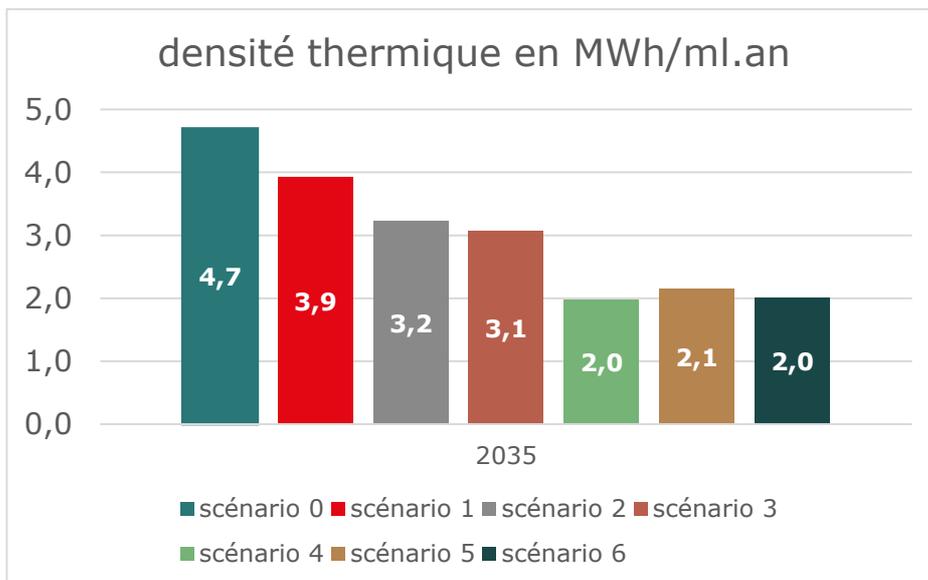


Figure 90 : densité thermique des réseaux en 2035

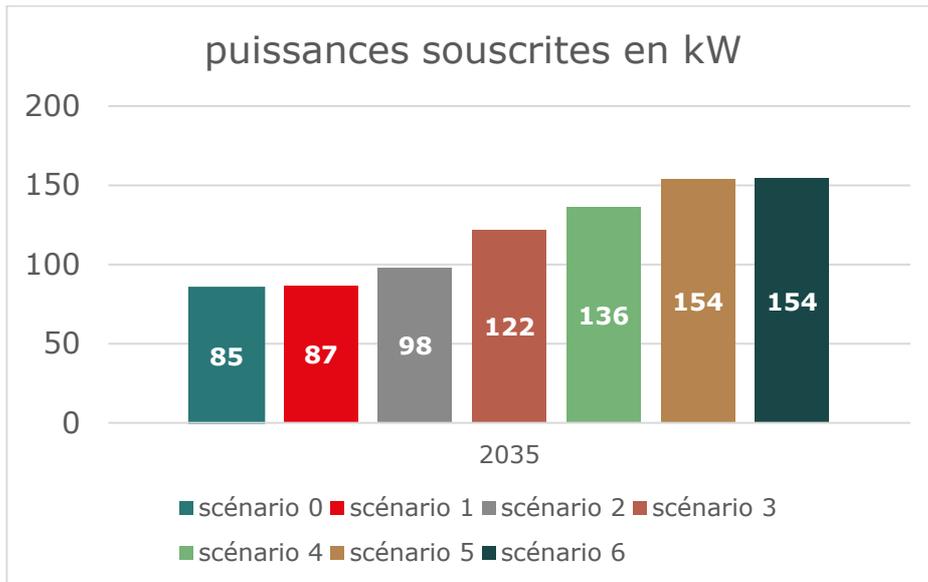


Figure 91 puissances souscrites des réseaux en 2035

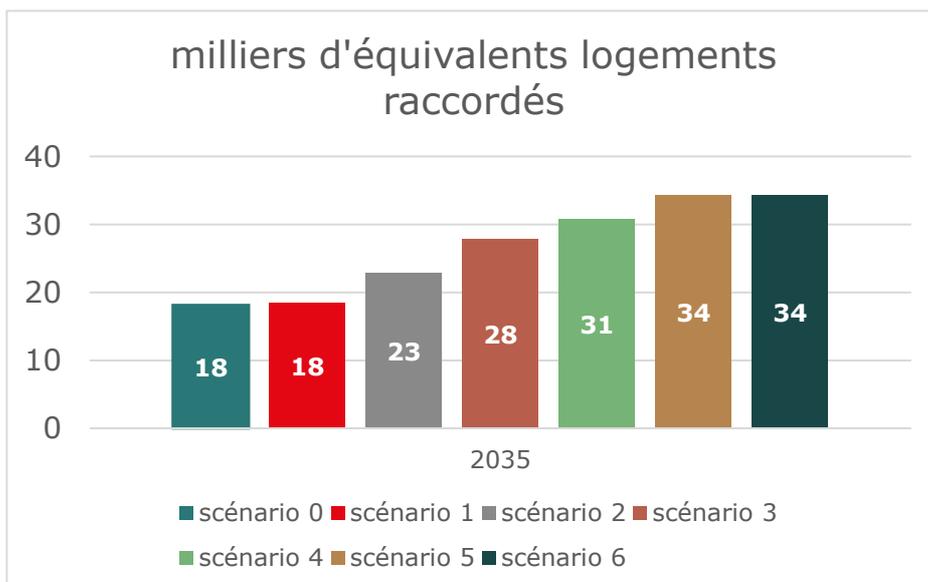


Figure 92 : équivalents logements des réseaux en 2035

## 5/ Analyse économique

### 5.1/ Investissements

Le détail des montants de travaux à réaliser (hors aléas, frais de maîtrise d'ouvrage et d'études) et des subventions par scénario et à chaque horizon temporel est fourni en annexe financière n°1.

### 5.2/ Source de financement

Les mécanismes de financement mobilisables sont :

- Fonds chaleur de l'état,
- Aides attribuées par les collectivités territoriales (Régions, Départements...) ou dans le cadre des Contrats de Projet Etat Région (CPER), ou mobilisables au niveau européen,
- Mécanismes de type certificats d'économie d'énergie, quotas de CO<sub>2</sub>...
- Financements dans le cadre des opérations de renouvellement urbain,
- Possibilité de répondre à un appel à projet (biomasse électricité par exemple).
- Plan d'investissement d'Avenir, aide du Commissaire Général à l'investissement pour les projets pilotes
- Financement de la Caisse des dépôts et Consignation (prêts bonifiés, ...)
- TVA à taux réduit, CITE, Eco-PTZ...

Les financements non retenus sont les suivants :

- Quota CO<sub>2</sub> : le système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE-UE) rentre dans sa phase 4 (2021-2030). Les quotas CO<sub>2</sub> pour 2021 et après ne sont pas encore fixés. Le manque de recul actuel sur les allocations gratuites de quotas CO<sub>2</sub> ne permettent pas de savoir si ce dispositif sera une charge ou une source de financement
- NPNRU : Le plan de renouvellement Urbain de Besançon concerne une zone déjà raccordés au réseau de chaleur.
- AAP (Cogénération biomasse) : aucun appel à projet est en cours ou prévu en 2021 et après. Peu de visibilité sur l'avenir de ce type de contrat

#### 5.2.1/ Subventions et assimilées

Les subventions mobilisables retenues sont :

- Le fond chaleur de l'ADEME, et par assimilation les aides attribuées par les collectivités territoriales), dans le respect de l'encadrement communautaire des aides d'état.

En effet, les aides des collectivités viennent en complément des aides de l'état.

- Les CEE, cumulables avec le fond chaleur depuis 2019.

Les subventions retenues par type sont les suivants :

- Aide à la production :
  - Renouveau complet équipement de production EnR&R existant : aucune subvention (car pas de production d'EnR&R supplémentaire)
  - Construction nouveau moyen de production : 40% investissements (limite encadrement européen : 45% du surcoût d'investissement)
- Aide aux déploiements des réseaux :
  - Subventions ADEME

Pas de subventions ADEME pour le réseau de la Bouloie (car Etablissement Public dépendant de l'Etat)

Autres réseaux :

	Raccordement	Antenne	Interconnexion classique	Interconnexion Novillars
Aide €HT/mL	472	645	945	1 470
Equivalent DN	DN 65 ou -	Moyenne DN 80 à 250	DN 300 à 400	DN 450 ou +

*Tableau 6 : Subvention Fond Chaleur réseaux*

- Aide au raccordement de bâtiments existants :
  - Pas d'aide spécifique de l'ADEME pour la mise en place du ou des postes de livraison dans le cadre du fond chaleur (mais montant des postes de livraison intégré dans le montant global des aides au déploiement du réseau)
  - CEE :
    - Fiches standardisées : BAR TH 127 et BA TH 137
    - 7,5€/MWhcumac
    - Soit entre 2 et 5,1 €/m<sup>2</sup> suivant l'usage des locaux

**Attention :** Les CEE pour le raccordement d'un bâtiment existant appartiennent au propriétaire du bâtiment. Les démarches pour obtenir les CEE doivent être réalisées préalablement à la réalisation des travaux, pour prouver l'effet incitatif des CEE.

Ils peuvent être perçus par « le réseau » en cas de renoncement des CEE par leurs propriétaires au profit du réseau, et ainsi permettre de réduire ou d'annuler les droits de raccordements.

- Renouveau complet de sous-stations existantes (réseau de la Bouloie uniquement)

- CEE (RES CH 103 et 104)
- 7,5€/MWhcumac
- Soit entre 1, et 4,6 €/m<sup>2</sup>
- Propriétaire : le réseau (l'UFC et le CROUS)

## 5.3/ Résultat des scénarii

### 5.3.1/ Hypothèses générales

Les données financières ont été simulées sur une durée d'étude de 25 ans, soit de 2025 à 2050.

Les coûts des investissements présents en annexe 1 ont été majorés :

- de 5% pour prendre en compte les aléas ;
- de 15% de frais de maîtrise d'œuvre.

Par défaut, les investissements qui ne pourront être financés par des subventions le seront par emprunts sur 15 ans à partir de la date de l'investissement au taux de 2% (annuités constantes).

En ce qui concerne les subventions, nous avons basé notre détermination des prix sur un plafond de subvention dans la limite de :

- 40% des coûts d'investissements de production HT
- 50% des coûts d'investissements réseaux et sous-stations HT.

Ces subventions représentent le calcul du fonds chaleur (hormis pour la Bouloie) et des CEE, dans la limite de l'encadrement européen des aides d'Etat.

Les investissements et les subventions seront amortis sur 25 ans pour la production et sur 40 ans pour les réseaux et sous-stations.

Par ailleurs, nous avons appliqué une marge de 2,9% sur les dépenses afin d'établir les recettes : cette marge a été appliquée sur les prix R1 (avec R11), R22 et R23 pour les scénarii 0, 1 et 2. A partir du scénario 3, la marge appliquée est de 5% pour prendre en compte le fait que le mode de gestion envisagée pour le périmètre des scénarii 3 et plus sera une concession (affermage pour les scénarii précédents).

### 5.3.2/ Scénario 0

#### Planoise :

Le tableau ci-dessous présente les hypothèses retenues en termes de consommation et d'investissements, et de recettes et dépenses :

PLANOISE							
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance souscrite kW	95 000	86 369	85 127	85 127	61 779	61 779	45 181
consommation en MWh	134 000	132 229	131 011	131 011	90 784	90 784	57 987
investissements production	0	1 000 000	0	0	0	0	0
investissements réseaux		3 148 719	289 627	0	0	0	0
investissements sous-station		191 250	453 601	0	0	0	0
<b>RECETTES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
R1 avec R11	4 760	4 069	4 140	4 141	2 886	2 884	2 112
R22	1 720	2 425	2 420	2 420	2 060	2 059	1 914
R23	688	788	823	848	845	844	762
R24 (financement investissement)	1 400	1 596	1 447	1 494	395	313	267
<b>TOTAL</b>	<b>8 568</b>	<b>8 878</b>	<b>8 830</b>	<b>8 903</b>	<b>6 186</b>	<b>6 100</b>	<b>5 055</b>
<b>DEPENSES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
charges R1 avec R11 et OME	4 600	3 983	4 054	4 054	2 826	2 824	2 063
charges R22	1 740	2 338	2 334	2 334	2 000	2 000	1 865
charges R23	580	702	737	761	785	785	713
charges R24 équipements existants	1 400	1 596	1 447	1 494	395	313	267
<b>TOTAL</b>	<b>8 320</b>	<b>8 620</b>	<b>8 573</b>	<b>8 644</b>	<b>6 006</b>	<b>5 923</b>	<b>4 908</b>
<b>Resultat net</b>	<b>248</b>	<b>259</b>	<b>257</b>	<b>259</b>	<b>180</b>	<b>178</b>	<b>147</b>
<i>Nota: resultat net 2,9%</i>		2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
<i>R1 (en € HT/MWh)</i>	35,5	30,8	31,6	31,6	31,8	31,8	36,4
<i>R2 (en € HT/kW)</i>	40,1	55,7	55,1	55,9	53,4	52,1	65,1
PRIX en € HT/MWh	63,9	67,1	67,4	68,0	68,1	67,2	87,2
PRIX en € TTC/MWh	67,5	70,8	71,1	71,7	71,9	70,9	92,0

Le prix HT évolue peu et s'établit à 68€ HT en moyenne jusqu'à 2050, où la forte baisse de la consommation fait augmenter le prix jusqu'à 87€ HT.

Bouloie :

Bouloie							
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance souscrite kW		8 355	7 358	7 358	5 264	5 264	3 885
consommation en MWh		14 742	14 472	14 472	10 296	10 296	6 873
investissements production		0	0	0	1 950 000	0	0
investissements réseaux		1 183 998	511 088	511 088	0	0	0
investissements sous-station		375 000	375 000	0	0	0	0
<b>RECETTES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
R1		587 290	490 895	491 050	369 010	368 770	288 761
R22		87 887	76 687	76 842	64 564	64 325	54 887
R23		260 519	274 157	294 644	372 415	372 175	371 114
R24 (financement investissement)		31 303	40 532	35 653	58 324	34 346	15 557
<b>TOTAL</b>		<b>966 999</b>	<b>882 271</b>	<b>898 188</b>	<b>864 313</b>	<b>839 616</b>	<b>730 320</b>
<b>DEPENSES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
charges R1 a		578 289	482 329	482 329	360 619	360 619	281 671
charges R22		78 509	68 121	68 121	56 173	56 173	47 797
charges R23		251 518	265 591	285 924	364 024	364 024	364 024
charges R24		31 303	40 532	35 653	58 324	34 346	15 557
<b>TOTAL</b>		<b>939 619</b>	<b>856 574</b>	<b>872 027</b>	<b>839 139</b>	<b>815 161</b>	<b>709 049</b>
<b>Resultat net</b>		<b>27 380</b>	<b>25 697</b>	<b>26 161</b>	<b>25 174</b>	<b>24 455</b>	<b>21 271</b>
<i>Nota: resultat net 2,9%</i>							
<i>R1 (en € HT/MWh)</i>		<i>39,8</i>	<i>33,9</i>	<i>33,9</i>	<i>35,8</i>	<i>35,8</i>	<i>42,0</i>
<i>R2 (en € HT/kW)</i>		<i>45,4</i>	<i>53,2</i>	<i>55,3</i>	<i>94,1</i>	<i>89,4</i>	<i>113,7</i>
PRIX en € HT/MWh		65,59	60,96	62,06	83,95	81,55	106,26
PRIX en € TTC/MWh		69,20	64,32	65,48	88,56	86,03	112,10

Pour Bouloie, la consommation baisse à partir de 2040 et cela entraine donc une augmentation du prix jusqu'à 106€ HT en 2050, pour une moyenne de 72€ HT.

### 5.3.3/ Scénario 1

Planoise :

PLANOISE							
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance souscrite kW	95 000	87 772	86 525	86 525	62 763	62 763	45 868
Ventes aux abonnés en MWh	134 000	134 444	133 245	133 245	92 336	92 336	58 984
investissements production	0	1 200 000	0	0	0	0	0
investissements réseaux		4 811 847	410 620	0	0	0	0
investissements sous-station		357 373	460 056	0	0	0	0
<b>RECETTES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
R1 avec R11		4 760	4 253	4 322	4 323	3 036	2 032
R22		1 720	2 468	2 464	2 464	2 132	1 862
R23		688	829	866	890	887	791
R24 (financement investissement)		1 400	1 700	1 557	1 604	401	267
<b>TOTAL</b>		<b>8 568</b>	<b>9 249</b>	<b>9 209</b>	<b>9 282</b>	<b>6 456</b>	<b>4 951</b>
<b>DEPENSES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
charges R1 avec R11 et OME		4 600	4 163	4 233	4 233	2 973	1 984
charges R22		1 740	2 378	2 374	2 374	2 069	1 814
charges R23		580	739	776	800	824	743
charges R24 équipements existants		1 400	1 700	1 557	1 604	401	267
<b>TOTAL</b>		<b>8 320</b>	<b>8 980</b>	<b>8 941</b>	<b>9 011</b>	<b>5 991</b>	<b>4 807</b>
<b>Resultat net</b>		<b>248</b>	<b>269</b>	<b>268</b>	<b>270</b>	<b>188</b>	<b>144</b>
<i>Nota: resultat net 2,9%</i>							
<i>R1 (en € HT/MWh)</i>		<i>35,5</i>	<i>31,6</i>	<i>32,4</i>	<i>32,9</i>	<i>30,8</i>	<i>34,4</i>
<i>R2 (en € HT/kW)</i>		<i>40,1</i>	<i>56,9</i>	<i>56,5</i>	<i>57,3</i>	<i>53,0</i>	<i>63,6</i>
PRIX en € HT/MWh		63,9	68,8	69,1	69,7	69,9	83,9
PRIX en € TTC/MWh		67,5	72,6	72,9	73,5	70,5	88,6

Dans ce scénario, plus de 2M€ d'investissements doivent être réalisés en plus du scénario 0. Cela se répercute sur le prix, qui augmente d'un euro en moyenne sur la période.

Bouloie :

Bouloie							
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance souscrite kW		8 355	7 358	7 358	5 264	5 264	3 885
consommation en MWh		14 742	14 472	14 472	10 296	10 296	6 873
Vente à Planoise		2 339	2 575	2 575	0	0	0
investissements production		0	0	0	1 950 000	0	0
investissements réseaux		1 183 998	511 088	511 088	0	0	0
investissements sous-station		375 000	375 000	0	0	0	0
<b>RECETTES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
R1		527 088	432 284	432 439	332 944	332 704	255 653
<i>Plus vente chaleur à Planoise</i>		<i>81 853</i>	<i>77 250</i>	<i>77 250</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
R22		87 404	76 206	76 360	64 207	63 967	54 560
R23		260 413	273 676	294 163	372 058	371 818	370 787
R24 (financement investissement)		31 303	40 532	35 653	58 324	34 346	15 557
<b>TOTAL</b>		<b>988 062</b>	<b>899 948</b>	<b>915 865</b>	<b>827 533</b>	<b>802 835</b>	<b>696 556</b>
<b>DÉPENSES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
charges R1 a		598 353	500 414	500 414	324 909	324 909	248 891
<i>dont achat Planoise</i>		<i>70 005</i>	<i>72 662</i>	<i>72 662</i>	<i>54 245</i>	<i>54 245</i>	<i>52 212</i>
charges R22		78 509	68 121	68 121	56 173	56 173	47 797
charges R23		251 518	265 591	285 924	364 024	364 024	364 024
charges R24		31 303	40 532	35 653	58 324	34 346	15 557
<b>TOTAL</b>		<b>959 683</b>	<b>874 659</b>	<b>890 113</b>	<b>803 430</b>	<b>779 452</b>	<b>676 268</b>
<b>Resultat net</b>		<b>3065,8%</b>	<b>2157,9%</b>	<b>2496,6%</b>	<b>1377,5%</b>	<b>2269,4%</b>	<b>4347,0%</b>
<i>Nota: resultat net 2,9%</i>		<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>
<i>R1 (en € HT/MWh)</i>		<i>35,9</i>	<i>29,8</i>	<i>29,9</i>	<i>32,3</i>	<i>32,3</i>	<i>37,2</i>
<i>R2 (en € HT/kW)</i>		<i>45,4</i>	<i>53,1</i>	<i>55,2</i>	<i>94,0</i>	<i>89,3</i>	<i>113,5</i>
PRIX en € HT/MWh		61,5	56,8	57,9	80,4	78,0	101,3
PRIX en € TTC/MWh		64,85	59,97	61,13	84,79	82,26	106,92

On observe pour ce réseau une baisse du prix annuel moyen : il s'établit à 68€ HT. Cela s'explique par un périmètre d'investissement identique mais par une augmentation des recettes avec la vente de chaleur au réseau Planoise.

### 5.3.4/ Scénario 2

Planoise :

PLANOISE							
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance souscrite kW	95 000	99 196	97 936	97 936	70 882	70 882	51 875
consommation en MWh	134 000	152 805	152 538	169 869	117 581	117 581	75 092
investissements production	0	1 200 000	0	0	0	0	0
investissements réseaux		4 811 847	410 620	0	0	0	0
investissements sous-station		357 373	460 056	0	0	0	0
<b>RECETTES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
R1 avec R11	4 760	5 136	5 163	5 693	3 968	3 967	2 917
R22	1 720	2 644	2 651	2 706	2 316	2 315	2 009
R23	688	1 011	1 077	1 073	1 060	1 059	960
R24 (financement investissement)	1 400	2 159	2 054	2 101	439	313	267
<b>TOTAL</b>	<b>8 568</b>	<b>10 949</b>	<b>10 945</b>	<b>11 573</b>	<b>7 783</b>	<b>7 654</b>	<b>6 153</b>
<b>DEPENSES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
charges R1 avec R11 et OME	4 600	5 029	5 056	5 581	3 892	3 892	2 857
charges R22	1 740	2 538	2 545	2 593	2 240	2 240	1 949
charges R23	580	904	971	961	985	985	901
charges R24 équipements existants	1 400	2 159	2 054	2 101	439	313	267
<b>TOTAL</b>	<b>8 320</b>	<b>10 630</b>	<b>10 626</b>	<b>11 236</b>	<b>7 557</b>	<b>7 431</b>	<b>5 973</b>
<b>Resultat net</b>	<b>248</b>	<b>319</b>	<b>319</b>	<b>337</b>	<b>227</b>	<b>223</b>	<b>179</b>
<i>Nota: resultat net 2,9%</i>		2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
<i>R1 (en € HT/MWh)</i>	35,5	33,6	33,8	33,5	33,7	33,7	38,8
<i>R2 (en € HT/kW)</i>	40,1	58,6	59,0	60,0	53,8	52,0	62,4
PRIX en € HT/MWh	63,9	71,7	71,8	68,1	66,2	65,1	81,9
PRIX en € TTC/MWh	67,5	75,6	75,7	71,9	69,8	68,7	86,4

La consommation est légèrement supérieure au scénario 1 mais il n'y a pas plus d'investissements. Cela implique une légère baisse du prix moyen mais tellement faible qu'il reste à 69€ HT.

Bouloie :

Bouloie							
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance souscrite kW		8 355	7 358	7 358	5 264	5 264	3 885
consommation en MWh		14 742	14 472	14 472	10 296	10 296	6 873
Vente à Planoise		3 756	4 000	5 000	0	0	0
investissements production		0	0	0	1 950 000	0	0
investissements réseaux		1 183 998	511 088	511 088	0	0	0
investissements sous-station		375 000	375 000	0	0	0	0
<b>RECETTES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
R1		522 088	426 284	420 439	332 944	332 704	255 653
<i>Plus vente chaleur à Planoise</i>		131 466	140 011	174 990	0	0	0
R22		87 404	76 206	76 360	64 207	63 967	54 560
R23		260 413	273 676	294 163	372 058	371 818	370 787
R24 (financement investissement)		31 303	40 532	35 653	58 324	34 346	15 557
<b>TOTAL</b>		<b>1 032 674</b>	<b>956 709</b>	<b>1 001 605</b>	<b>827 533</b>	<b>802 835</b>	<b>696 556</b>
<b>DEPENSES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
charges R1 a		640 878	554 210	584 192	324 909	324 909	248 891
<i>dont achat Planoise</i>		70 005	72 662	72 662	54 245	54 245	52 212
charges R22		78 509	68 121	68 121	56 173	56 173	47 797
charges R23		251 518	265 591	285 924	364 024	364 024	364 024
charges R24		31 303	40 532	35 653	58 324	34 346	15 557
<b>TOTAL</b>		<b>1 002 208</b>	<b>928 454</b>	<b>973 890</b>	<b>803 430</b>	<b>779 452</b>	<b>676 268</b>
<b>Resultat net</b>		3201,7%	2290,7%	2731,6%	1377,5%	2269,4%	4347,0%
<i>Nota: resultat net 2,9%</i>		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>R1 (en € HT/MWh)</i>		35,6	27,3	25,9	32,3	32,3	37,2
<i>R2 (en € HT/kW)</i>		45,4	53,1	55,2	94,0	89,3	113,5
PRIX en € HT/MWh		61,1	56,4	57,1	80,4	78,0	101,3
PRIX en € TTC/MWh		64,49	59,54	60,26	84,79	82,26	106,92

Comme pour le réseau Planoise, il y a peu d'évolution financière avec le scénario 1, notamment une légère augmentation des ventes de chaleur au réseau Planoise : il s'établit à 67€ HT en moyenne.

### 5.3.5/ Scénario 3

PLANOISE							
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance souscrite kW	94 359	125 434	122 051	122 051	87 993	87 993	64 233
consommation en MWh	134 000	201 607	200 688	212 651	148 912	148 912	91 989
investissements production		11 650 000	0	0	0	0	0
investissements réseaux		19 641 929	1 937 347	511 088	0	0	0
investissements sous-station		3 538 324	1 025 923	0	0	0	0
<b>RECETTES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
R1 avec R11	4 760	7 021	7 218	7 575	5 609	5 609	4 142
R22	1 720	2 912	2 926	2 955	2 628	2 628	2 397
R23	688	1 457	1 555	1 561	1 585	1 585	1 112
R24 (financement investissement)	1 400	3 409	3 394	3 491	594	372	274
<b>TOTAL</b>	<b>8 568</b>	<b>14 799</b>	<b>15 093</b>	<b>15 582</b>	<b>10 416</b>	<b>10 194</b>	<b>7 925</b>
<b>DÉPENSES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
charges R1 avec R11 et OME	4 600	6 816	7 008	7 354	5 446	5 446	4 021
charges R22	1 740	2 830	2 843	2 872	2 554	2 554	2 329
charges R23	580	1 416	1 511	1 517	1 541	1 541	1 081
charges R24 équipements existants	1 400	3 313	3 299	3 393	577	361	267
<b>TOTAL</b>	<b>8 320</b>	<b>14 375</b>	<b>14 661</b>	<b>15 136</b>	<b>10 117</b>	<b>9 902</b>	<b>7 698</b>
<b>Resultat net</b>	<b>248</b>	<b>424</b>	<b>432</b>	<b>446</b>	<b>299</b>	<b>293</b>	<b>227</b>
<i>Nota: resultat net 2,9%</i>		2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
<i>R1 (en € HT/MWh)</i>	35,5	34,8	36,0	35,6	37,7	37,7	45,0
<i>R2 (en € HT/kW)</i>	40,4	62,0	64,5	65,6	54,6	52,1	58,9
PRIX en € HT/MWh	63,9	73,4	75,2	73,3	69,9	68,5	86,2
PRIX en € TTC/MWh	67,5	77,4	79,3	77,3	73,8	72,2	90,9

Ce scénario nécessite beaucoup d'investissements que le précédent : +31M€. Cela entraîne une augmentation du prix de 3€ en moyenne pour atteindre 72€ HT.

### 5.3.6/ Scénario 4

PLANOISE							
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance souscrite kW	94 359	125 434	134 004	136 113	97 529	97 529	71 063
consommation en MWh	134 000	201 607	222 406	238 201	166 567	166 567	103 262
investissements production		11 650 000	0	0	0	0	0
investissements réseaux		19 641 929	1 937 347	511 088	0	0	0
investissements sous-station		3 538 324	1 025 923	0	0	0	0
<b>RECETTES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
R1 avec R11	4 760	7 031	8 118	8 438	6 166	6 166	4 498
R22	1 720	2 920	3 241	3 429	2 825	2 825	2 451
R23	688	1 477	2 137	2 161	2 216	2 216	1 743
R24 (financement investissement)	1 400	3 469	4 840	4 993	2 131	524	371
<b>TOTAL</b>	<b>8 568</b>	<b>14 896</b>	<b>18 336</b>	<b>19 020</b>	<b>13 339</b>	<b>11 731</b>	<b>9 063</b>
<b>DEPENSES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
charges R1 avec R11 et OME	4 600	6 826	7 882	8 192	5 987	5 987	4 367
charges R22	1 740	2 834	3 147	3 329	2 743	2 743	2 380
charges R23	580	1 434	2 075	2 098	2 152	2 152	1 692
charges R24 équipements existants	1 400	3 368	4 699	4 847	2 069	508	360
<b>TOTAL</b>	<b>8 320</b>	<b>14 463</b>	<b>17 802</b>	<b>18 466</b>	<b>12 950</b>	<b>11 389</b>	<b>8 799</b>
<b>Resultat net</b>	<b>248</b>	<b>434</b>	<b>534</b>	<b>554</b>	<b>389</b>	<b>342</b>	<b>264</b>
<i>Nota: resultat net 2,9%</i>		2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
<i>R1 (en € HT/MWh)</i>	35,5	34,9	36,5	35,4	37,0	37,0	43,6
<i>R2 (en € HT/kW)</i>	40,4	62,7	76,3	77,7	73,5	57,1	64,2
PRIX en € HT/MWh	63,9	73,9	82,4	79,8	80,1	70,4	87,8
PRIX en € TTC/MWh	67,5	78,0	87,0	84,2	84,5	74,3	92,6

Nous n'observons pas d'investissements supplémentaires dans ce scénario par rapport au scénario 3 mais une augmentation de la chaleur vendue. Le prix annuel moyen est de 77€ HT.

### 5.3.7/ Scénario 5

PLANOISE							
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance souscrite kW	94 359	129 922	138 760	153 828	111 750	111 750	81 151
consommation en MWh	134 000	208 746	229 355	274 091	195 858	195 858	121 533
investissements production		11 650 000	8 000 000	3 000 000	4 000 000	0	0
investissements réseaux		20 825 927	14 740 070	16 572 716	2 311 951	0	0
investissements sous-station		4 089 543	4 385 479	4 664 154	455 065	0	0
<b>RECETTES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
R1 avec R11	4 760	7 415	8 383	9 924	7 329	7 329	5 329
R22	1 720	2 947	3 303	3 676	3 040	3 040	2 597
R23	688	1 485	2 146	2 409	2 472	2 472	1 998
R24 (financement investissement)	1 400	3 495	4 868	5 591	2 726	1 117	394
<b>TOTAL</b>	<b>8 568</b>	<b>15 343</b>	<b>18 700</b>	<b>21 599</b>	<b>15 567</b>	<b>13 958</b>	<b>10 318</b>
<b>DEPENSES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
charges R1 avec R11 et OME	4 600	7 199	8 139	9 635	7 115	7 115	5 174
charges R22	1 740	2 861	3 207	3 569	2 951	2 951	2 521
charges R23	580	1 442	2 084	2 338	2 400	2 400	1 940
charges R24 équipements existants	1 400	3 394	4 726	5 428	2 647	1 085	383
<b>TOTAL</b>	<b>8 320</b>	<b>14 896</b>	<b>18 156</b>	<b>20 970</b>	<b>15 113</b>	<b>13 551</b>	<b>10 017</b>
<b>Resultat net</b>	<b>248</b>	<b>447</b>	<b>545</b>	<b>629</b>	<b>453</b>	<b>407</b>	<b>301</b>
<i>Nota: resultat net 2,9%</i>		2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
<i>R1 (en € HT/MWh)</i>	35,5	35,5	36,6	36,2	37,4	37,4	43,8
<i>R2 (en € HT/kW)</i>	40,4	61,0	74,4	75,9	73,7	59,3	61,5
PRIX en € HT/MWh	63,9	73,5	81,5	78,8	79,5	71,3	84,9
PRIX en € TTC/MWh	67,5	77,5	86,0	83,1	83,9	75,2	89,6

Dans ce scénario, des investissements importants sont prévus en plus des investissements prévus dans le scénario 4. Toutefois, la hausse de chaleur vendue compense ces investissements et le prix annuel moyen reste à 77€ HT.

### 5.3.8/ Scénario 6

PLANOISE							
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Puissance souscrite kW	94 359	129 922	138 760	154 295	112 083	112 083	81 405
consommation en MWh	134 000	208 746	229 355	274 275	196 027	196 027	121 663
investissements production		6 400 000	3 000 000	4 000 000	0	0	0
investissements réseaux		20 825 927	14 740 070	16 572 716	2 311 951	0	0
investissements sous-station		4 089 543	4 385 479	4 664 154	455 065	0	0
<b>RECETTES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
R1 avec R11	4 760	6 739	8 415	10 860	7 804	7 804	5 811
R22	1 720	2 955	3 181	3 157	2 798	2 798	2 357
R23	688	1 344	1 841	2 140	2 203	2 203	1 870
R24 (financement investissement)	1 400	3 221	4 273	5 068	2 478	1 189	394
<b>TOTAL</b>	<b>8 568</b>	<b>14 260</b>	<b>17 709</b>	<b>21 225</b>	<b>15 283</b>	<b>13 995</b>	<b>10 432</b>
<b>DÉPENSES (en k€)</b>	<b>2019</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
charges R1 avec R11 et OME	4 600	6 543	8 169	10 543	7 577	7 577	5 642
charges R22	1 740	2 869	3 088	3 065	2 717	2 717	2 288
charges R23	580	1 305	1 787	2 078	2 139	2 139	1 816
charges R24 équipements existants	1 400	3 127	4 148	4 920	2 406	1 155	383
<b>TOTAL</b>	<b>8 320</b>	<b>13 845</b>	<b>17 193</b>	<b>20 607</b>	<b>14 838</b>	<b>13 587</b>	<b>10 128</b>
<b>Resultat net</b>	<b>248</b>	<b>415</b>	<b>516</b>	<b>618</b>	<b>445</b>	<b>408</b>	<b>304</b>
<i>Nota: resultat net 2,9%</i>		2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
<i>R1 (en € HT/MWh)</i>	35,5	32,3	36,7	39,6	39,8	39,8	47,8
<i>R2 (en € HT/kW)</i>	40,4	57,9	67,0	67,2	66,7	55,2	56,8
PRIX en € HT/MWh	63,9	68,3	77,2	77,4	78,0	71,4	85,7
PRIX en € TTC/MWh	67,5	72,1	81,5	81,6	82,3	75,3	90,5

Avec une vente de chaleur équivalente au scénario 5, c'est la baisse des investissements de -13M€ pour atteindre 81M€ qui entraîne une baisse du prix annuel moyen : il est de 75€ HT pour ce scénario.

## 5.4/ Etude de sensibilité : consommations plus importantes

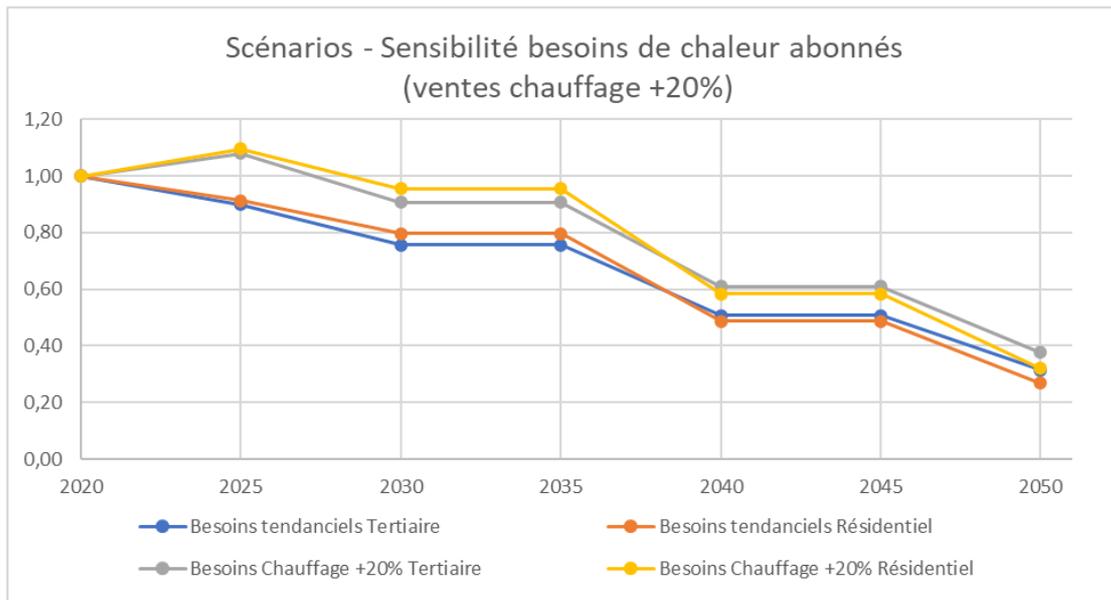
### 5.4.1/ Situation simulée

Il a été étudié la sensibilité du prix de la chaleur à une baisse moins prononcée des besoins de chaleur, avec des ventes de chaleur pour le chauffage en hausse par rapport aux scénarios étudiés.

Les hypothèses retenues sont :

- Ventes de chaleur pour le chauffage de +20% à chaque horizon temporel

Résultats (1 : valeur 2020 besoins chauffage) :

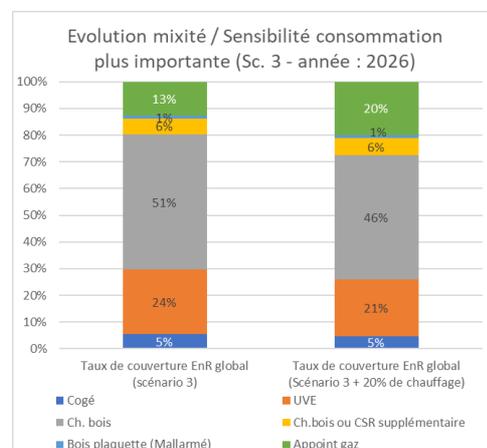


Des besoins de chaleur qui restent assez constant jusqu'en 2040, puis une baisse franche

- Ventes d'ECS (20-25% des ventes) non modifiées
- Ventes globales de chaleur augmentées de 13 à 16%
- Déploiement du réseau et du nombre de sous-stations : inchangé. Cette étude de sensibilité se fait sans développements supplémentaires, seulement avec des besoins de chaleur (chauffage) plus importants à périmètre géographique constant.

- Production de chaleur EnR&R : pas de modification par rapport aux scénarios, déploiement de nouveaux moyens de productions et intégration de moyens existants inchangés

**Résultat :** baisse du taux d'EnR&R (Scénario 3 : -5 à -7%), hausse part appoint gaz, passant à 20-25% pour le scénario 3 par exemple



- Production d'appoint et de secours : des consommations de chauffage supplémentaires amèneront à des appels de puissance par grand froid plus élevés. Il sera donc nécessaire de prévoir de nouveaux moyens d'appoint secours :

Années	2025	2030	2035
Hausse moyens d'appoint / secours - Scénario 3	25 MW	-	-
Hausse moyens de secours - Scénario 4 et 5	25 MW	40 MW (+15MW)	-
Investissement supplémentaires moyens de secours - Scénario 3	2,75 M€HT <sup>8</sup>	-	-
Investissement supp. moyens de secours - Scénario 4 et 5	2,75 M€HT	1,75M€HT	-

## 5.4.2/ Résultats économiques

### Hypothèses

Les données financières ont été simulées sur une durée d'étude de 25 ans, soit de 2025 à 2050.

Les coûts des investissements ont été majorés :

- de 5% pour prendre en compte les aléas ;
- de 15% de frais de maitrise d'œuvre.

Par défaut, ces investissements qui ne pourraient pas être financés par des subventions le seront par emprunts sur 15 ans à partir de la date de l'investissement au taux de 2% (annuités constantes).

Les investissements de moyens de secours et d'appoint supplémentaires retenus (aucune subventions pris en compte) seraient amortis sur 25 ans.

Par ailleurs, nous avons appliqué une marge de 5% sur les dépenses afin d'établir les recettes : cette marge a été appliquée sur les prix R1 (avec R11), R22 et R23.

---

<sup>8</sup> hors aléas et prestations intellectuelles

## Résultats

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des prix R1, R2 et du prix global HT et TTC par rapport à l'augmentation de la consommation et des investissements :

PLANOISE								
Etude de sensibilité		2025	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Scénario 3	R1 (en € HT/MWh)	0,2	0,2	0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,5
	R2 (en € HT/kW)	4,8	4,8	4,9	4,9	3,0	3,0	1,2
	PRIX en € HT/MWh	-3,8	-3,9	-4,0	-3,8	-4,1	-4,0	-6,1
	PRIX en € TTC/MWh	-4,0	-4,1	-4,2	-4,0	-4,3	-4,2	-6,4
Scénario 4	R1 (en € HT/MWh)	0,3	0,3	0,1	0,1	-0,1	-0,2	-0,5
	R2 (en € HT/kW)	4,6	4,5	6,3	6,3	5,3	3,6	2,3
	PRIX en € HT/MWh	-3,9	-4,0	-3,0	-2,9	-2,8	-3,5	-5,1
	PRIX en € TTC/MWh	-4,1	-4,2	-3,1	-3,1	-2,9	-3,7	-5,4
Scénario 5	R1 (en € HT/MWh)	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,5	-0,5	-1,0
	R2 (en € HT/kW)	4,4	4,4	6,1	5,7	4,8	3,3	2,2
	PRIX en € HT/MWh	-4,2	-4,4	-4,4	-4,9	-5,8	-5,5	-6,5
	PRIX en € TTC/MWh	-4,5	-4,7	-4,6	-5,1	-6,1	-5,8	-6,9

### Evolution du prix R1 :

Nous constatons que le prix R1 est peu sensible aux évolutions de consommation. En effet, les prix évoluent peu quel que soit le scénario observé (+/-0,5€ d'évolution maximum avant 2050). L'évolution la plus favorable est celle du scénario 5, où le prix est toujours légèrement inférieur au prix initial, parce que les charges n'augmentent pas autant que la consommation. La hausse du recours au gaz est donc compensée par des moindres pertes réseaux relatives (autant de pertes réseaux, plus de consommations).

### Evolution du prix R2 :

Le prix R2, au contraire, est très sensible aux évolutions de consommation, à puissance souscrite constante. Il augmente systématiquement, et plus fortement jusqu'en 2040 parce que les charges de l'emprunt lié aux investissements de 2025 s'arrêtent en 2040 (emprunts de 15 ans). Cela permet de diminuer le prix du R2 puisque la puissance souscrite reste identique. Par scénario, le scénario 3 est le plus favorable parce que l'augmentation maximum est de 5€/kW. Au contraire, les scénarii 4 et 5 subissent une augmentation de plus de 6€ (6,3€ en 2030-2035 pour le scénario 4 et 6,1€ en 2030 pour le scénario 5).

### Evolution du prix global :

Malgré les investissements supplémentaires à réaliser et financer, nous pouvons constater que l'augmentation de la consommation a un effet fortement positif sur le prix global parce que la hausse de consommation entraîne une plus forte hausse des ventes de chaleur que ne coûtent les investissements supplémentaires nécessaires. **Nous observons ainsi une baisse du prix TTC d'environ 4€ pour**

le scénario 3, 3,5€ pour le scénario 4 (le moins favorable), et plus de 5€ pour le scénario 5 (le plus favorable).

## 5.5/ Hausse des coûts d'acheminement du gaz

La dernière PPE (Programmation Pluriannuel de l'Énergie) a été publiée en 2018. Cet exercice, réalisé par l'état, porte sur la période 2019 – 2028. La PPE définit et détaille les objectifs de la France en matière énergétique. Elles simulent également les impacts au niveau économiques de cette programmation.

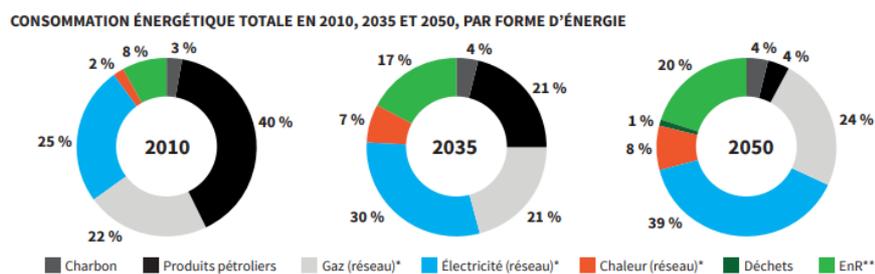
Malheureusement, elle ne donne pas de valeur chiffrée quant à l'impact de la hausse des coûts de distribution du gaz naturel en réseaux.

Pour rappel, les coûts de distribution du gaz naturel sont fixés par la CRE par arrêté. L'ATRD (Accès des tiers au réseau de distribution de gaz naturel) est un **tarif régulé spécifique aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel en France**. Il permet à ces gestionnaires de compenser les charges d'exploitation, de développement et d'entretien des réseaux de distribution du territoire.

Les prix de l'ATRD6, valable de 2020 à 2024, sont les suivants (entre parenthèses : évolutions par rapport aux tarifs précédents).

Option Tarifaire (MWh/an)	Abonnement - Rf* inclus (€/an)	Prix proportionnel (€/MWh)
T1	41,28 (-0,86%)	29,79 (+3,26%)
T2	139,92 (-2,35%)	8,43 (+0,60%)
T3	884,28 (+3,01%)	5,94 (+1,71%)

La « Visions ADEME 2035-2050 » de 2017, prévoit un mix énergétique au niveau de la France évoluant fortement, suivant la prospective suivante



Unités: Mtep / %	2010		2035		2050	
Charbon	5,1	3 %	4,6	4 %	3,5	4 %
Produits pétroliers	59,3	40 %	21,6	21 %	3,6	4 %
Gaz (réseau)	31,5	22 %	21,5	21 %	20,0	24 %
Électricité (réseau)	37,3	25 %	31,9	30 %	31,8	39 %
Chaleur (réseau)	3,0	2 %	7,0	7 %	6,2	8 %
Déchets	0,2	0 %	0,5	0 %	0,6	1 %
EnR**	12,3	8 %	18,2	17 %	16,0	20 %
<b>Total</b>	<b>148,7</b>		<b>105,1</b>		<b>81,8</b>	

\* Une partie de l'énergie délivrée par ces réseaux est également renouvelable, cf. page 35.

\*\* Inclut les usages directs suivants : biogaz, bois énergie, solaire thermique, pompes à chaleur PAC et CET, biocarburants liquides.

En prenant une hypothèse d'évolution du cout d'acheminement du gaz (part variable en €HT/MWh PCS) inversement proportionnelle à l'évolution de la consommation de gaz naturel (réseau en France), les évolutions de tarifs seraient les suivants :

	2020	2035	2050
Consommation gaz France	31,5 Mtep (en 2010)	21,5 Mtep	20 Mtep
Baisse conso. gaz réseau France	-	-32%	-37%
Hausse proportionnel cout distribution		+ 47%	+ 58%
ATRD tarif T3 (€HT/MWh PCS)	5,94	8,70	9,36
<b>Evolution tarif T3 €TC/MWh utile</b>	<b>0,00</b>	<b>4,00</b>	<b>4,95</b>
ATRD tarif T2 (€HT/MWh PCS)	8,43	12,40	13,28
<b>Evolution tarif T2 €TC/MWh utile</b>	<b>0,00</b>	<b>5,75</b>	<b>7,03</b>

La baisse des consommations de gaz pourrait donc entraîné de une hausse **du cout de référence de la chaleur (via une chaudière avec un rendement de 92%) de 5€TTC/MWh d'ici à 2035**

→ Une hausse du cout moyen des réseaux de chaleur de 5€TTC/MWh, en euros constant, ne modifierait pas la compétitivité du réseau de chaleur.

**A noter :** la hausse de ces couts d'acheminement se répercutera aussi sur la part « appoint gaz » des tarifs des réseaux de chaleur.

## Chapitre 3 Annexes

### 1/ Table des illustrations

Figure 1 : Carte de situation des 68 communes de la métropole dans le département du Doubs (Source : Wikipédia).....	5
Figure 2 : Plan des secteurs en projets sur la ville de Besançon .....	7
Figure 3 : principe général de l'élaboration du modèle énergétique des scénarios .20	
Figure 4 : illustration schématique des deux étapes de traitement permettant d'obtenir les besoins de chaleurs des scénarios.....	21
Figure 5 : contraintes à prendre en compte sur le phasage des scénarios .....	22
Figure 6 : Exemple de données sur les besoins de chaleur par zone (zone 22).....	28
Figure 7 : Carte des zones non retenues.....	29
Figure 8 : Périmètre d'extension des réseaux scénario 0 .....	33
Figure 9 : Périmètre des scénarios 1 et 2 .....	34
Figure 10 : Périmètre du scénario 3 .....	35
Figure 11 : Périmètre des scénarios 4 et 5 .....	36
Figure 12 : Périmètre du scénario 6 .....	37
Figure 13 : Evolution des moyens de production (MW utile) de la Planoise.....	44
Figure 14 : Evolution des moyens de production (MW utile) des scénarios 0 à 2.....	46
Figure 15 : Evolution des moyens de production (MW utile) du scénario 3 .....	47
Figure 16 : Evolution des moyens de production (MW utile) du scénario 4 .....	48
Figure 17 : Evolution des moyens de production (MW utile) du scénario 5 .....	49
Figure 18 : Evolution des moyens de production (MW utile) du scénario 6 .....	50
Figure 19 : illustration principe échange de chaleur .....	52
Figure 20 : illustration de la prise en compte de l'échange de chaleur : cas export de Planoise vers la Bouloie.....	53
Figure 21 : Production chaudière bois de la Bouloie pour le scénario 1.....	54
Figure 22 : profil de production de l'année 2030 pour le scénario 1 .....	55
Figure 23 : Production chaudière bois de la Bouloie pour le scénario 2.....	56
Figure 24 : profil de production de l'année 2030 pour le scénario 2 .....	56
Figure 25 : Production ENR&R vendue à Bouloie en GWh .....	57
Figure 26 : profil de production de l'année 2030 pour le scénario 2 .....	58
Figure 27 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 0 .....	59
Figure 28 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 0 (Planoise + Bouloie) .....	60
Figure 29 : évolution de la densité thermique pour le scénario 0.....	61
Figure 30 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 0 .....	61
Figure 31 : évolution des productions de chaleur du réseau de la Planoise pour le scénario 0.....	61
Figure 32 : évolution des taux ENR&R de la Planoise pour le scénario 0.....	62
Figure 33 : évolution des productions du réseau de la Bouloie pour le scénario 0... 62	
Figure 34 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Bouloie du scénario 0 .....	63
Figure 35 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 1 .....	63
Figure 36 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 1 (Planoise + Bouloie) .....	64
Figure 37 : évolution de la densité thermique pour le scénario 1.....	64
Figure 38 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 1.....	65

Figure 39 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 1 .....	65
Figure 40 : évolution des productions de chaleur de la Planoise pour le scénario 1 .....	66
Figure 41 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Planoise du scénario 1 .....	66
Figure 42 : évolution des productions de chaleur de la Bouloie pour le scénario 1..	67
Figure 43 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Bouloie du scénario 2 .....	67
Figure 44 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 2 .....	68
Figure 45 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 2 .....	69
Figure 46 : évolution de la densité thermique pour le scénario 2.....	69
Figure 47 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 2.....	70
Figure 48 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 1 .....	70
Figure 49 : évolution des productions de chaleur de la Planoise/Mallarmé pour le scénario 2.....	71
Figure 50 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Planoise du scénario 2 .....	71
Figure 51 : évolution des productions de chaleur de la Bouloie pour le scénario 2..	72
Figure 52 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Bouloie du scénario 2 .....	72
Figure 53 : évolution des productions de chaleur de Palente pour le scénario 2 ....	73
Figure 54 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 3 .....	74
Figure 55 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 3 .....	74
Figure 56 : évolution de la densité thermique pour le scénario 3.....	74
Figure 57 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 3.....	75
Figure 58 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 3 .....	75
Figure 59 : évolution des productions de chaleur de la Planoise/Bouloie/Mallarmé pour le scénario 3 .....	76
Figure 60 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Planoise/Bouloie/Mallarmé pour le scénario 3.....	76
Figure 61 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 4 .....	77
Figure 62 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 4 .....	77
Figure 63 : évolution de la densité thermique pour le scénario 4.....	78
Figure 64 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 4.....	78
Figure 65 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 4 .....	79
Figure 66 : évolution des productions de chaleur de la Planoise/Bouloie/Mallarmé pour le scénario 4 .....	79
Figure 67 : évolution des taux ENR&R du réseau de la Planoise/Bouloie/Mallarmé pour le scénario 5.....	80
Figure 68 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 5 .....	80
Figure 69 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 5 .....	81
Figure 70 : évolution de la densité thermique pour le scénario 5.....	81
Figure 71 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 5.....	82
Figure 72 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 5 .....	82
Figure 73 : évolution des productions de chaleur du réseau unique pour le scénario 5 .....	83
Figure 74 : évolution des taux ENR&R du réseau unique pour le scénario 5.....	83
Figure 75 : évolution des longueurs des réseaux pour le scénario 5 .....	84
Figure 76 : évolution des besoins de chaleur pour le scénario 5 .....	84
Figure 77 : évolution de la densité thermique pour le scénario 5.....	85
Figure 78 : évolution du nombre d'équivalents logements raccordés pour le scénario 5.....	85
Figure 79 : évolution des puissances souscrites pour le scénario 5 .....	86

Figure 80 : évolution des productions de chaleur du réseau unique pour le scénario 6 .....	86
Figure 81 : évolution des taux ENR&R du réseau unique pour le scénario 6 .....	87
Figure 82 : échanges de chaleur pour le scénario 2 .....	88
Figure 83 : besoins de chaleur en 2025 pour chacun des scénarios .....	89
Figure 84 : besoins de chaleur en 2035 pour chacun des scénarios .....	89
Figure 85 : densité thermique en 2040 pour chacun des scénarios .....	90
Figure 86 : évolution de la part ENR&R du scénario 5 à l'échelle de Grand Besançon Métropole .....	91
Figure 87 : évolution de la part ENR&R du scénario 6 à l'échelle de Grand Besançon Métropole .....	92
Figure 88 : longueur des réseaux en 2035 .....	92
Figure 89 : besoins des réseaux en 2035 .....	93
Figure 90 : densité thermique des réseaux en 2035 .....	93
Figure 91 : puissances souscrites des réseaux en 2035 .....	94
Figure 92 : équivalents logements des réseaux en 2035 .....	94
Tableau 1 : évolution des moyens de production EnR&R- Bouloie .....	40
Tableau 2 : évolution des moyens de production EnR&R - Réseau de Novillars .....	41
Tableau 3 : évolution des moyens de production EnR&R - Réseau de Planoise .....	42
Tableau 4 : évolution moyens de production existants- Chaufferie de la Planoise ..	43
Tableau 5 : des évolution moyens de production créés ou intégrés - Réseau de Planoise .....	43
Tableau 6 : Subvention Fond Chaleur réseaux .....	96

## 2/ Éléments de détails de l'étude – PRU Planoise

					N° ST		cons énergie ou chauffage	cons ECS	P total police	P chauffage	P ECS	Puissance totale démolition	date prévisionnelle de démolition
<b>DEMOLITIONS</b>													
Démolition jardinerie chrysopolis					149V		564		499	499		499	15 2021

Programme PRU DEMOLITIONS	Bailleurs	NB log concernés	NB log total	Reference CU	N° ST	implantation ST	cons énergie ou chauffage	cons ECS	P total police	P chauffage	P ECS	Puissance totale démolition	date prévisionnelle de démolition
Démolition 18 LLS 3 rue Pablo Picasso	GBH	18	18	Les Aubépines	073V	credit mutuel emplacement ST	103	91	156	85	71	156	25 2022
Démolition 220 LLS 1 Champagne 1-0 F Comté 2-4 Picardie	GBH	220	220	HLM2	006V	emplacement ST	1886	953	2 323	1 577	746	2 323	15 2023
Démolition 20 LLS 3 rue Van Gogh	NEOLIA	22	82	174 logts1	067V	emplacement ST	449	324	550	71,28	60,72	24%	15 2023
Démolition 32 LLS 5 rue Van Gogh	NEOLIA	32										76%	15 2021
Démolition 30 LLS rue Picasso	NEOLIA	28				emplacement ST	545	425	775	422	333	287	25 2022
Démolition 20 LLS rue Van Gogh	NEOLIA	20	92	174 logts2	124V								
Démolition 15 LLS rue Van Gogh	NEOLIA	15											
Démolition 198 LLS 2-4-6 rue de Savoie	NEOLIA	198	198	BAT 23	039V		1165	766	1 396	796	600	1 396	25 2025
Démolition 96 LLS 16 à 20 rue de Cologne	NEOLIA	96	96	BAT 7	028V	emplacement ST	535	344	762	492	270	762	25 2023
Démolition 180 logements 2 à 8 rue de Champagne	SAIEMBL	180	180	E3	005V	emplacement ST	1734	641	1 342	840	502	1 342	15 2024
Démolition 71 logements 9 à 11 rue du Luxembourg	SAIEMBL	71	71	Les Charmettes	046V	emplacement ST	480	161	415	289	126	415	15 2021
Démolition partielle 20 logements 32 à 34 rue des Flandres	SAIEMBL	20	68	EC2	003V		732	214	655	488	167	655	15 2023
Démolition 131 logements 8 à 12 Ile de France	Habitat 25	131	131	BAT 11	021V	emplacement ST	1264	545	1 153	726	427	1 153	25 2024
Démolition 96 logements 4 à 8 rue de Bruxelles	Habitat 25	96	96	BAT 5+salle sport 14kw	023V 109V	emplacement ST	584	317	633	385	248	633	25 2022
Démolition moyennes surfaces avenue du parc				moysurfaces	074V	emplacement ST 54 KW	67		54	54		54	2020
Démolition tresorerie				tresorerie	142V	emplacement ST 34 KW	68		34	34		34	mi 2021
Démolition partiel immeubles de bureaux				CCAS conservé		emplacement ST 282 KW	552		282			200	
				imm bureaux								82	fin 2019
<b>TOTAL</b>												<b>9 493</b>	

Manque Neolia SAVOIE hors PRU

PRU

REHABILITATIONS THERMIQUES

Programme PRU	Bailleurs	NB log concerné	NB log total	N°ST	Reference CU	P total police	cons energie ou chauffage	cons ECS	P chauffage	P ECS		Date prévisionnelle Réception travaux thermiques	Baisse de puissance
Réhabilitation 66 LLS 11 avenue Ile de France	GBH	66	117	031V	13A-13C	675	736	356	397	278	Réhabilitation 13c	4 <sup>ème</sup> trimestre 2021	190
Réhabilitation 85 LLS 11 rue des Causses	GBH	85	85	035V	BAT 16	449	406	175	312	137	totale	1 <sup>er</sup> trimestre 2021	225
Réhabilitation 132 LLS 1-3-5 rue de Dijon	GBH	132	132	019V		1412	1220	621	926	486	totale	1 <sup>er</sup> trimestre 2025	706
Réhabilitation 89 LLS 2 à 18 rue de Fribourg	GBH	89	185	029V	BAT8 +4	1565	1450	685	1029	536	totale	3 <sup>ème</sup> trimestre 2024	376
Réhabilitation 96 LLS 20 à 24 rue de Fribourg	GBH	96										4 <sup>ème</sup> trimestre 2022	406
Réhabilitation 40 logements 1 à 7 rue Fribourg	NEOLIA	40	40	113V	BAT3	447	347	240	259	188	totale	2 <sup>ème</sup> semestre 2024	224
Réhabilitation 50 logements 2 à 8 rue Brabant	NEOLIA	50	50	025V	BAT 2	570	572	272	349	221	totale	2 <sup>ème</sup> semestre 2025	285
30 logts 1-3 rue de Bruxelles	Habitat 25	30	79	024V	BAT 1	1146	757	715	586	560	Totale	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	573
49 logts 12 à 16 rue de Brabant 2 à 4 rue de Malines	Habitat 25	49											
58 logts 18 à 26 rue de Brabant	Habitat 25	58	58	110V	BAT 13 modeles	551	591		551		totale	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	276
													<b>3 260</b>

### **3/** Éléments de détails de l'étude – partie xxx

# Schéma directeur des réseaux de chaleur

*Présentation & consultation*

*04/01/2022*

# INTRODUCTION – CONTEXTE GÉNÉRAL

---

**Anthony NAPPEZ**

*Conseiller Communautaire Délégué aux  
bâtiments, patrimoine et réseaux de chaleur et gaz*

***Grand Besançon Métropole***



# INTRODUCTION

**Schéma directeur** = démarche réglementaire a minima tous les 10 ans

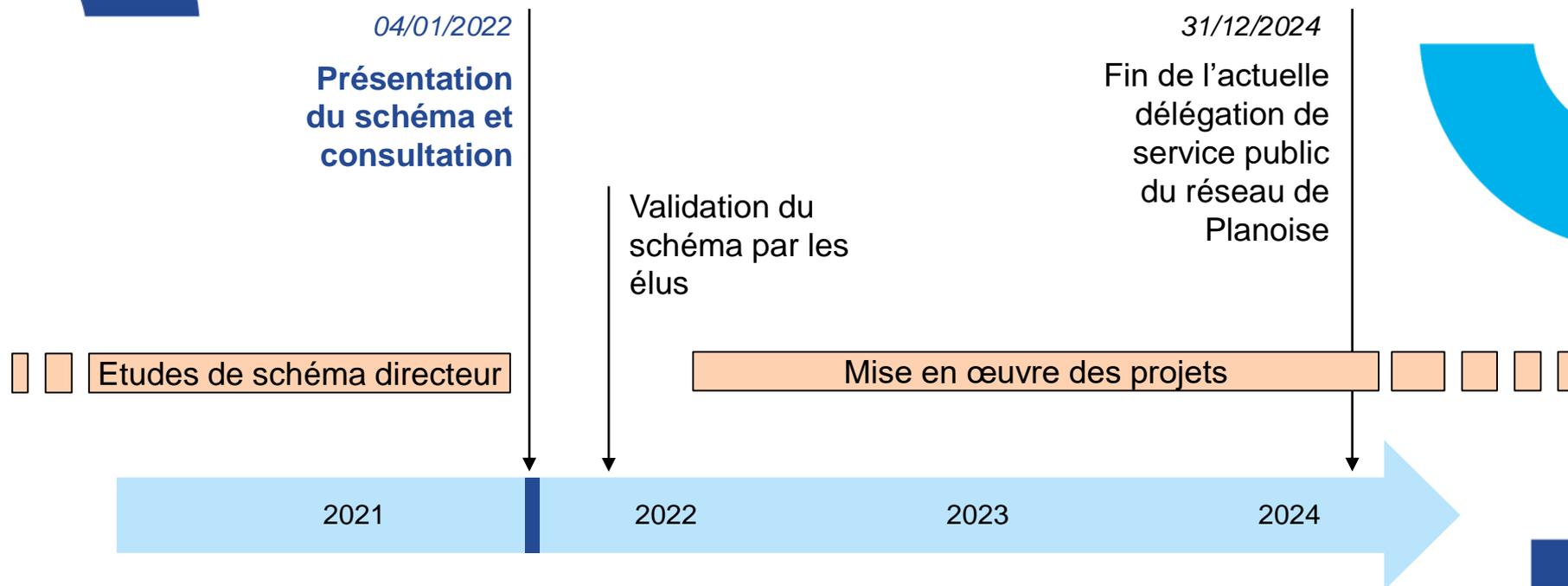
- Outil de planification territoriale
- Vision prospective des réseaux de chaleur

Dernier schéma directeur porté par la Ville de Besançon et réalisé en **2015/2016 sur le périmètre Planoise/Hauts-du-Chazal**

Depuis 01/01/2019, **Grand Besançon Métropole** est devenu compétente pour la création, l'exploitation et la gestion des réseaux de chaleur sur l'ensemble de son territoire :

- **Besoin d'actualiser le schéma directeur**
- **Elargir le périmètre d'analyse à l'ensemble du territoire**

# INTRODUCTION



## Objectifs de la réunion du jour :

- Présenter aux abonnés, représentants d'abonnés, partenaires et opérateurs les orientations stratégiques du schéma directeur
- Recueillir avis et remarques

# CONTEXTE GÉNÉRAL

*A l'échelle du territoire*

**2 réseaux de chaleur et 7 réseaux techniques**

**165 GWh de chaleur livrée** à un taux d'EnR&R > 75%

Principales sources d'énergie : **Biomasse et UVE**

**29 000 tonnes de CO<sub>2</sub>** évitées chaque année

*Réseau de Planoise*

**22 km de réseau**

**200 points de livraison**

**14 000 éq.-logements**

**2,7 km de réseau**

**5 points de livraison**

*Réseau de Novillars*

## Les réseaux de chaleur permettent de répondre à plusieurs enjeux :

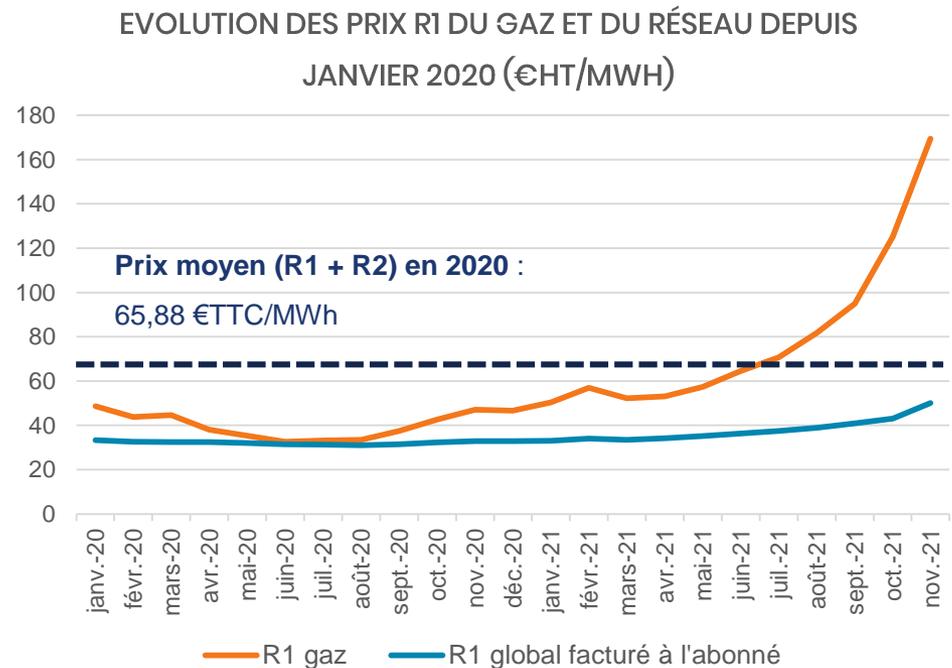
- **Environnemental** : diminution des émissions, intégration des EnR&R non valorisables à l'échelle individuelle (biomasse, UVE), meilleure exploitation grâce à une production centralisée
- **Économique et social** : rendre accessible une énergie à prix stable, renforcer l'autonomie du territoire, transparence vis-à-vis des abonnés

# CONTEXTE GÉNÉRAL

Dans le contexte actuel de forte hausse du prix des énergies, le réseau de chaleur est un **atout économique pour les usagers**.

Il permet de **limiter d'un facteur 10** de l'impact de la hausse du gaz grâce à :

- La **structure tarifaire** du réseau de chaleur :
  - ~50% Abonnement
  - ~50% Consommation
- Son **mix énergétique** basé sur les EnR&R



# CONTEXTE GÉNÉRAL

## Stratégie Territoire à Energie Positive (TEPOS) du Grand Besançon

- **Objectif 100% d'EnR** d'ici 2050
- Réduction par 2 des consommations énergétiques du territoire entre 2008 et 2050

## Loi Transition Energétique pour la Croissance Verte (LTECV)

- Objectif : **multiplier par 5** la quantité d'EnR distribuée par les réseaux de chaleur d'ici 2030 par rapport à 2012

## De nombreux dispositifs de soutien aux réseaux de chaleur renouvelable

- TVA réduite
- Dispositifs d'aide à l'investissement (Fonds Chaleur, Région, FEDER...)
- Coup de pouce CEE pour les raccordements (x3 pour le gaz, x4 pour le fioul)

**OUTIL ESSENTIEL DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DU TERRITOIRE**

# DÉMARCHE ET ENJEUX DU SCHÉMA DIRECTEUR

## LE SCHÉMA DIRECTEUR = OUTIL DE PLANIFICATION TERRITORIALE

- Diagnostic de l'existant
- Prise en compte des évolutions (NPNRU, fermeture four, ..)
- **Identifier les zones propices** au déploiement des réseaux de chaleur
- **Etablir des scénarios d'évolutions**, sur la base d'analyses technico-économiques

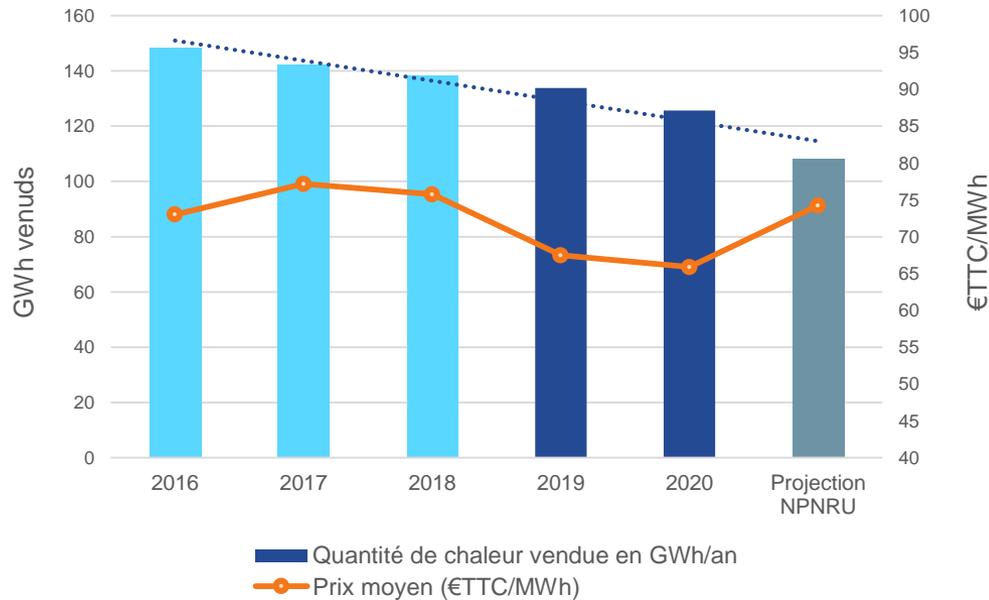
## CONSTRUIRE UNE STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX DE CHALEUR SUR LE LONG TERME AYANT POUR OBJECTIFS DE :

- Garantir la pérennité des réseaux existants
- **Limiter la dépendance** du territoire aux énergies fossiles et carbonées
- Poursuivre la valorisation des ressources **EnR&R locales**
- Proposer un **service de livraison de chaleur compétitif et stable** au plus grand nombre (logements, tertiaire public et privé, ...)

# ETAT DES LIEUX : RÉSEAU DE PLANOISE

## UNE BAISSÉ DES CONSOMMATIONS QUI S'ACCÉLÈRE

ÉVOLUTION VENTE CHALEUR (QUANTITÉ ET PRIX)



**Baisse continue des ventes de chaleur du fait de :**

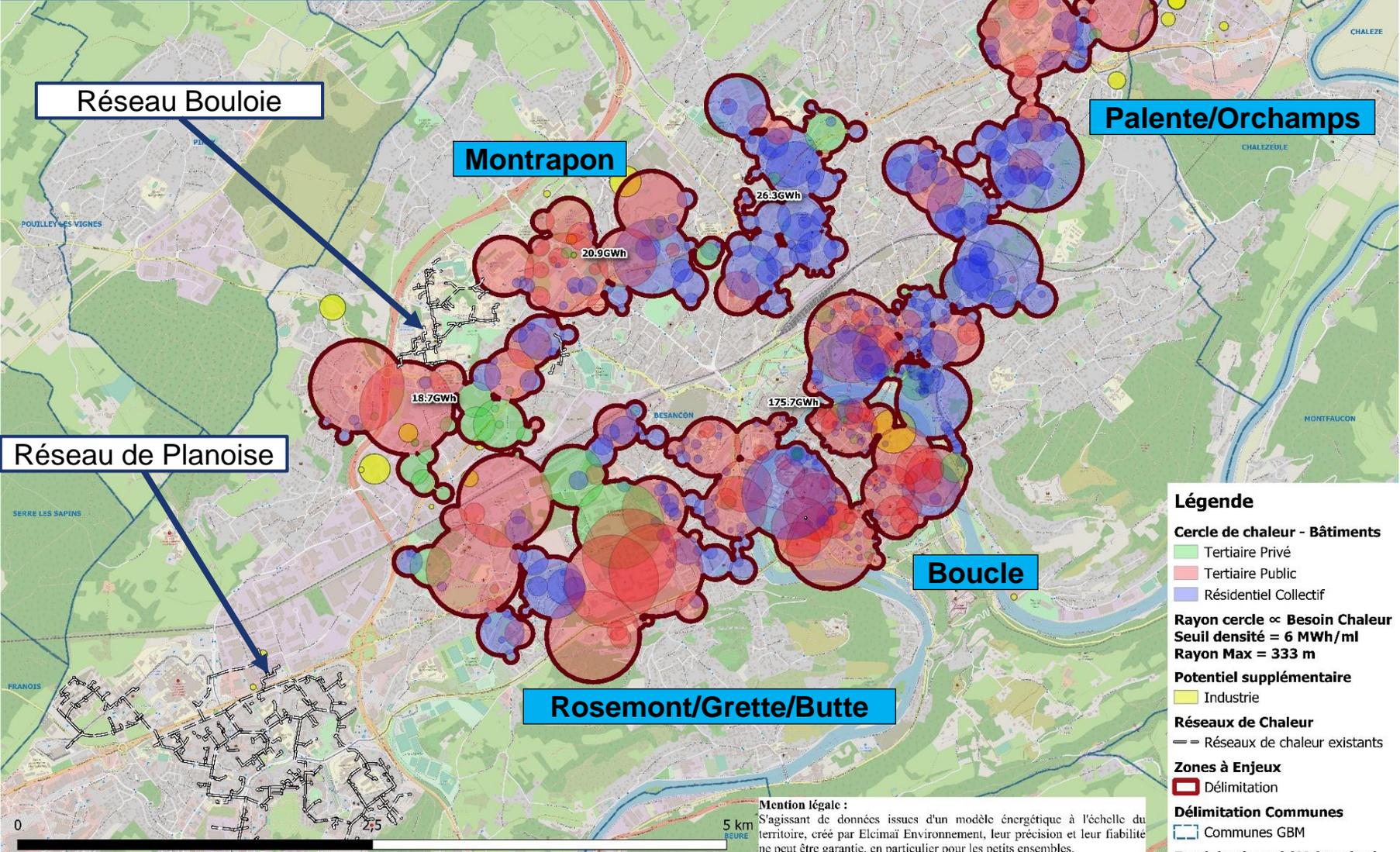
- La diminution de la rigueur climatique
- L'augmentation de l'efficacité énergétique (rénovation, sobriété, ...)

Sans nouveaux développements, l'impact du NPNRU sera une **baisse supplémentaire de 20%** sur les ventes de chaleur représentant 15% d'abonnés en moins

- **Hausse projetée de 10 à 12 % des tarifs** à périmètre constant

# ETAT DES LIEUX : DES ZONES À FORTE DENSITÉ ÉNERGÉTIQUE

## CONSOMMATIONS ÉNERGETIQUES DES ZONES NON DESSERVIES PAR LES RÉSEAUX DE CHALEUR



# SYNTHÈSE DU PLAN D'ACTION

## AXE 1 : COMPENSER LES BAISSSES DE CONSOMMATIONS

Conserver l'équilibre économique du réseau

Maintenir la valorisation des EnR&R

Phase 1  
2023 - 2025

→ **Développement du réseau OUEST vers le centre-ville**, via Saint-Ferjeux, Grette, Butte jusqu'à la Boucle secteur Saint-Jacques

→ **Raccordement de nouveaux abonnés** « proches »

Développer le réseau

→ **Raccordements diffus (antennes secondaires), densification et extension aux secteurs proches** : Rosemont, Grette, ...

Phase 2  
2025 - 2027

# SYNTHÈSE DU PLAN D'ACTION – AXE 1

## RESEAU « OUEST »

Chaudière Planoise

Boucle –  
Secteur St-  
Jacques

Rosemont/Grette/Butte

**AXE 1 - Phase 1 : 2023/2025**

Réseau structurant et  
raccordements « proches »

**AXE 1 - Phase 2 : 2025/2027**

Raccordements « diffus »

### Légende

- Zones de développement du réseau
- Extension réseau envisagée
- Interconnexion
- Réseaux de dessertes possibles
- Chaudières centrales intégrées aux réseaux
  - Biomasse (existantes)
  - Gaz (existante ou à créer)
  - UVE
- Limites communes
- Grand Besançon Métropole



# SYNTHÈSE DU PLAN D'ACTION

## AXE 2 : ALIMENTER LE TERRITOIRE EN ENR&R

Phase 1  
2023 - 2025

**Créer un nouveau réseau « EST »** (Palente) et déploiement progressif aux secteurs proches

Phase 2  
2025 - 2028

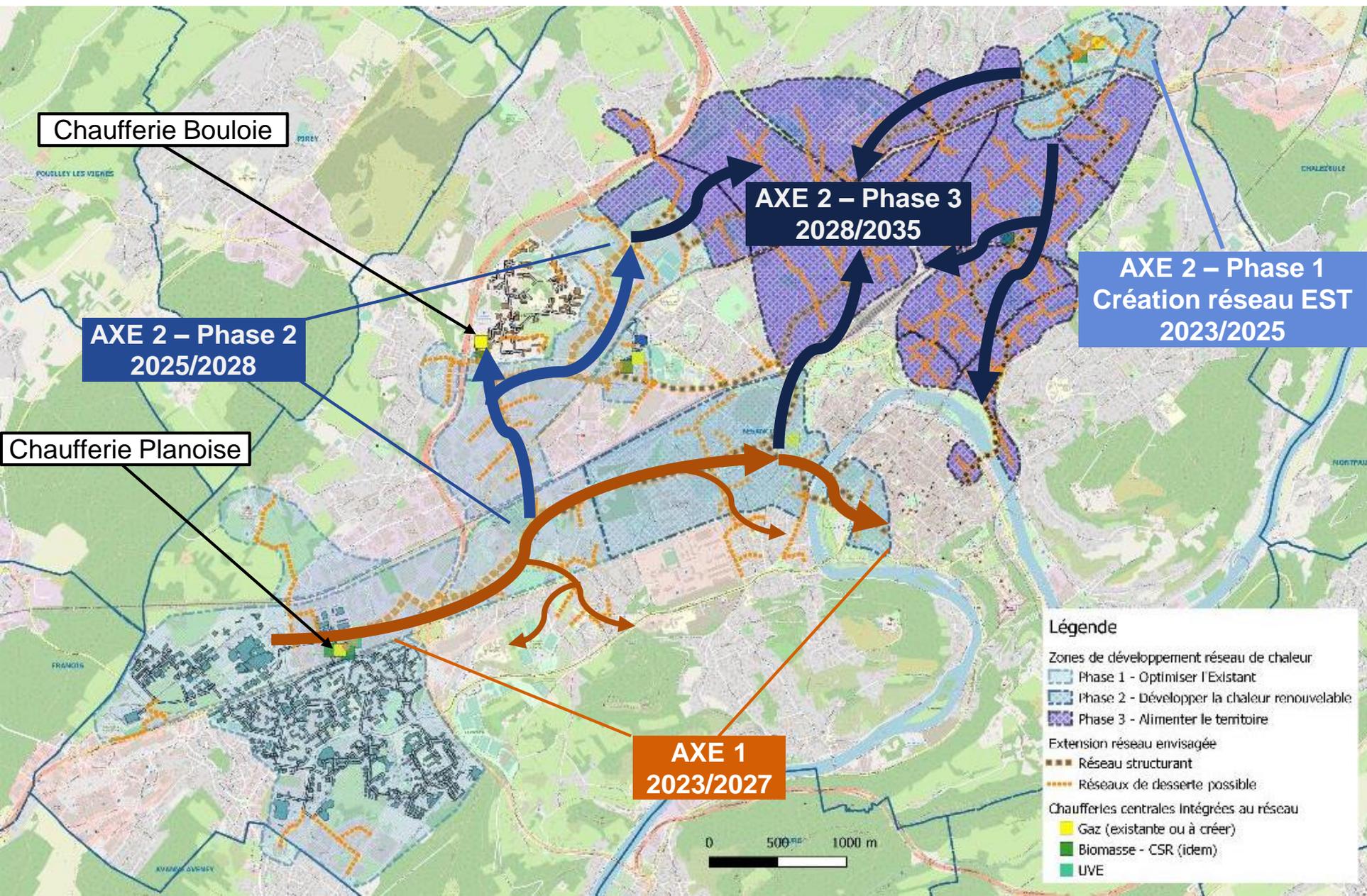
**Nouvelles extensions du réseau « OUEST »** en direction des secteurs Bouloie et Montrapon

Création de **moyens de production supplémentaires**, notamment EnR

Phase 3  
2028 – 2035

A terme, **mailler le territoire pour constituer un réseau unique** à l'échelle de la ville et des communes proches.

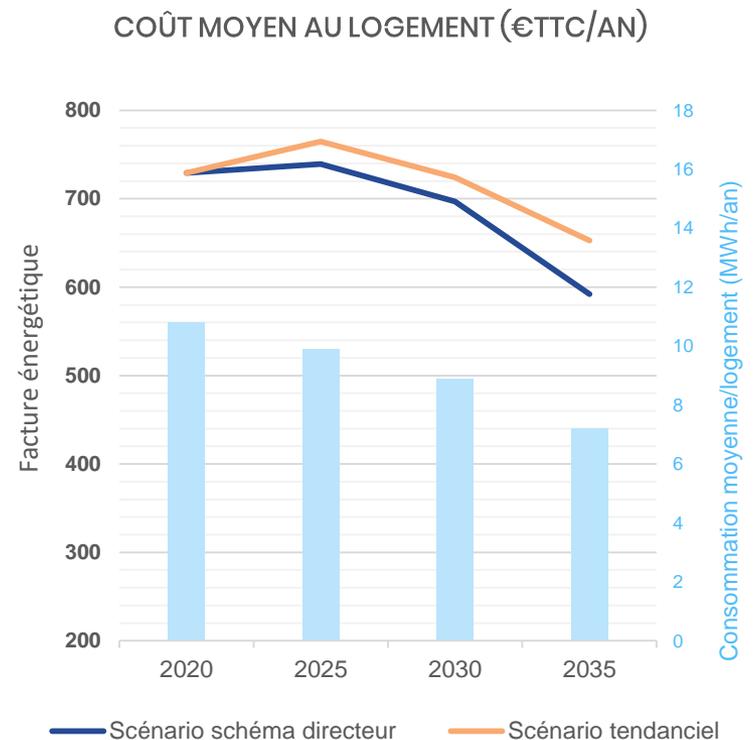
# SYNTHÈSE DU PLAN D'ACTION – AXE 2



# LES CHIFFRES CLÉS DU PLAN D'ACTION

## UN PRIX DE LA CHALEUR TOUJOURS COMPÉTITIF AU FIL DU DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX

- **Hausse limitée** pour les abonnés historiques grâce aux nouveaux raccordements
- De nouveaux usagers bénéficieront d'une **énergie attractive** (compétitivité et stabilité des prix, faible contenu carbone) en substitution du gaz ou du fioul
- **Sécurisation du prix** et des approvisionnements énergétiques sur le long terme

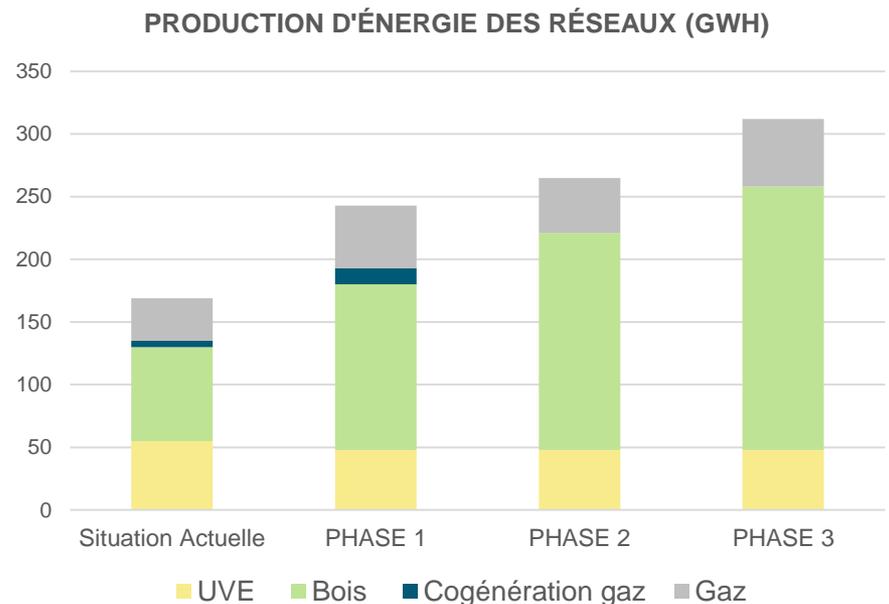


# LES CHIFFRES CLÉS DU PLAN D'ACTION

## UN DÉVELOPPEMENT AMBITIEUX DE LA CHALEUR RENOUVELABLE SUR LE TERRITOIRE

### Au terme du développement :

- **100 km supplémentaires de réseau** à créer et de nouveaux moyens de production EnR (biomasse notamment)
- **Substitution de 150 GWh d'énergies fossiles**, Au global, valorisation de 260 GWh issus des EnR&R soit 55 000 tonnes de CO<sub>2</sub> évitées
- **44 000 équivalent-logements** desservis
- **18% des besoins de chaleur** du territoire couverts par les réseaux de chaleur (9% aujourd'hui)



# PÉRIODE DE CONSULTATION

Présentation du schéma directeur aux abonnés historiques et potentiels, représentants d'abonnés, usagers, partenaires et opérateurs de réseaux

- **Inform**er sur les enjeux et la stratégie globale de Grand Besançon Métropole
  - Avoir un échange, recueillir **les avis et les attentes des participants**
  - **Donner de la visibilité** sur le planning des développements envisagés
- Période de consultation : jusqu'au 10/02/2022
- **Avis de principe attendu** d'ici mi-février 2022, sous forme d'une réponse officielle, en particulier pour **les principaux abonnés potentiels situés dans les secteurs pouvant être desservis dans les 3 prochaines années.**
- Possibilité d'organiser des **RDV individualisés** pour recueillir des avis spécifiques ou échanger sur des contraintes ou conditions particulières

# LES SUITES DU SCHÉMA DIRECTEUR

**Validation des orientations** suite aux consultations, sur la base d'un budget et un planning prévisionnels

- **Délibération du Conseil Communautaire au 1<sup>er</sup> trimestre 2022**

**Mise en œuvre opérationnelle :**

- **1<sup>er</sup> semestre 2022 :**
  - Recrutement d'un maître d'œuvre (MOe) pour réaliser les **premières extensions du réseau « OUEST »**
  - Recrutement d'un assistant à maîtrise d'ouvrage (AMO) pour la création, la gestion et l'exploitation d'un **nouveau réseau « EST »**
- **Dès à présent :** Echanges bilatéraux avec les futurs abonnés et partenaires

**RAPPEL : Fin de la DSP de Planoise au 31/12/2024**

- **Début 2022 :** recrutement d'un assistant à maîtrise d'ouvrage pour préparer la nouvelle période
- Choix du futur mode de gestion à **l'automne 2022**

# PROCÉDURE DE CLASSEMENT

La procédure de classement systématique des réseaux de chaleur **entre en vigueur en 2022**. Elle vise à faciliter le développement des réseaux de chaleur dans les secteurs définis par la collectivité.

## Sur le périmètre de développement prioritaire :

- Toute une installation d'un bâtiment neuf ou faisant l'objet de travaux de rénovation des installations de chauffage **doit être raccordée au réseau de chaleur**

**Une délibération au printemps 2022 fixera les modalités pratiques** (périmètres, conditions, dérogations éventuelles).