



M A N E R G Y

01.10.2021

I RAPPORT PHASE 3 – V2

Schéma Directeur des Réseaux de Chaleur de Nantes Métropole



MAÎTRE D'OUVRAGE



Mandataire

Guillaume TEXIER
SERMET

Cotraitant Technique

Antoine DELAUNAY
ITHERM CONSEIL

Cotraitant Juridique

Me Delaisement
PARME AVOCATS



SOMMAIRE

1. Préambule	4
1.1 Objectifs de Nantes Métropole	4
1.1.1 Les objectifs de réduction des consommations d'énergie	5
1.1.2 Les objectifs de développement des ENR&R et les moyens	5
1.2 Objet du rapport	6
2. Les arbitrages de la phase 2 de l'étude	7
2.1 Les hypothèses communes à tous les scénarios de développement	7
2.1.1 Les zones de développement et les besoins énergétiques retenus	7
2.1.2 Le périmètre de développement de chaque réseau	8
2.1.3 Evolution des consommations des bâtiments existants	9
2.2 Objectifs de Nantes Métropole	10
2.2.1 Taux ENR&R des réseaux de chaleur	10
2.2.2 Valorisation des sources ENR&R existantes ou en projet	10
3. scénarios étudiés	12
3.1 Scénario tendanciel	12
3.2 Scénario n°1 – Réseaux indépendants	13
3.3 Scénario n°2-1 – Interconnexion Centre-Loire Bellevue	14
3.4 Scénario n°2-2 – Interconnexions Bellevue – Nord Nantes et Centre Loire	15
3.5 Scénario n°3 – Triple interconnexions autour de Centre Loire	16
3.6 Scénario n°4 - CRE	17
3.7 Synthèse des scénarios étudiés	18
4. Méthode d'analyse économique	20
5. Les Résultats des scénarios étudiés	21
5.1 Analyse économique	21
5.1.1 Résultats des scénarios	21
5.1.2 Résultats projet par projet	22
5.2 Analyse environnementale	27
5.2.1 Résultats des scénarios	27
5.2.2 Taux ENR&R par projets	28
5.3 Analyse sociale	29
5.3.1 Nombre d'emplois	29
5.3.2 Stabilité du prix de la chaleur	33
6. L'intégration contractuelle	35
6.1 Structures de portage et modes de gestion contractuelle	35
6.2 Les nouveaux réseaux identifiés sur le territoire	46



6.2.1 Contexte.....	46
6.2.2 La catégorisation des nouveaux réseaux de chaleur.....	47
6.3 Conclusion.....	48
6.4 L'export de chaleur.....	52
6.4.1 L'export de chaleur sur Centre Loire.....	52
6.4.2 L'export de chaleur sur Nord Chézine.....	58
7. Les interconnexions entre réseaux.....	61
8. Le classement des réseaux de chaleur.....	61
9. La péréquation tarifaire.....	62
9.1 Le tarif applicable aux usagers doit refléter le coût du service.....	62
9.2 Conclusion.....	63
10. Annexe 1 : hypothèses financières.....	64
10.1 Hypothèses investissements.....	64
10.2 Hypothèses charges.....	65



1. PREAMBULE

1.1 Objectifs de Nantes Métropole

Depuis de nombreuses années, **NANTES METROPOLE** a fait de la transition énergétique un enjeu local fort, décliné dans l'ensemble des politiques publiques, se positionnant ainsi comme référente sur les questions environnementales.

Cela s'est notamment traduit par :

- L'élaboration d'un Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) qui a été adopté en 2007 ;
- L'élection de Nantes comme Capital Verte de l'Europe en 2013 ;
- La mise en œuvre d'une feuille de route transition énergétique adoptée en 2018 suite à un Grand Débat mené localement, sur laquelle s'appuie la mise à jour du PCAET adoptée la même année.

La mise à jour du PCAET validée fin 2018 fixe des objectifs ambitieux, à la hauteur des enjeux climatiques et sociaux actuels :

- Diminution de 50% des émissions de gaz à effet de serres par habitant d'ici à 2030 (par rapport à 2003, et 30% d'ici à 2020) ;
- 50% d'énergies locales et renouvelables en 2050.

Pour répondre à ces objectifs, Nantes Métropole rédige actuellement son Schéma Directeur des Energies (SDE) dans lequel seront décrits tous les jalons et les actions à mettre en œuvre. Le schéma ci-dessous présente les objectifs de Nantes Métropole qui seront repris dans son SDE :

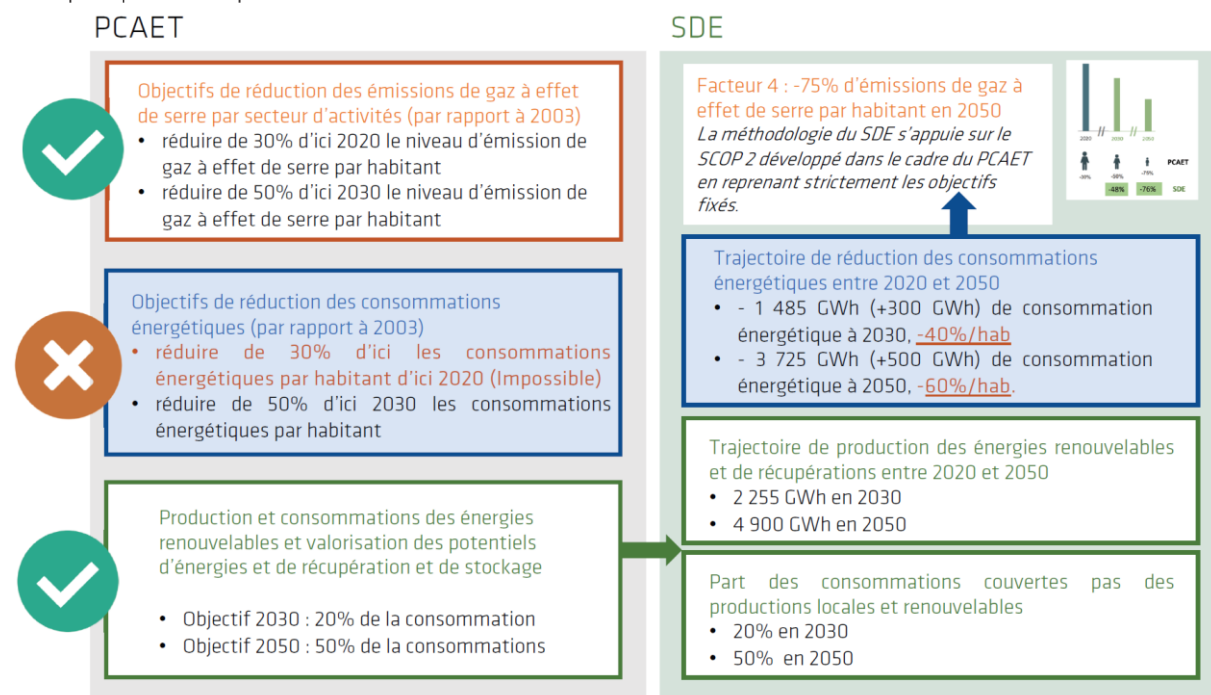


Figure 1 : Objectifs du Schéma Directeur des Energies (SDE) en lien avec le Plan Climat Air Energie Territoire [Source : AURAN]

Le Schéma Directeur des Réseaux de Chaleur s'inscrit dans cette démarche. Il reprendra certains objectifs du SDE et permettra également de l'alimenter.



1.1.1 Les objectifs de réduction des consommations d'énergie

Nantes Métropole doit construire sa stratégie territoriale de diminution des consommations d'énergie. Cette dernière se veut globale et doit inclure tous les secteurs d'activité :

- Bâtiments ;
- Industries ;
- Activités agricoles ;
- Transports.

Le schéma directeur des réseaux de chaleur se concentre uniquement sur les consommations de chaleur des bâtiments (Chauffage et Eau Chaude Sanitaire) et les besoins de chaleur d'activités agricoles et industrielles, à des températures n'excédant pas 90°C.

1.1.2 Les objectifs de développement des ENR&R et les moyens

Nantes Métropole a pour objectif d'alimenter 20% de ses consommations énergétiques (horizon 2030) puis 50% de ses consommations énergétiques (horizon 2050) à partir d'énergies renouvelables et locales. Pour atteindre les objectifs fixés, toute collectivité dispose de 4 leviers pour développer les énergies renouvelables et de récupération :

- Sur le réseau électrique, avec la création de moyens de production d'électricité d'origine renouvelable comme les éoliennes terrestres ou en mer, le solaire photovoltaïque, l'hydraulique, l'hydrolien, les cogénérations déchets / Biomasse / CSR...
- Sur le réseau de gaz, avec l'injection de biogaz produit à partir de la méthanisation de biodéchets,
- Sur les réseaux de chaleur avec le développement de la chaleur renouvelable (objet du présent rapport) ;
- Et enfin sur la mobilité, avec la décarbonation des carburants pour le transport, avec plusieurs possibilités :
 - La mobilité électrique en lien avec le verdissement du réseau électrique,
 - La mobilité biogaz en lien avec le verdissement du réseau gaz,
 - La mobilité hydrogène, lorsque ce dernier provient d'électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable,
 - La mobilité biocarburants, dans la mesure où ils sont issus de biomasse gérée durablement.

Il a été montré dans le rapport de la phase 2 que pour diminuer au maximum les émissions de gaz à effet de serres et ainsi lutter le plus efficacement possible contre le réchauffement climatique, les réseaux de chaleur sont des outils essentiels qui nécessitent d'être développés.

Axer l'action publique sur le déploiement ambitieux et la massification des réseaux de chaleur permettra d'être le plus efficient possible dans la transition énergétique et permettra à Nantes Métropole de tendre vers ses objectifs.



1.2 Objet du rapport

Ce rapport correspond aux résultats de la phase 3 de la mission de schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid de Nantes Métropole qui est articulée de la manière suivante :

Phase 1 :

- Recensement du patrimoine existant et à venir, zones de développements potentielles
- Recensement des sources d'énergies renouvelables et de récupérations disponibles
- Etat des lieux des réseaux de chaleur

Phase 2a :

Construction de pistes d'évolution des réseaux de chaleur et de froid

Phase 2b :

Elaboration des scénarios à partir des pistes d'évolution

Phase 3 :

Analyse multi-critères des scénarios d'évolution des réseaux de chaleur retenus

Phase 4 :

Finalisation du Schéma Directeur des réseaux de chaleur

Il s'agit donc d'étudier plusieurs scénarios de développement des réseaux de chaleur qui ont été co-construits avec Nantes Métropole lors de la phase 2b du schéma directeur, grâce à l'analyse de toutes les pistes d'évolution étudiées.

*Dans ce rapport, 5 scénarios de développement des réseaux de chaleur sont étudiés et comparés entre eux suivant les aspects : économiques, environnementaux et sociaux. **Les scénarios de développement sont étudiés à horizon 2030.***

L'intégration contractuelle de ces différents scénarios est également étudiée et présentée dans ce rapport.

Enfin, une analyse du processus de classement des réseaux de chaleur est également présentée ainsi que le sujet de la péréquation tarifaire entre les réseaux de la métropole.

2. LES ARBITRAGES DE LA PHASE 2 DE L'ETUDE

2.1 Les hypothèses communes à tous les scénarios de développement

2.1.1 Les zones de développement et les besoins énergétiques retenus

Les zones de développement retenues l'ont été suivant l'application de critères objectifs détaillés dans le rapport phase 2.

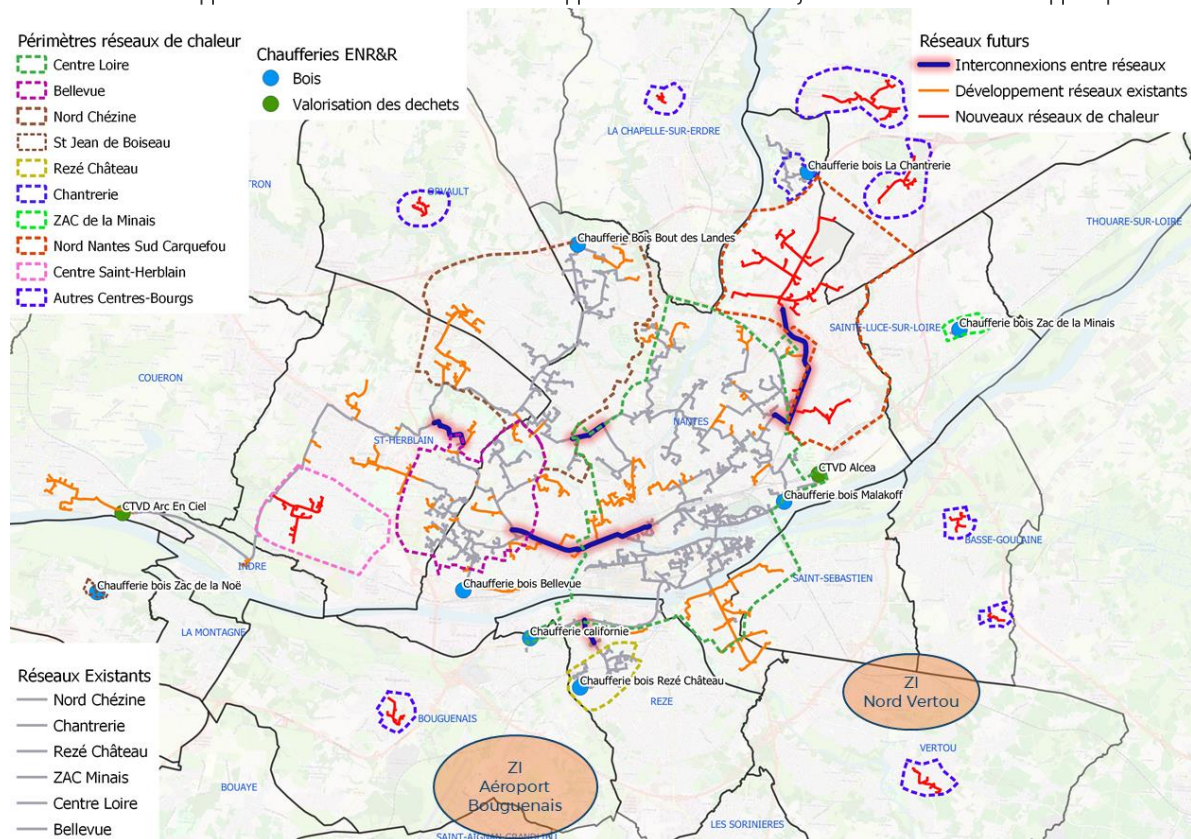


Figure 2 : Carte des réseaux de chaleur de Nantes Métropole avec les développements retenus

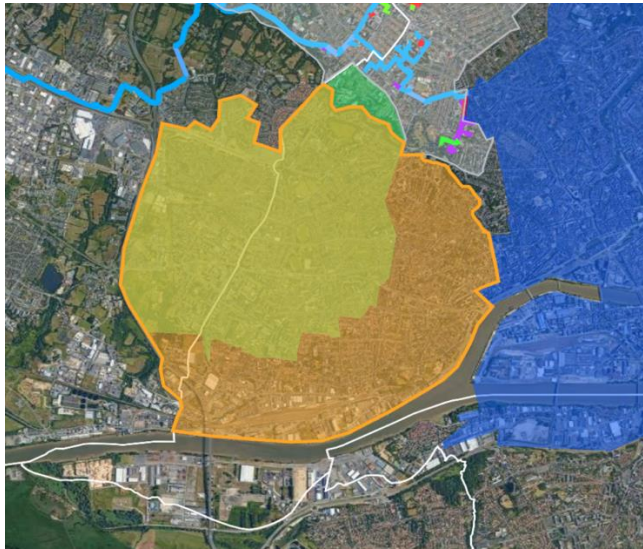
Parmi les développements identifiés, il y a l'extension et la densification des réseaux de chaleur existants et la création de nouveaux réseaux de chaleur, notamment des réseaux dans plusieurs communes de la métropole.

Au total, les développements retenus représentent presque 70% de besoins supplémentaires, par rapport aux 450 GWh livrés par les réseaux de chaleur en 2019.

Deux zones industrielles, celle de l'Aéroport de Bouguenais et celle du Nord de Vertou, ont été identifiées parmi les potentiels de développement des réseaux de chaleur. Ces deux zones ne sont pas retenues pour cette phase 3 de l'étude (explications fournies dans le rapport phase 2), mais pourront faire l'objet d'études de faisabilité spécifiques le cas échéant. Les conclusions de l'analyse sur l'intégration contractuelle (partie suivante du rapport) peuvent en revanche s'appliquer à ces 2 zones si Nantes Métropole désire poursuivre les investigations et développer des réseaux de chaleur sur ces zones.

2.1.2 Le périmètre de développement de chaque réseau

- Centre Loire : intérieur du périmètre actuel
- Bellevue : périmètre actuel modifié suivant le schéma ci-dessous + export vers la zone Atlantis Est



- Nord Chézine : périmètre actuel légèrement étendu au Sud, le long de la Chézine + export vers le centre-bourg de Couëron, le centre-bourg d'Indre et la zone Atlantis Ouest
- Rezé Château : périmètre actuel
- ZAC de la Minais : périmètre actuel
- Chantrerie : périmètre actuel
- Nouveaux périmètres spécifiques pour :
 - Nord de Nantes / Sud Carquefou + Doulon
 - Tous les centres-bourgs sauf Couëron

NB :

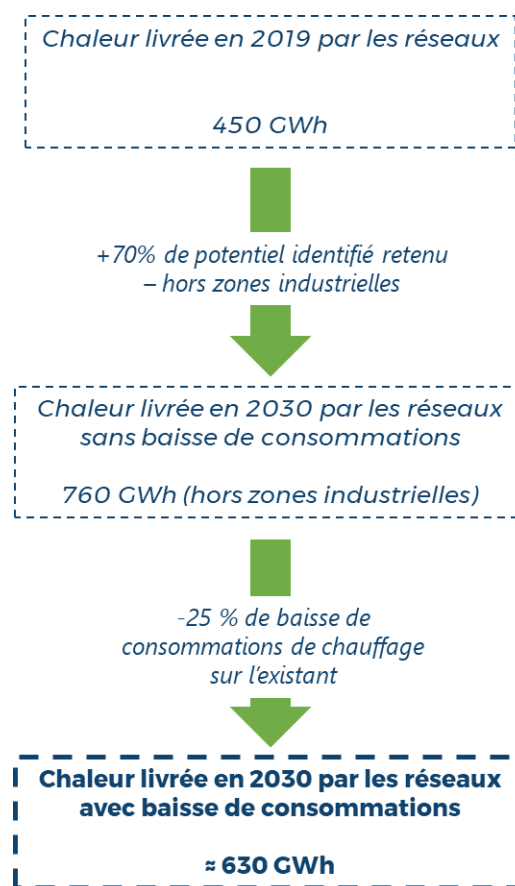
En phase 2 de l'étude, il était prévu que les projets de Doulon et celui du Nord de Nantes / Sud Carquefou soient jumelés pour former un unique réseau de chaleur. Cependant, cette idée de regrouper ces 2 projets a été rediscutée lors de la présentation des résultats en COTECH, le 7 Juin 2021. En effet, le planning de développement du projet de la ZAC de Doulon n'est pas compatible avec celui du Nord de Nantes. Par conséquent, il a été demandé à ERENA, l'exploitant du réseau de chaleur Centre Loire, d'étudier l'export de chaleur sur cette zone. Sa faisabilité juridique est étudiée dans la partie contractuelle, pages suivantes de ce rapport.

2.1.3 Evolution des consommations des bâtiments existants

Les objectifs de réduction des consommations énergétiques des bâtiments existants inscrits dans le PCAET de Nantes Métropole sont ambitieux. Il a été convenu que ces objectifs sont repris pour l'étude du schéma directeur des réseaux de chaleur et se traduisent par :

- Une baisse de 25% des consommations de chauffage des logements, entre 2018 et 2030,
- Une stabilité des consommations d'eau chaude sanitaire,
- Une baisse de 25% des consommations totales de chaleur des bâtiments tertiaires entre 2018 et 2030.

In fine, les hypothèses communes retenues pour tous les scénarios de développement des réseaux de chaleur sont :



Pour les 5 scénarios de développement des réseaux de chaleur étudiés, le volume de chaleur livrée est quasiment identique. Seuls les choix d'interconnecter ou non les réseaux de chaleur entre eux influent, à la marge, sur le volume total de chaleur livrée en 2030 de 630 GWh.

2.2 Objectifs de Nantes Métropole

2.2.1 Taux ENR&R des réseaux de chaleur

Pour chaque réseau, Nantes Métropole s'est fixé un **objectif de taux ENR&R supérieur ou égal à 80%**. Cependant, en fonction des résultats de l'étude, Nantes Métropole se laisse la possibilité de réduire cet objectif pour le réseau Nord Chézine.

Le taux ENR&R moyen à l'échelle de l'ensemble des réseaux de chaleur doit cependant rester supérieur à 80%.

2.2.2 Valorisation des sources ENR&R existantes ou en projet

Lors de cette étude, le souhait de Nantes Métropole est d'optimiser les productions et la valorisation des sources ENR&R existantes ou en projet avant d'en développer de nouvelles. La carte ci-dessous répertorie les différentes sources de productions d'ENR&R sur le territoire et leurs potentiels pour alimenter de nouveaux abonnés aux réseaux de chaleur.

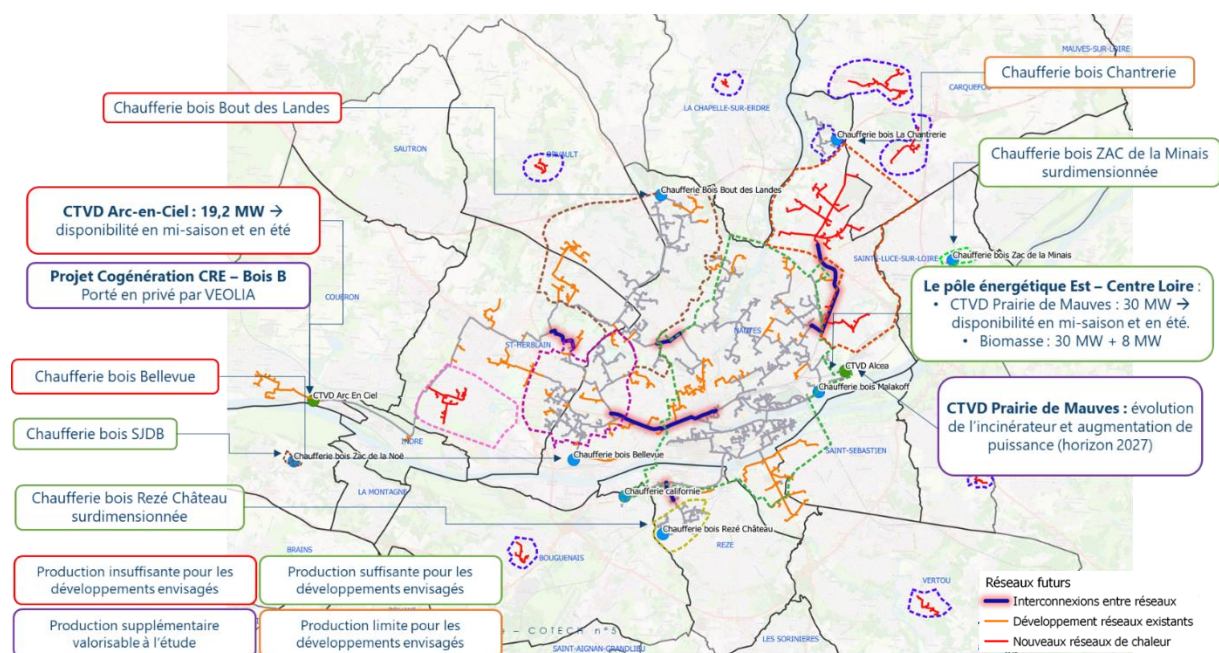


Figure 3 : Carte des sources ENR&R sur le territoire de Nantes Métropole

Le mécanisme d'interconnexion entre les réseaux de chaleur permet de valoriser de la chaleur renouvelable ou de récupération d'une source ENR&R éloignée d'un réseau, en véhiculant l'énergie par le réseau le plus proche de la source, généralement déjà alimenté par cette même source ENR&R.

Les possibilités d'interconnexion entre réseaux de chaleur sont analysées dans les différents scénarios étudiés.

Le constat sur les potentiels de valorisation de chaleur ENR&R des sources ENR&R existantes ou en projet est le suivant :

Source ENR&R	Réseau alimenté à ce jour	Potentiel ENR&R non valorisé	Réseaux ou zones non alimentés à ce jour, pouvant bénéficier de la chaleur ENR&R	Mécanisme technique pour valoriser cette source ENR&R supplémentaire
Chaufferie bois ZAC de la Minais	ZAC de la Minais	En été et mi-saison	▪ Futurs bâtiments de la ZAC de la Minais	Extension réseau ZAC de la Minais
Chaufferie bois Chanterie	Chanterie	En été et en mi-saison	▪ Futurs bâtiments de la ZAC Chanterie	Extension réseau Chanterie
Chaufferie bois Rezé Château	Rezé Château	Important en été et mi-saison	▪ Serre agricole au Sud de la Chaufferie	Extension du réseau vers la serre agricole ¹
Chaufferie bois Bellevue	Bellevue	En été et en mi-saison	▪ Zones de développement sur Bellevue	Extension du réseau de Bellevue
Chaufferie bois Bout des Landes	Nord Chézine	En été	-	-
CTVD Arc-En-Ciel	Nord Chézine	En été et mi-saison	▪ Saint Herblain ▪ Bellevue ▪ Nord Chézine et ses extensions + export	Extension du réseau Nord Chézine Interconnexion entre les 2 réseaux et Nord Chézine
Chaufferie bois Saint Jean de Boiseau	Saint Jean de Boiseau	En été et mi-saison	-	-
Cogénération bois B ²	-	Entre 6 et 10 MW toute l'année	▪ Nord Chézine et ses extensions + export ▪ Saint Herblain ▪ Bellevue	Extension du réseau Nord Chézine Interconnexion entre Nord Chézine et ces 2 réseaux
CTVD Prairie de Mauves	Centre Loire	Hiver : 0 MW à 22 MW Été et mi-saison : entre 15 MW et 39 MW Suivant scénario de développement du CTVD retenu ³	▪ Bellevue ▪ Rezé Château ▪ Nord Chézine et ses extensions + export ▪ Nord Nantes / Sud Carquefou ▪ Zones de développement sur Centre Loire	Interconnexion entre ces réseaux et celui de Centre Loire Extension du réseau Centre Loire
Chaufferies biomasse Centre Loire	Centre Loire	En été et en mi-saison	▪ Zones de développement identifiées sur Centre Loire	-

¹ Non pris en compte comme potentiel de développement en phase 3 de l'étude

² Il s'agit d'un projet retenu dans le cadre des appels d'offres de la CRE, dont le lauréat est Véolia. Il concerne la création d'une cogénération alimentée avec du bois B, à proximité du site du CTVD Arc-en-Ciel, destinée à produire de l'électricité, et de la chaleur qui sera livrée en priorité à l'usine ArcelorMittal. Le surplus de chaleur (estimé entre 6 et 10 MW) pourrait être valorisé par les réseaux de chaleur de Nantes Métropole. Ce projet est encore hypothétique.

³ La délégation de service public du CTVD de la prairie de Mauves arrive à son terme fin 2024. Dans ce cadre, Nantes Métropole étudie plusieurs scénarios de développement et d'évolution de ce CTVD, avec une conséquence sur le potentiel de chaleur fatale disponible. Parmi tous les scénarios d'évolution du CTVD étudiés, la puissance thermique valorisable par les réseaux de chaleur est comprise entre 30 MW (scénario actuel) et 54 MW (scénario maximum), toute l'année. Le choix du scénario de développement du CTVD aura donc un impact sur le scénario de développement des réseaux de chaleur retenu à la suite de la phase 3.

3. SCENARIOS ETUDIES

3.1 Scénario tendanciel

Dans le scénario tendanciel il est considéré qu'il n'y a pas de développements autres que les projets déjà identifiés par les opérateurs et étudiés par l'ADEME pour l'attribution de subventions. Ils concernent uniquement Centre Loire et ZAC Minais.

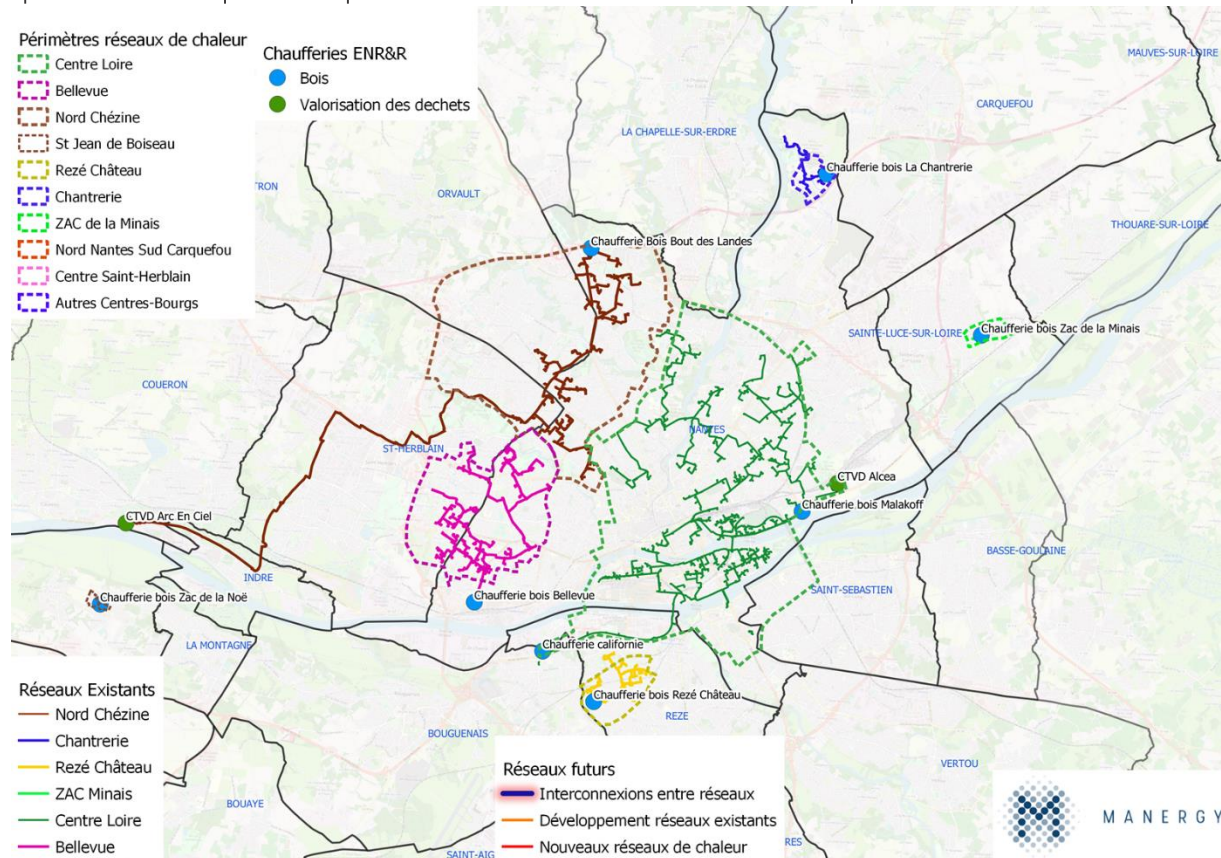


Figure 4 : Carte des réseaux de chaleur - scénario tendanciel

Réseaux	Longueur de réseaux	Chaleur livrée en 2030	Biomasse	Chaleur fatale CTVD Prairie de Mauves	Chaleur fatale CTVD Arc-en-Ciel
Centre Loire	86 700 ml	222 GWh	38 MW	30 / 32 MW	-
Bellevue	24 700 ml	53 GWh	14 MW	-	-
Nord Chézine	33 170 ml	69 GWh	1,5 MW	-	19,2 MW
Rezé Château	6 300 ml	11,5 GWh	5 MW	-	-
Chantrierie	4 429 ml	9,5 GWh	2,5 MW	-	-
ZAC de la Minais	2 720 ml	4,5 GWh	0,75 MW	-	-
TOTAL	158 km	370 GWh	61,75 MW	30 / 32 MW	19,2 MW

Pour le réseau Chantrierie le potentiel de développement identifié correspond uniquement au développement de la ZAC Chantrierie. Or, les données programmatiques de cette ZAC ne sont pas connues en détails, l'étude du scénario de développement de ce réseau ne peut donc pas être réalisée.

3.2 Scénario n°1 – Réseaux indépendants

Ce scénario de développement prévoit : l'ajout de chaufferies biomasse sur Bellevue, Saint-Herblain, les autres centres-bourgs et Nord Nantes / Sud Carquefou ; l'extension du réseau Centre Loire sur la zone Doulon.

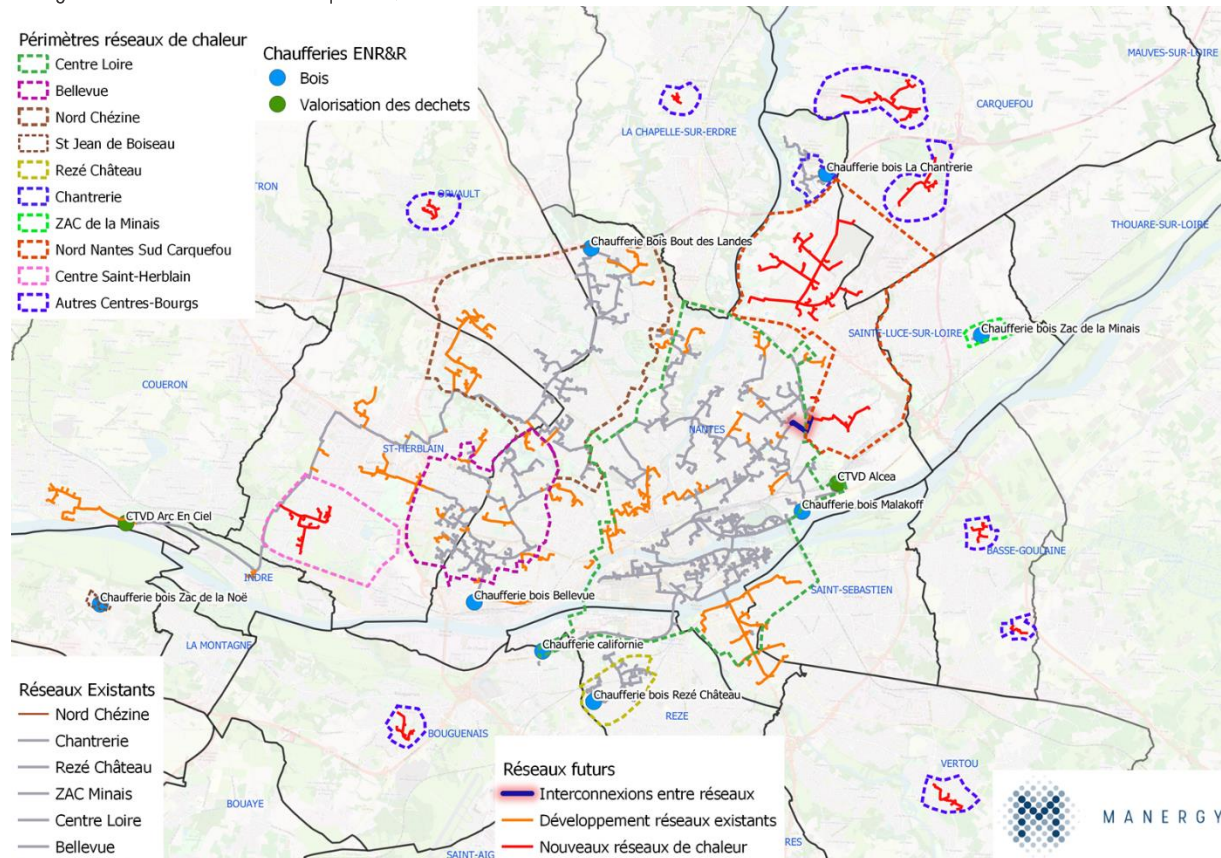


Figure 5 : Carte des réseaux de chaleur - scénario n°1 – Réseaux indépendants

Réseaux	Longueur	Chaleur livrée en 2030	Biomasse	Chaleur fatale CTVD Prairie de Mauves	Chaleur fatale CTVD Arc-en-Ciel	Cogénération bois B (CRE)
Centre Loire	117 000 ml	311 GWh	38 MW	32 MW	-	-
Bellevue	36 600 ml	85 GWh	14 MW + 4 MW	-	-	-
Nord Chézine	64 800 ml	139 GWh	1,5 MW	-	19,2 MW	-
Rezé Château	6 300 ml	11,5 GWh	5 MW	-	-	-
Chantierie	4 429 ml	9,5 GWh	2,5 MW	-	-	-
ZAC de la Minalis	2 720 ml	4,5 GWh	0,75 MW	-	-	-
Nord Nantes Sud Carquefou / Doulon	21 400 ml	42 GWh	7,5 MW	1,5 MW	-	-
Saint Herblain	4 400 ml	6,8 GWh	1,5 MW	-	-	-
Autres réseaux de centres-bourgs	13 050 ml	20 GWh	4 MW	-	-	-
TOTAL	272 km	629 GWh	78,25 MW	33,5 MW	19,2 MW	-

En gras : les nouvelles installations de production / installations de productions modifiées.

3.3 Scénario n°2-1 – Interconnexion Centre-Loire Bellevue

Ce scénario de développement prévoit : l'interconnexion entre Centre Loire et Bellevue, Centre Loire et Doulon et Nord Chézine et Saint Herblain ; l'ajout de chaufferies biomasse sur les autres centres-bourgs et Nord Nantes / Sud Carquefou.

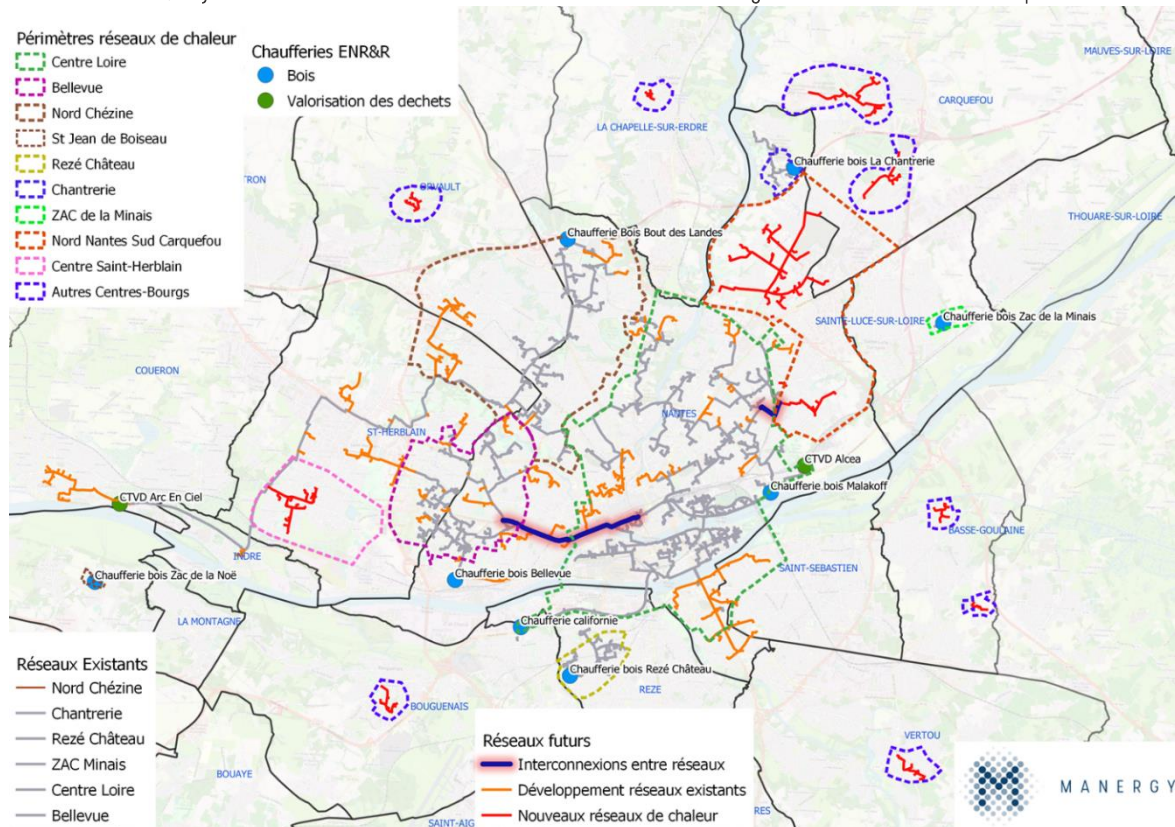


Figure 6 : carte des réseaux de chaleur - scénario n°2-1

Réseaux	Longueur	Chaleur livrée en 2030	Biomasse	Chaleur fatale CTVD Prairie de Mauves	Chaleur fatale CTVD Arc-en-Ciel	Cogénération bois B (CRE)
Centre Loire	118 600 ml	311 GWh	38 MW	32 MW	-	-
Bellevue	38 900 ml	87 GWh	14 MW	3,5 MW	-	-
Nord Chézine	64 800 ml	139 GWh	1,5 MW	-	19,2 MW	-
Rezé Château	6 300 ml	11,5 GWh	5 MW	-	-	-
Chantrierie	4 429 ml	9,5 GWh	2,5 MW	-	-	-
ZAC de la Minais	2 720 ml	4,5 GWh	0,75 MW	-	-	-
Nord Nantes Sud Carquefou / Doulon	21 400 ml	42 GWh	7,5 MW	1,5 MW	-	-
Saint Herblain	4 900 ml	6,8 GWh	-	-	-	-
Autres réseaux de centres-bourgs	13 050 ml	20 GWh	4 MW	-	-	-
TOTAL	275 km	631 GWh	73,25 MW	37 MW	19,2 MW	-

En gras : les nouvelles installations de production / installations de productions modifiées.

NB : concernant Saint Herblain, l'interconnexion avec Nord Chézine seule garantit un taux ENR&R de 23% sur Saint Herblain. Il est donc nécessaire d'ajouter une production ENR&R de 1,5 MW pour respecter l'objectif de 80% ENR&R.

3.4 Scénario n°2-2 – Interconnexions Bellevue – Nord Nantes et Centre Loire

Ce scénario de développement prévoit : l'interconnexion entre Centre Loire et Bellevue, Centre Loire et Nord Nantes / Sud Carquefou + Doulon, Nord Chézine et Saint Herblain ; l'ajout de chaufferies biomasse les autres centres-bourgs.

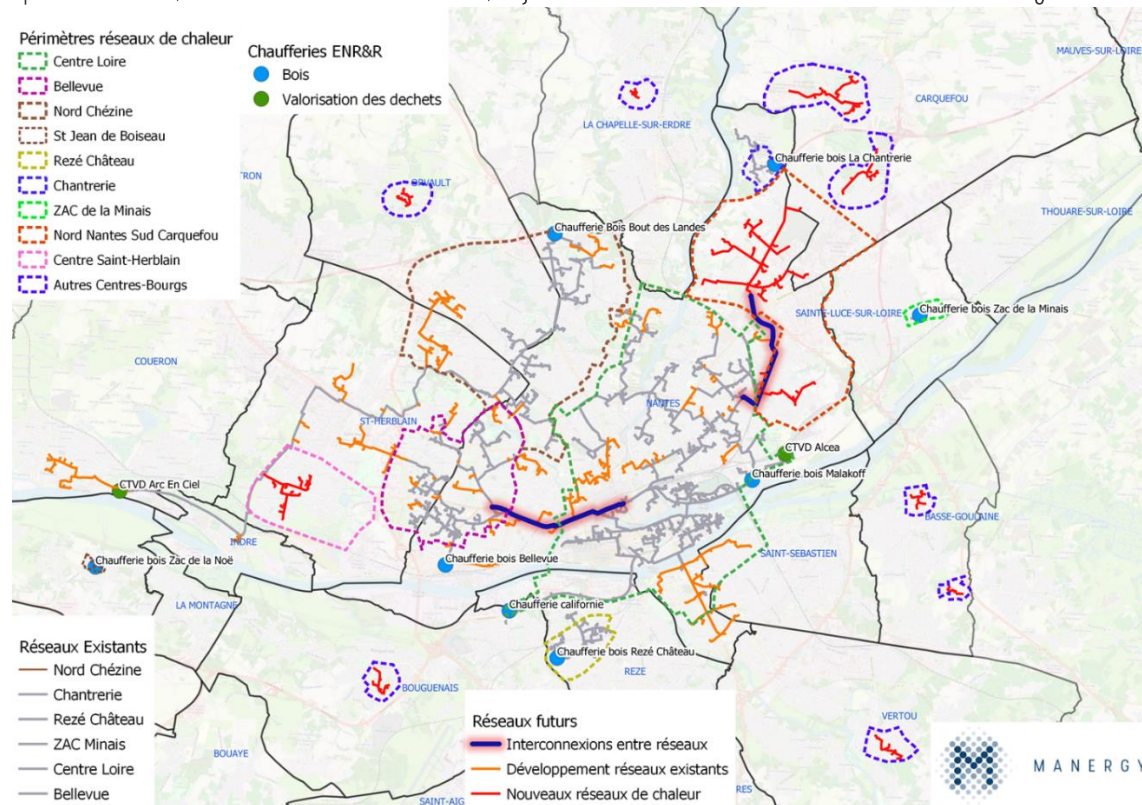


Figure 7 : carte des réseaux de chaleur - scénario n°2-2

Réseaux	Longueur	Chaleur livrée en 2030	Biomasse	Chaleur fatale CTVD Prairie de Mauves	Chaleur fatale CTVD Arc-en-Ciel	Cogénération bois B (CRE)
Centre Loire	118 600 ml	311 GWh	38 MW	32 MW	-	-
Bellevue	38 900 ml	87 GWh	14 MW	3,5 MW	-	-
Nord Chézine	64 800 ml	139 GWh	1,5 MW	-	19,2 MW	-
Rezé Château	6 300 ml	11,5 GWh	5 MW	-	-	-
Chantrierie	4 429 ml	9,5 GWh	2,5 MW	-	-	-
ZAC de la Minais	2 720 ml	4,5 GWh	0,75 MW	-	-	-
Nord Nantes Sud Carquefou / Doulon	24 000 ml	42 GWh	-	7,5 MW	-	-
Saint Herblain	4 900 ml	6,8 GWh	-	-	-	-
Autres réseaux de centres-bourgs	13 050 ml	20 GWh	4 MW	-	-	-
TOTAL	277 km	631 GWh	65,75 MW	43 MW	19,2 MW	-

En gras : les nouvelles installations de production / installations de productions modifiées.

NB : concernant Saint Herblain, l'interconnexion avec Nord Chézine seule garantit un taux ENR&R de 23% sur Saint Herblain. Il est donc nécessaire d'ajouter une production ENR&R de 1,5 MW pour respecter l'objectif de 80% ENR&R.



3.5 Scénario n°3 – Triple interconnexions autour de Centre Loire

Ce scénario de développement prévoit : l'interconnexion entre Centre Loire et Bellevue, Centre Loire et Nord Nantes + Doulon, Centre Loire et Nord Chézine, Nord Chézine et Saint Herblain ; l'ajout de chaufferies biomasse sur les autres centres-bourgs.

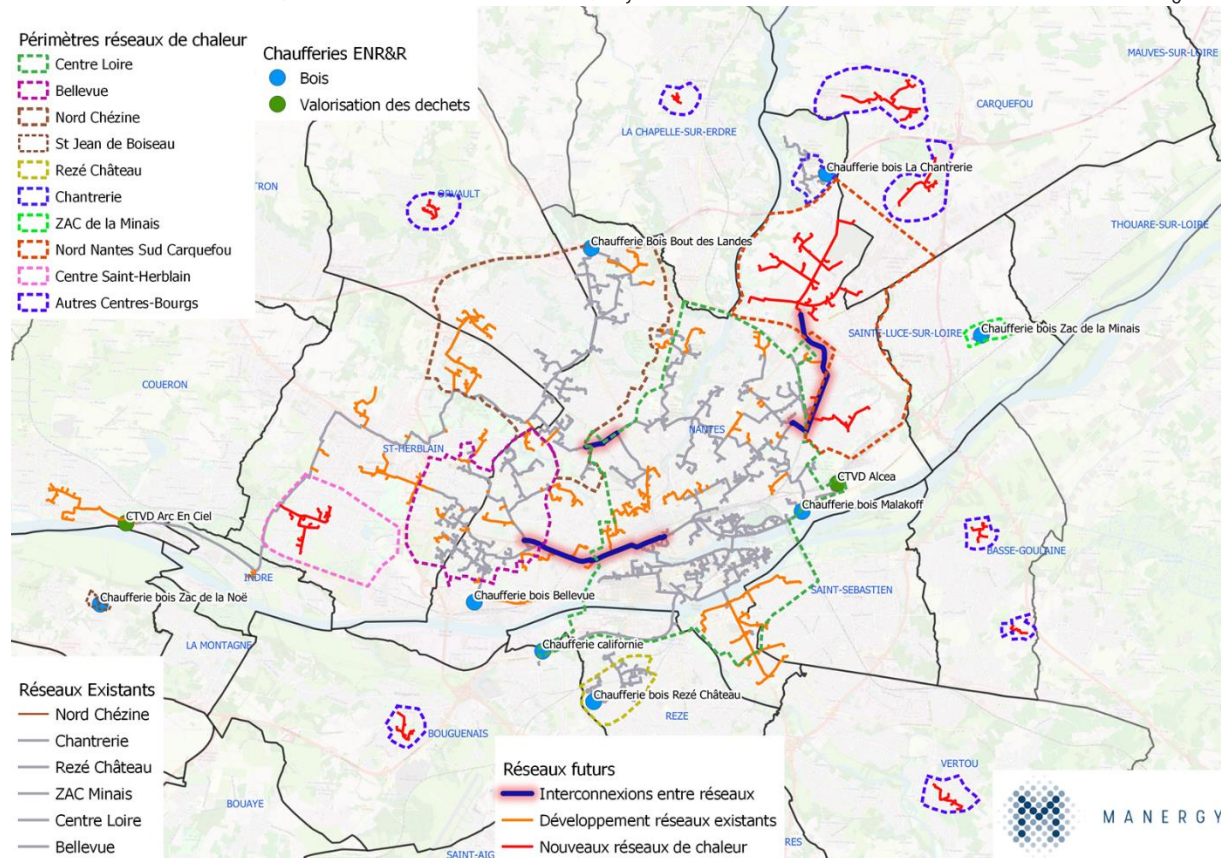


Figure 8 : Carte des réseaux de chaleur - scénario n°3

Réseaux	Longueur	Chaleur livrée en 2030	Biomasse	Chaleur fatale CTVD Prairie de Mauves	Chaleur fatale CTVD Arc-en-Ciel	Cogénération bois B (CRE)
Centre Loire	118 600 ml	311 GWh	38 MW	32 MW	-	-
Bellevue	38 900 ml	87 GWh	14 MW	3,5 MW	-	-
Nord Chézine	65 500 ml	139 GWh	1,5 MW	3 MW	19,2 MW	-
Rezé Château	6 300 ml	11,5 GWh	5 MW	-	-	-
Chantierie	4 429 ml	9,5 GWh	2,5 MW	-	-	-
ZAC de la Minalis	2 720 ml	4,5 GWh	0,75 MW	-	-	-
Nord Nantes Sud Carquefou / Doulon	24 000 ml	42 GWh	-	7,5 MW	-	-
Saint Herblain	4 900 ml	6,8 GWh	-	-	-	-
Autres réseaux de centres-bourgs	13 050 ml	20 GWh	4 MW	-	-	-
TOTAL	278 km	631 GWh	65,75 MW	46 MW	19,2 MW	-

En gras : les nouvelles installations de production / installations de productions modifiées.

NB : concernant Saint Herblain, l'interconnexion avec Nord Chézine seule garantit un taux ENR&R de 23% sur Saint Herblain. Il est donc nécessaire d'ajouter une production ENR&R de 1,5 MW pour respecter l'objectif de 80% ENR&R.

3.6 Scénario n°4 - CRE

Ce scénario de développement prévoit : l'interconnexion entre Nord Chézine et Bellevue, Nord Chézine et Saint Herblain, Centre Loire et Doulon ; l'ajout de chaufferies biomasse sur Nord Nantes / Sud Carquefou et les autres centres-bourgs.

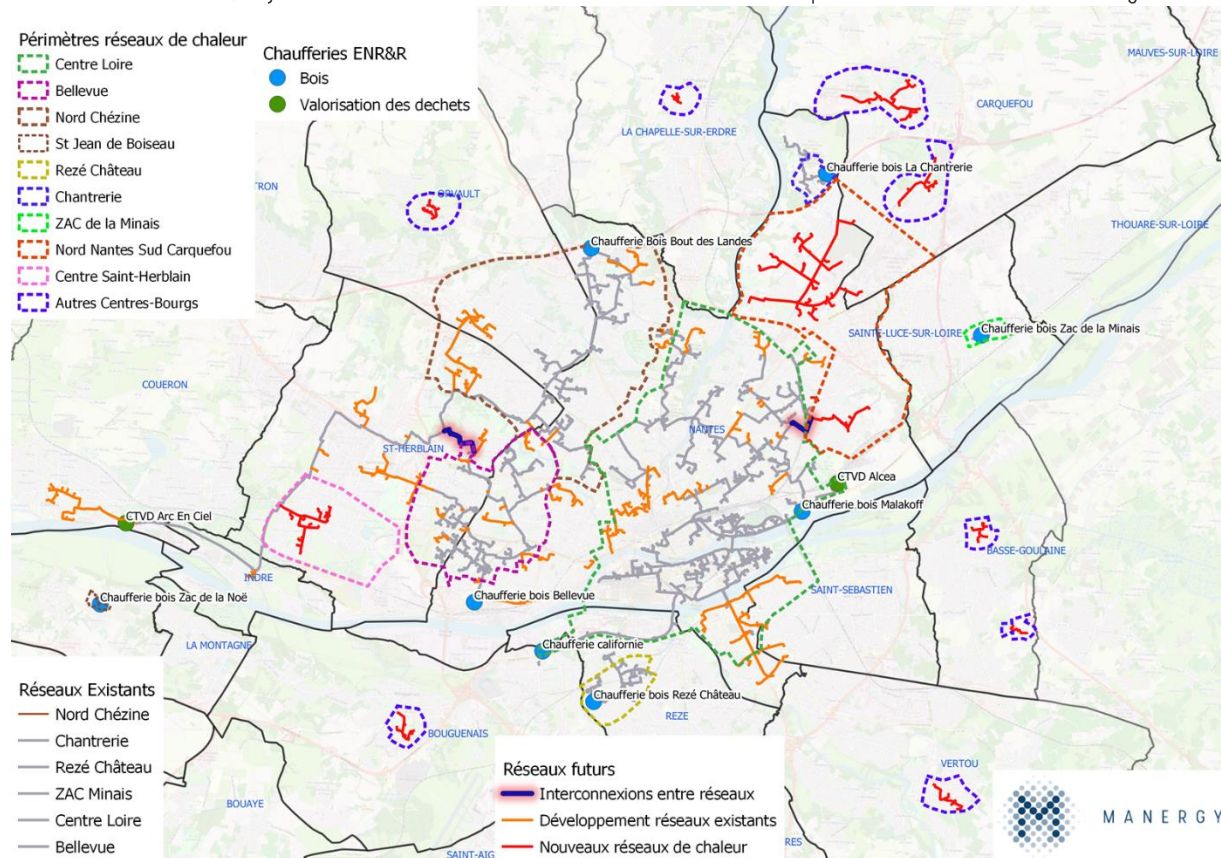


Figure 9 : Carte des réseaux de chaleur - scénario n°4

Réseaux	Longueur	Chaleur livrée en 2030	Biomasse	Chaleur fatale CTVD Prairie de Mauves	Chaleur fatale CTVD Arc-en-Ciel	Cogénération bois B (CRE)
Centre Loire	117 000 ml	311 GWh	38 MW	32 MW	-	-
Bellevue	37 600 ml	85 GWh	14 MW	-	-	3,5 MW
Nord Chézine	64 800 ml	139 GWh	1,5 MW	-	19,2 MW	5 MW
Rezé Château	6 300 ml	11,5 GWh	5 MW	-	-	-
Chantierie	4 429 ml	9,5 GWh	2,5 MW	-	-	-
ZAC de la Minalis	2 720 ml	4,5 GWh	0,75MW	-	-	-
Nord Nantes Sud Carquefou / Doulon	21 400 ml	42 GWh	7,5 MW	1,5 MW	-	-
Saint Herblain	4 900 ml	6,8 GWh	-	-	-	1,5 MW
Autres réseaux de centres-bourgs	13 050 ml	20 GWh	4 MW	-	-	-
TOTAL	274 km	629 GWh	73,25 MW	33,5 MW	19,2 MW	10 MW

En gras : les nouvelles installations de production / installations de productions modifiées.

3.7 Synthèse des scénarios étudiés

Pour chaque réseau de chaleur plusieurs projets de développement sont possibles.

- Projets de développement des réseaux de chaleur existants :

Projet Centre Loire	311 GWh + 89 GWh	117 000 ml + 30 000 ml	Sécurisation des 32 MW de puissance disponible du CTVD de la Prairie de Mauves
Projet n°1 Bellevue	85 GWh + 32 GWh	37 600 ml + 14 500 ml	Ajout d'une chaufferie biomasse de 4 MW en plus des 14 MW existants
Projet n°2 Bellevue	87 GWh + 34 GWh	38 900 ml + 16 800 ml	Interconnexion avec le réseau Centre Loire pour valoriser 3,5 MW du CTVD de la Prairie de Mauves
Projet n°3 Bellevue	85 GWh + 32 GWh	37 600 ml + 15 500 ml	Interconnexion avec le réseau Nord Chézine pour valoriser 3,5 MW de la future cogénération bois B
Projet n°1 Nord Chézine	139 GWh + 70 GWh	64 800 ml + 31 600 ml	Pas de puissance ENR&R supplémentaire
Projet n°2 Nord Chézine	139 GWh + 70 GWh	64 800 ml + 31 600 ml	Interconnexion avec le réseau Centre Loire pour valoriser 3 MW du CTVD de la Prairie de Mauves
Projet n°3 Nord Chézine	139 GWh + 70 GWh	64 800 ml + 31 600 ml	Achat de chaleur ENR&R à l'exploitant de la cogénération bois B, +5 MW en continu – investissements de production portés par un tiers

- Projets de développement des nouveaux réseaux de chaleur :

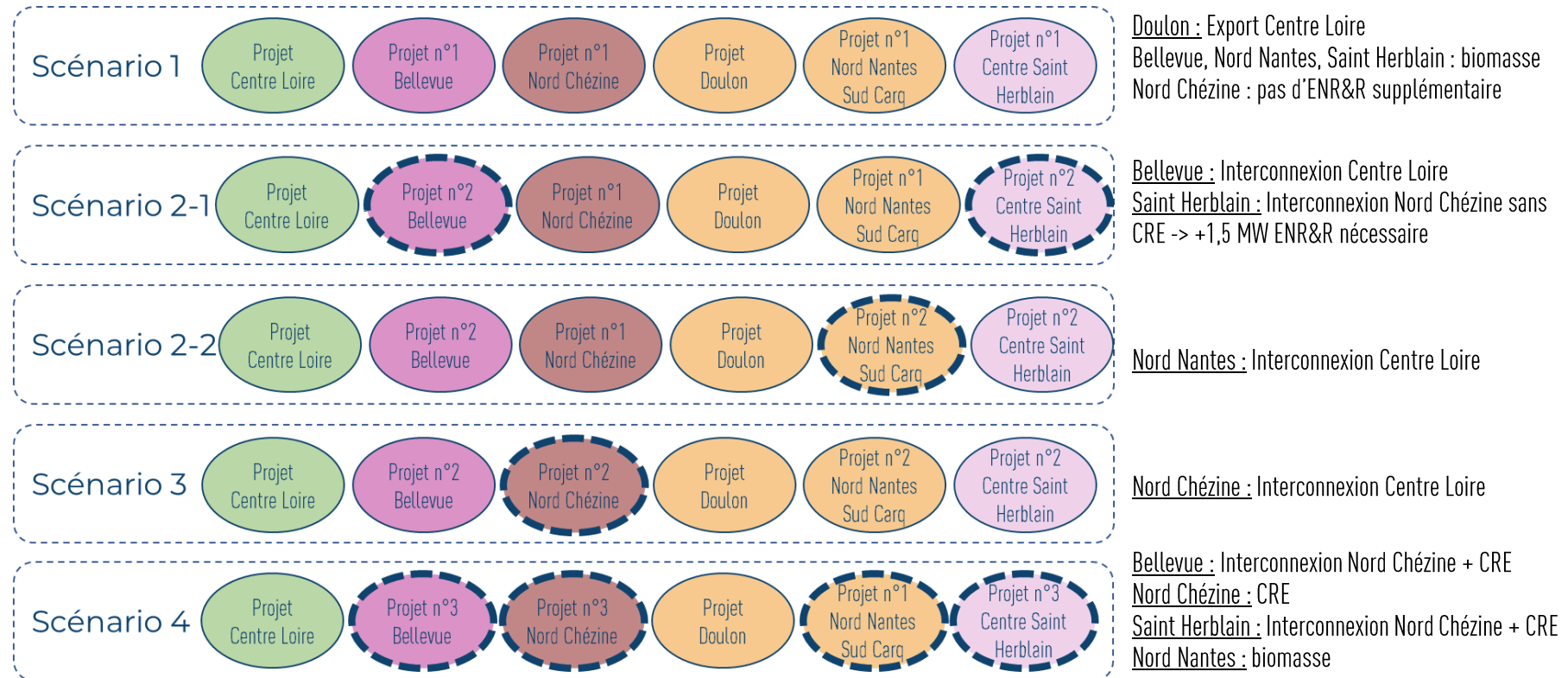
Projet Doulon	9 GWh	4 600 ml	Interconnexion avec le réseau Centre Loire pour valoriser 1,5 MW du CTVD de la Prairie de Mauves
Projet n°1 Nord Nantes Sud Carq	33 GWh	16 800 ml	Mise en place d'une chaufferie biomasse de 7,5 MW
Projet n°2 Nord Nantes Sud Carq	33 GWh	19 400 ml	Interconnexion avec le réseau Centre Loire pour valoriser 7 MW du CTVD de la Prairie de Mauves
Projet n°1 Centre Saint Herblain	7 GWh	4 400 ml	Mise en place d'une chaufferie biomasse de 1,5 MW
Projet n°2 Centre Saint Herblain	7 GWh	4 900 ml	Interconnexion avec le réseau Nord Chézine + 1,5 MW ENR&R
Projet n°3 Centre Saint Herblain	7 GWh	4 900 ml	Interconnexion avec le réseau Nord Chézine pour valoriser 1,5 MW de la future cogénération bois B
Projet Centres-bourgs	20 GWh	30 000 ml	Mise en place de 8 chaufferies biomasse d'une puissance totale de 4 MW

NB :

En phase 2 de l'étude, il était prévu que les projets de Doulon et celui du Nord de Nantes / Sud Carquefou soient jumelés pour former un unique réseau de chaleur. Cependant, cette idée de regrouper ces 2 projets a été rediscutée lors de la présentation des résultats en COTECH, le 7 Juin 2021. En effet, le planning de développement du projet de la ZAC de Doulon n'est pas compatible avec celui du Nord de Nantes. Par conséquent, il a été demandé à ERENA, l'exploitant du réseau de chaleur Centre Loire, d'étudier l'export de chaleur sur cette zone. Sa faisabilité juridique est étudiée dans la partie contractuelle, pages suivantes de ce rapport.



Les scénarios étudiés sont les suivants :



Les scénarios étudiés correspondent à l'assemblage d'un projet pour chaque réseau.

Le projet de création de réseaux de chaleur de centres-bourgs (hors Saint-Herblain) est analysé à part.

L'interconnexion entre le réseau Rezé Château et le réseau Centre Loire, permettant de valoriser de la chaleur fatale du CTVD de la Prairie de Mauves en mi-saison et en période estivale, est également étudié à part car il n'influence pas les différents projets de développement de chaque réseau.

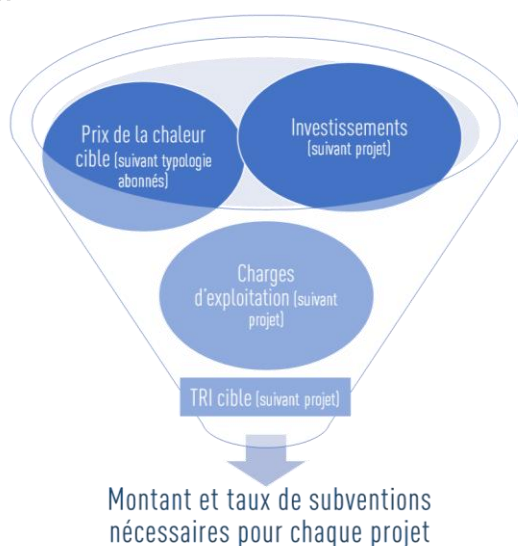


4. METHODE D'ANALYSE ECONOMIQUE

L'analyse économique a été réalisée pour chaque projet de développement des réseaux de chaleur. Pour ce faire, les données d'entrée sont :

- Le prix cible de chaleur pour chaque réseau, commun à tous les projets d'un même réseau,
- Les investissements propres à chaque projet,
- Participation de tous les nouveaux abonnés au financement du réseau à hauteur de 100€ / kW souscrit,
- Les charges d'exploitation propres à chaque projet,
- Le TRI cible propre à chaque projet.

Avec ces données d'entrée, il est déterminé les montants et taux de subventions nécessaires, comme schématisé ci-dessous.



Les TRI cible après impôts :

- ✓ Projets sans construction de nouveaux moyens de productions
biomasse : 5,5%
- ✓ Projets avec construction de nouveaux moyens de productions
biomasse : 6%

→ Schéma DSP

Les prix de chaleur cibles (référence 2018 pour les réseaux existants) :

- ✓ Centre Loire : 74,6 €TTC/MWh
- ✓ Bellevue : 77,0 €TTC/MWh
- ✓ Nord Chézine : 68,6 €TTC/MWh
- ✓ Doulon & Nord Nantes Sud Carquefou : 80,2 €TTC/MWh
- ✓ Centres-bourgs : 89,7 €TTC/MWh (spécificité des abonnés)

Deux types d'analyses économiques ont été réalisés :

- Pour les réseaux existants dont la fin du marché est après 2030, il a été réalisé des « CEP marginaux », tenant compte uniquement des projets de développements, sans considérer l'existant. Ces CEP marginaux sont réalisés sur la durée restante du contrat en cours.
- Pour les nouveaux réseaux de chaleur et le réseau de Bellevue qui sera renouvelé en 2023, il a été réalisé des « CEP projets », avec une durée d'exploitation de 20 ans.

NB : les hypothèses de prix cible de la chaleur ont été déterminés de la manière suivante :

- Pour les réseaux existants : prix actuels des réseaux de chaleur ou valeur recalculée en fonction des tarifs en régime établi pour Nord Chézine
- Pour les futurs réseaux : sur la base du retour d'expérience de SERMET/ITHERM, en fonction de la typologie de chaque réseau

Toutes les hypothèses utilisées pour l'étude économique sont détaillées en Annexe 1.



5. LES RESULTATS DES SCENARIOS ETUDIES

5.1 Analyse économique

5.1.1 Résultats des scénarios

	Scénario 1 Réseaux indépendants	Scénario 2-1 Interconnexion Centre Loire- Bellevue	Scénario 2-2 Interconnexions CL avec Bellevue et Nord Nantes	Scénario 3 Triple interconnexion autour de CL	Scénario CRE	Centres- Bourgs – hors Saint-Herblain
Investissements	132 820 000 €	135 290 000 €	133 140 000 €	134 240 000 €	130 030 000 €	18 220 000 €
<i>Dont productions</i>	<i>12 620 000 €</i>	<i>8 810 000 €</i>	<i>3 170 000 €</i>	<i>3 170 000 €</i>	<i>7 420 000 €</i>	<i>4 790 000 €</i>
<i>Dont interconnexions</i>	<i>1 150 000 €</i>	<i>6 710 000 €</i>	<i>10 430 000 €</i>	<i>11 520 000 €</i>	<i>3 420 000 €</i>	<i>0 €</i>
<i>Dont réseaux et sous-stations</i>	<i>119 060 000 €</i>	<i>119 760 000 €</i>	<i>119 550 000 €</i>	<i>119 540 000 €</i>	<i>119 190 000 €</i>	<i>13 430 000 €</i>
Charges P1P2P3 en 2030	57,9 €HT/MWh livré	57,1 €HT/MWh livré	56,3 €HT/MWh livré	55,8 €HT/MWh livré	56,8 €HT/MWh livré	63,25 €HT/MWh livré
Montant Subventions	93 200 000 €	91 500 000 €	85 750 000 €	85 750 000 €	85 300 000 €	14 390 000 €
% Aides	70,2%	67,6%	64,4%	63,9%	65,6%	79%
€ investi / MWh ENR sur 20 ans	31,8 €HT/MWh ENR&R	32,1 €HT/MWh ENR&R	31,8 €HT/MWh ENR&R	30,8 €HT/MWh ENR&R	29,0 € /MWh ENR&R	61,79 €HT/MWh ENR&R

L'analyse des résultats montre que les taux de subventions nécessaires sont très élevés (> 50% pour tous les projets). Les explications sont les suivantes :

- Les investissements importants sur les réseaux Centre Loire et Nord Chézine doivent être amortis sur de courtes durées car les contrats de DSP se terminent en 2032 et 2039, respectivement ;
- L'hypothèse de réduction de consommations des bâtiments existants est très ambitieuse, ce qui réduit fortement les ventes de chaleurs des réseaux et donc le chiffre d'affaires, pour des investissements sensiblement identiques si les diminutions de consommations sont moindres ;
- Une volonté de maintien des prix cibles actuels pour rester compétitif par rapport au prix des énergies fossiles (contexte de prix bas des énergies fossiles) ;
- D'une moins bonne densité énergétique que les réseaux existants : les zones identifiées présentent une densité urbaine plus faible, les projets les plus « faciles » ayant déjà été réalisés ;
- Des hypothèses sur les montants d'investissements « sécurisées » en raison de l'augmentation des coûts des matières premières (possiblement conjoncturel) à la date de réalisation de cette étude (2021).

L'analyse des résultats montre également que les projets avec une interconnexion entre réseaux de chaleur, pour valoriser de la chaleur fatale des CTVDs ou bien la chaleur produite par la cogénération bois B, sont plus performants économiquement que les projets avec création de nouvelles chaufferies biomasse. Le détail des résultats économiques projet par projet permet d'approfondir cette analyse.

5.1.2 Résultats projet par projet

CENTRE LOIRE



311 GWh
+ 89 GWh

117 000 ml
+ 30 000 ml

Sécurisation des 32 MW de puissance disponible du CTVD de la Prairie de Mauves

Projet	N°1
Investissements	32 000 000 €
<i>Dont production</i>	0 €
<i>Dont interconnexions</i>	0 €
<i>Dont réseaux et sous-stations</i>	32 000 000 €
Charges P1P2P3	54,9 €
<i>Dont Charges P1</i>	32,6 €/HT/MWh
<i>Dont Charges d'entretien (P2)</i>	10,8 €/HT/MWh
<i>Dont Charges administratives (P2)</i>	10,0 €/HT/MWh
<i>Dont Charges P3</i>	1,5 €/HT/MWh
Prix de chaleur cible	74,6 €/TTC/MWh
Droits de raccordement	100 €/HT/kW
Montant de subventions	22 200 000 €
Taux de subventions	69,4%
€ investi / MWh ENR sur 20 ans	24,3 €

Ce projet de développement du réseau Centre Loire est très ambitieux au regard de la durée restante du contrat (fin de DSP en 2032). Il est prévu la réalisation de 30 km de canalisations afin de fournir 89 GWh supplémentaires à l'horizon 2030 (densité correcte de 3 MWh/ml). Ce projet nécessite un taux de subventions très élevé. Une optimisation forte consisterait à amortir les investissements sur 20 ans comme réalisé de manière plus classique, et à mettre en place une VNC en fin de contrat.



BELLEVUE

Projet n°1 Bellevue	85 GWh + 32 GWh	37 600 ml + 14 500 ml	Ajout d'une chaufferie biomasse de 4 MW en plus des 14 MW existants
Projet n°2 Bellevue	87 GWh + 34 GWh	38 900 ml + 16 800 ml	Interconnexion avec le réseau Centre Loire pour valoriser 3,5 MW du CTVD de la Prairie de Mauves
Projet n°3 Bellevue	85 GWh + 32 GWh	37 600 ml + 15 500 ml	Interconnexion avec le réseau Nord Chézine pour valoriser 3,5 MW de la future cogénération bois B

Projet	N°1	N°2	N°3
Investissements	31 100 000 €	33 500 000 €	29 000 000 €
<i>Dont production</i>	3 800 000 €	0 €	0 €
<i>Dont interconnexions</i>	0 €	5 600 000 €	1 700 000 €
<i>Dont réseaux et sous-stations</i>	27 300 000 €	27 900 000 €	27 300 000 €
Charges P1P2P3	59,3 €	57,3 €	59,0 €
<i>Dont Charges P1</i>	34,1 €/HT/MWh	34,3 €/HT/MWh	35,9 €/HT/MWh
<i>Dont Charges d'entretien (P2)</i>	12,7 €/HT/MWh	11,0 €/HT/MWh	11,1 €/HT/MWh
<i>Dont Charges administratives (P2)</i>	8,0 €/HT/MWh	8,0 €/HT/MWh	8,0 €/HT/MWh
<i>Dont Charges P3</i>	4,5 €/HT/MWh	4,0 €/HT/MWh	4,0 €/HT/MWh
Prix de chaleur cible	77,0 €/TTC/MWh	77,0 €/TTC/MWh	77,0 €/TTC/MWh
R1 (hypothèse 15% de marge)	40,1 €/HT/MWh	40,4 €/HT/MWh	42,3 €/HT/MWh
R2	43,3 €/HT/kW	43,5 €/HT/kW	40,5 €/HT/kW
Droits de raccordement	100 €/HT/kW	100 €/HT/kW	100 €/HT/kW
Montant de subventions	20 800 000 €	19 100 000 €	16 400 000 €
Taux de subventions	66,9%	57,0%	56,6%
€ investi / MWh ENR sur 20 ans	22,8 €	24,0 €	21,4 €

Interconnecter le réseau de Bellevue à Centre Loire ou Nord Chézine permet d'optimiser les coûts d'exploitation P2/P3.

Malgré un investissement plus important pour l'interconnexion entre Centre Loire et Bellevue, ce scénario reste plus pertinent financièrement car il permet de valoriser 2 GWh supplémentaires le long de cette interconnexion et également de réduire les charges d'exploitation, avec un prix de production de la chaleur renouvelable (biomasse / CTVD + coût de transport) presque identique.

En cas de réalisation de la cogénération bois B, l'interconnexion entre Bellevue et Nord Chézine est le scénario qui est le plus performant économiquement car cela nécessite de créer une canalisation d'une longueur d'environ 1000 ml contre plus de 3000 ml pour l'interconnexion entre Centre Loire et Bellevue.



NORD CHEZINE

Projet n°1 Nord Chézine	139 GWh + 70 GWh	64 800 ml + 31 600 ml	Pas de puissance ENR&R supplémentaire
Projet n°2 Nord Chézine	139 GWh + 70 GWh	64 800 ml + 31 600 ml	Interconnexion avec le réseau Centre Loire pour valoriser 3 MW du CTVD de la Prairie de Mauves
Projet n°3 Nord Chézine	139 GWh + 70 GWh	64 800 ml + 31 600 ml	Achat de chaleur ENR&R à l'exploitant de la cogénération bois B, +5 MW en continu – investissements de production portés par un tiers

Projet	N°1	N°2	N°3
Investissements	33 900 000 €	35 000 000 €	33 900 000 €
<i>Dont production</i>	0 €	0 €	0 €
<i>Dont interconnexions</i>	0 €	1 100 000 €	0 €
<i>Dont réseaux et sous-stations</i>	33 900 000 €	33 900 000 €	33 900 000 €
Charges P1P2P3	51,8 €	50,2 €	49,6 €
<i>Dont Charges P1</i>	35,2 €/HT/MWh	33,6 €/HT/MWh	33,0 €/HT/MWh
<i>Dont Charges d'entretien (P2)</i>	6,5 €/HT/MWh	6,4 €/HT/MWh	6,4 €/HT/MWh
<i>Dont Charges administratives (P2)</i>	8,4 €/HT/MWh	8,4 €/HT/MWh	8,4 €/HT/MWh
<i>Dont Charges P3</i>	1,8 €/HT/MWh	1,8 €/HT/MWh	1,8 €/HT/MWh
Prix de chaleur cible	68,6 €/TTC/MWh	68,6 €/TTC/MWh	68,6 €/TTC/MWh
R1 (hypothèse 15% de marge)	41,4 €/HT/MWh	39,5 €/HT/MWh	38,8 €/HT/MWh
R2	41,8 €/HT/kW	45,2 €/HT/kW	46,4 €/HT/kW
Droits de raccordement	100 €/HT/kW	100 €/HT/kW	100 €/HT/kW
Montant de subventions	23 800 000 €	23 800 000 €	22 200 000 €
Taux de subventions	70,2%	68,0%	65,5%
€ investi / MWh ENR sur 20 ans	50,1 €	41,3 €	34,4 €

Dans le périmètre de Nord Chézine et le long du Feeder du CTVD Arc-En-Ciel (hors périmètre), le potentiel de développement du réseau est très important et très supérieur au prévisionnel du contrat. Cependant, la capacité de production ENR&R actuelle est trop faible pour garantir un taux ENR&R supérieur à 80%. Les extensions vont réduire la mixité ENR&R du réseau et le prix du tarif R1 de la chaleur pourrait donc augmenter. Pour limiter les investissements, en plus de ceux prévus pour les extensions du réseau, il est préférable d'exploiter une source ENR&R existante :

- L'interconnexion entre Centre Loire et Nord Chézine permettrait de valoriser 3 MW maximum ;
- Si le projet se confirme, l'achat de chaleur à l'exploitant de la cogénération bois B est la meilleure opportunité pour le réseau Nord Chézine car elle ne nécessite ni investissements ni charges d'exploitations supplémentaires.



NORD NANTES / SUD CARQUEFOU ET DOULON

Projet Doulon	9 GWh	4 600 ml	Interconnexion avec le réseau Centre Loire pour valoriser 1,5 MW du CTVD de la Prairie de Mauves
Projet n°1 Nord Nantes Sud Carq	33 GWh	16 800 ml	Mise en place d'une chaufferie biomasse de 7,5 MW
Projet n°2 Nord Nantes Sud Carq	33 GWh	19 400 ml	Interconnexion avec le réseau Centre Loire pour valoriser 7 MW du CTVD de la Prairie de Mauves

En fin de phase 2 de l'étude, il a été convenu d'inclure le projet de développement de Doulon dans le périmètre du projet de Nord Nantes / Sud Carquefou. Les scénarios ont été étudiés dans ce sens mais une autre solution est actuellement envisagée : la zone Doulon serait alimentée par Centre Loire en export et le projet du Nord de Nantes serait indépendant.

Projet	N°1	N°2
Investissements	29 500 000 €	27 400 000 €
<i>Dont production</i>	7 300 000 €	1 400 000 €
<i>Dont interconnexions</i>	1 100 000 €	4 900 000 €
<i>Dont réseaux et sous-stations</i>	21 100 000 €	21 100 000 €
Charges P1P2P3	55,2 €	49,9 €
<i>Dont Charges P1</i>	32,6 €/HT/MWh	34,1 €/HT/MWh
<i>Dont Charges d'entretien (P2)</i>	10,3 €/HT/MWh	5,7 €/HT/MWh
<i>Dont Charges administratives (P2)</i>	7,0 €/HT/MWh	7,0 €/HT/MWh
<i>Dont Charges P3</i>	5,3 €/HT/MWh	3,2 €/HT/MWh
Prix de chaleur cible	80,2 €/TTC/MWh	80,2 €/TTC/MWh
R1 (hypothèse 15% de marge)	38,4 €/HT/MWh	40,1 €/HT/MWh
R2	68,4 €/HT/kW	65,2 €/HT/kW
Droits de raccordement	100 €/HT/kW	100 €/HT/kW
Montant de subventions	21 400 000 €	15 650 000 €
Taux de subventions	72,5%	57,1%
€ investi / MWh ENR sur 20 ans	41,8 €	40,4 €

Ne pas développer de chaufferie biomasse sur cette zone et privilégier une interconnexion avec le réseau Centre Loire, pour valoriser de la chaleur fatale du CTVD Prairie de Mauves, permet d'optimiser les investissements et réduire significativement les charges d'exploitation P2/P3. **Le montant des travaux d'interconnexion peut néanmoins varier à la hausse en cas de modification du tracé prévisionnel.**

En considérant un prix d'achat du bois quasi identique au prix de vente de la chaleur par Centre Loire (y compris coût du transport), le scénario N°2 est plus pertinent économiquement.



CENTRE-BOURG DE SAINT HERBLAIN

Projet n°1 Centre Saint Herblain	7 GWh	4 400 ml	Mise en place d'une chaufferie biomasse de 1,5 MW
Projet n°2 Centre Saint Herblain	7 GWh	4 900 ml	Interconnexion avec le réseau Nord Chézine + 1,5 MW ENR&R
Projet n°3 Centre Saint Herblain	7 GWh	4 900 ml	Interconnexion avec le réseau Nord Chézine pour valoriser 1,5 MW de la future cogénération bois B

Projet	N°1	N°2	N°3
Investissements	6 300 000 €	Non étudié car nécessite l'ajout d'une source ENR&R d'1,5 MW sur le réseau Nord Chézine, non identifiée à date	5 600 000 €
Dont production	1 700 000 €		300 000 €
Dont interconnexions	0 €		700 000 €
Dont réseaux et sous-stations	4 600 000 €		4 600 000 €
Charges P1P2P3	61,8 €		56,1 €
Dont Charges P1	37,1 €/HT/MWh		41,3 €/HT/MWh
Dont Charges d'entretien (P2)	11,9 €/HT/MWh		5,3 €/HT/MWh
Dont Charges administratives (P2)	6,0 €/HT/MWh		6,0 €/HT/MWh
Dont Charges P3	6,8 €/HT/MWh		3,4 €/HT/MWh
Prix de chaleur cible	89,7 €/TTC/MWh		89,7 €/TTC/MWh
R1 (hypothèse 15% de marge)	43,7 €/HT/MWh		48,6 €/HT/MWh
R2	79,5 €/HT/kW		69,9 €/HT/kW
Droits de raccordement	100 €/HT/kW		100 €/HT/kW
Montant de subventions	5 000 000 €		3 100 000 €
Taux de subventions	79,4%		55,4%
€ investi / MWh ENR sur 20 ans	56,4 €		49,7 €

Déployer un réseau de chaleur sur Saint-Herblain, sans avoir recours au développement d'une chaufferie bois et en privilégiant une interconnexion avec le réseau Nord Chézine (situé à 500 ml environ) permet de réduire les investissements et les charges d'exploitation P2/P3.

Cependant, la puissance ENR&R disponible sur le CTVD Arc-en-Ciel ne permet pas de garantir un taux ENR&R supérieur à 25% pour le projet de Saint Herblain. Ce scénario est donc dépendant du projet de développement de la cogénération bois B ou bien de l'ajout d'une autre source ENR&R d'une puissance de 1,5 MW, sur le réseau de Nord Chézine.

Dans le cas où le projet d'export de chaleur depuis Nord Chézine vers Couëron est abandonné, alors le réseau de Saint Herblain pourrait être alimenté en chaleur depuis Nord Chézine (en remplacement de celui de Couëron car même volume de chaleur), tout en garantissant un projet éligible aux subventions ADEME.



LES AUTRES RESEAUX DE CENTRES-BOURGS

L'analyse économique des réseaux de centres-bourgs a été réalisée en considérant des investissements portés par des opérateurs privés, avec un TRI de 6% après impôts. Ce schéma contractuel et financier n'est pas compétitif pour les réseaux de petite capacité. D'autres schémas peuvent être envisagés et sont présentés dans la partie 6 « Intégration Contractuelle ».

5.2 Analyse environnementale

5.2.1 Résultats des scénarios

Env.	Tendanciel	Scénario 1	Scénario 2-1	Scénario 2-2	Scénario 3	Scénario 4
MWh ENR&R en 2030	334 GWh	515 GWh	517 GWh	515 GWh	524 GWh	530 GWh
% SDE	14,8%	22,8%	22,9%	22,8%	23,2%	23,5%
Tonne CO ₂ évitées (moyenne annuelle 2030)	72 903 tonnes	110 991 tonnes	111 778 tonnes	111 889 tonnes	114 016 tonnes	115 194 tonnes (hors CRE bois B)
Taux ENR&R moyen en 2030	90,6%	82,0%	82,0%	81,8%	83,2%	84,5%
Emissions de Nox et de poussières		+++	++	+	+	++++

Densifier et étendre les réseaux de chaleur existants et créer de nouveaux réseaux de chaleur permet de tendre vers les objectifs du schéma directeur des énergies de Nantes Métropole. En effet, en 2030, les réseaux de chaleur pourraient contribuer pour presque 1/4 aux objectifs de production d'énergies renouvelables et de récupération, contre moins de 15% pour le scénario tendanciel de développement des réseaux.

Également, les scénarios de développement étudiés permettront d'éviter l'émission d'environ 40 000 tonnes de CO2 supplémentaires, par rapport au scénario tendanciel, soit plus de 50% de tonnes de CO2 évitées en plus.

Enfin, le développement de nouvelles chaufferies biomasse engendrera des émissions de Nox et de poussières supplémentaires par rapport au combustible gaz. Cependant, les chaufferies biomasse de grandes puissances sont pilotées finement et équipées de filtres qui permettent de capter la majorité de ces émissions, à l'inverse des chaufferies de petites puissances, utilisées pour chauffer un petit nombre de bâtiments ou un seul bâtiment.

Pour conclure, il est plus pertinent d'un point de vue environnemental et d'un point de vue économique de favoriser dans un premier temps la récupération de chaleur fatale via des interconnexions puis de développer des chaufferies biomasse de grande puissance pour alimenter des réseaux de chaleur plutôt que développer un nombre élevé de chaufferies biomasse, car cela permet de rationaliser les coûts d'investissements de productions ENR&R sur les secteurs concernés et de mieux maîtriser l'exploitation de ces chaufferies, en limitant les rejets de polluants atmosphériques.

5.2.2 Taux ENR&R par projets

Pour les réseaux Centre Loire et Nord Chézine, il convient de distinguer, pour l'analyse des taux ENR&R, les projets de développement et les réseaux dans leur globalité, de la même manière que le fait l'ADEME pour l'analyse des demandes de subventions de projets d'extensions :

- Cas 1 : dans le cas d'une extension, les besoins supplémentaires doivent être couverts au minimum à 65% par de l'ENR&R et le taux ENR&R global du réseau, extension comprise, doit être de 55% minimum ;
- Cas 2 : dans le cas particulier d'une extension de réseau déjà alimenté à plus de 70% par des ENR&R, les besoins du développement doivent être couverts par au moins 25% d'ENR&R et le taux global d'ENR&R sur l'ensemble du réseau, après extension, doit être supérieur à 70%.

Projets / Réseaux de chaleur	Centre Loire	Nord Chézine N°1 Sans ENR&R supplémentaire	Nord Chézine N°2 Interconnexion avec Centre Loire	Nord Chézine N°3 ⁴ Cogénération bois B (CRE) – Cas particulier
Taux ENR&R du projet	73 %	49 %	61 %	71 %
Taux ENR&R du réseau complet	88 %	71 %	77 %	82 %
Respect des conditions ADEME	OUI – cas 1 et 2	OUI – cas 2	OUI – cas 2	OUI – cas 1 et 2

Pour les réseaux de chaleur en création ou en renouvellement de contrat d'exploitation, l'ADEME exige un taux ENR&R supérieur à 65%. Nantes Métropole s'est fixé des objectifs plus ambitieux que ceux exigés par l'ADEME, cette condition est donc respectée pour tous les scénarios étudiés.

Projets / Réseaux de chaleur	Bellevue N°1 Ajout biomasse	Bellevue N°2 Interconnexion Centre Loire	Bellevue N°3 Interconnexion Nord Chézine + CRE – Cas particulier ⁴	Nord Nantes+ Doulon N°1 Ajout biomasse	Nord Nantes + Doulon N°2 Interconnexion Centre Loire	Saint Herblain N°1 Ajout biomasse	Saint Herblain N°2 Interconnexion Nord Chézine sans ENR&R	Saint Herblain N°3 Interconnexion Nord Chézine avec CRE – Cas particulier ⁴
Taux ENR&R du réseau complet	80 %	80 %	80 % ⁴	84 %	81 %	82 %	23 %	82 % ⁴
Respect des conditions ADEME	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	NON	OUI

NB : Ces taux ENR&R ont été calculés en considérant des baisses de consommations importantes sur les bâtiments existants. Avec un volume global de consommations supérieur pour les différents projets, le taux ENR&R risque d'être inférieur à ceux indiqués.

⁴ Conditionné par la réalisation du projet de cogénération bois B. Concernant les projets Nord Chézine N°3, Bellevue N°3 et Saint Herblain N°3, à ce jour l'ADEME ne prévoit pas de subventionner un projet dans le cas où le réseau de chaleur ou une extension est alimenté par une cogénération ENR&R lié à un appel d'offre CRE, si le projet n'est pas encore en service. **Cependant, ce cas de figure est présent sur d'autres Métropoles de l'Ouest de la France et l'ADEME est en train d'étudier les possibilités de subventions.**

5.3 Analyse sociale

5.3.1 Nombre d'emplois

Nombre d'emplois liés à la création des réseaux de chaleur

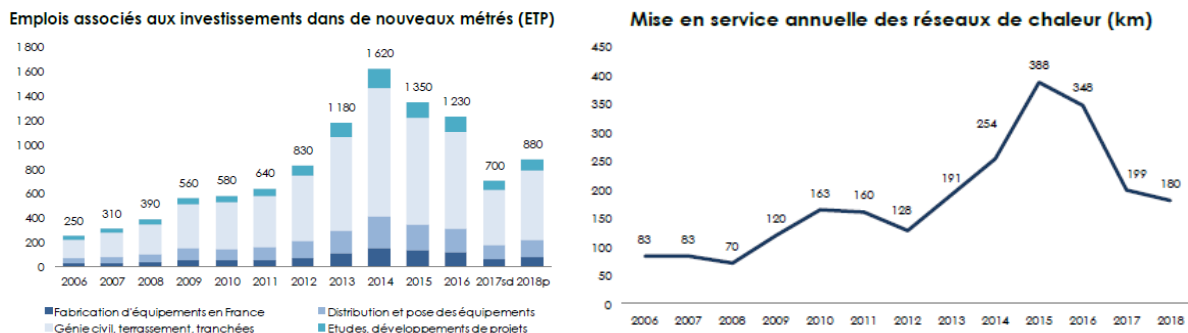


Figure 10 : emplois directs associés à la création de réseaux de chaleur [Source : ADEME et Gouvernement]

En 2018, 180 km de réseaux ont été développés sur le territoire français. Ces travaux ont mobilisé l'équivalent de 880 emplois directs.

NB : ces emplois correspondent à des emplois directs associés aux activités uniquement liées au réseau de distribution primaire, répartis entre :

- La fabrication d'équipements en France
- Le génie civil, le terrassement et les tranchées
- La distribution et la pose d'équipements
- Les études pour le développement des projets

En correspondance aux scénarios de développement prévus sur la métropole, le nombre d'emplois prévisionnel liés à la création des réseaux de chaleur serait le suivant :

Scénarios	Scénario 1	Scénario 2-1	Scénario 2-2	Scénario 3	Scénario 4
Longueur de réseau développée	117 km	120 km	122 km	123 km	119 km
ETP associés sur la durée des travaux	572	587	596	601	582

Nombre d'emplois liés à l'exploitation et la maintenance des réseaux de chaleur – hors production et vente d'énergie

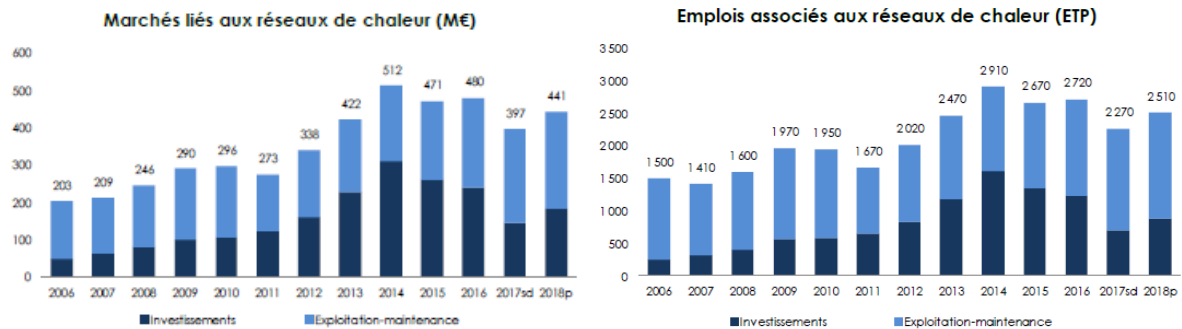


Figure 11 : emplois directs associés à l'exploitation et la maintenance de réseaux de chaleur [Source : ADEME et Gouvernement]

En 2018, l'exploitation-maintenance des réseaux de chaleur a généré un chiffre d'affaires d'environ 260 M€, pour un nombre d'ETP associé de 1 630.

En correspondance aux scénarios de développement prévus, en 2030, le nombre d'emplois prévisionnels liés à l'exploitation des extensions des réseaux existants et des nouveaux réseaux de chaleur (hors production et vente d'énergie) serait le suivant :

Scénarios	Scénario 1	Scénario 2-1	Scénario 2-2	Scénario 3	Scénario 4
Charges d'exploitation en 2030	5 860 k€	5 690 k€	5 400 k€	5 400 k€	5 360 k€
ETP associés	37 pérennes	36 pérennes	34 pérennes	34 pérennes	33 pérennes

Nombre d'emplois liés à la production et l'exploitation de chaufferies biomasse

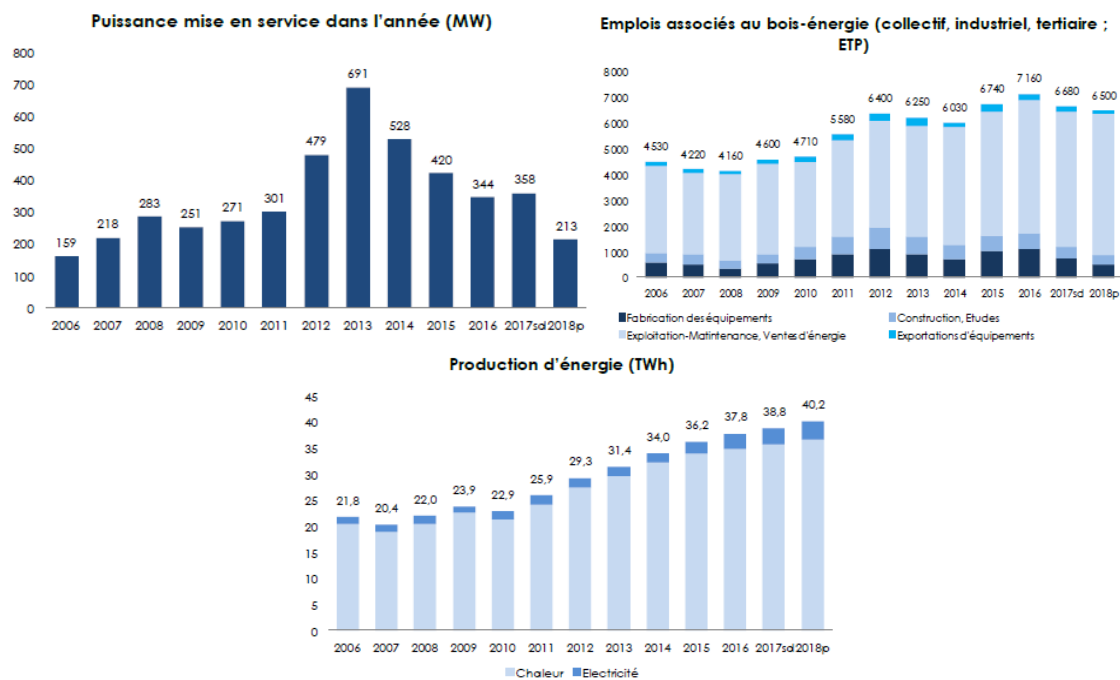


Figure 12 : Graphiques représentant les emplois directs associés à la fabrication, la mise en service, l'exploitation et la maintenance de chaufferies biomasse collectives en France [Source : ADEME et Gouvernement]

En résumé, mettre en service 1 MW de chaufferie biomasse nécessite 4,1 ETP et exploiter une chaufferie bois produisant 1 GWh / an nécessite 0,14 ETP / an.

En correspondance aux scénarios de développement prévus, le nombre d'emplois prévisionnels liés à la conception, la réalisation et la mise en service des nouvelles chaufferies biomasse serait le suivant :

Scénarios	Scénario 1	Scénario 2-1	Scénario 2-2	Scénario 3	Scénario 4
MW mis en service	17	13	5,5	5,5	11,5
ETP associés sur la durée des travaux	70	54	23	23	48

En correspondance aux scénarios de développement prévus, en 2030, le nombre d'emplois prévisionnels liés à l'exploitation de chaufferies biomasse serait le suivant :

Scénarios	Scénario 1	Scénario 2-1	Scénario 2-2	Scénario 3	Scénario 4
GWh produits	164	134	98	97	125
ETP associés	23 pérennes	19 pérennes	14 pérennes	14 pérennes	17 pérennes



SYNTHESE

En résumé, le nombre d'emplois associés aux scénarios de développements des réseaux de chaleur sur la métropole de Nantes serait le suivant :

Scénarios	Scénario 1	Scénario 2-1	Scénario 2-2	Scénario 3	Scénario 4
ETP pour les études, la conception, la réalisation et la mise en service des équipements	642 Sur la durée des travaux	640 Sur la durée des travaux	619 Sur la durée des travaux	624 Sur la durée des travaux	629 Sur la durée des travaux
ETP pour l'exploitation et la maintenance des équipements de production, de distribution et d'émission du réseau de chaleur	59 Pérennes	54 Pérennes	47 Pérennes	47 Pérennes	51 Pérennes

NB. :

- L'estimation du nombre d'emplois créés ne tient pas compte des emplois directs liés à la construction et l'exploitation des CTVD et la cogénération bois B sur le territoire de Nantes Métropole mais uniquement aux installations comprises dans le périmètre des réseaux de chaleur.
- Il est également considéré le nombre d'emplois lié à la conception, la réalisation, la mise en service et l'exploitation-maintenance des chaufferies d'appoint/secours gaz est inclus dans la partie « réseaux de chaleur ».
- Ces emplois créés entraînent en contrepartie une destruction d'emplois pour l'exploitation et la maintenance des chaufferies gaz actuellement en place. Néanmoins, ces installations nécessitent beaucoup moins de personnel à volume identique et les travaux de réseaux de chaleur sont d'une autre ampleur que ceux de renouvellement de chaudières gaz, le bilan global est donc positif.



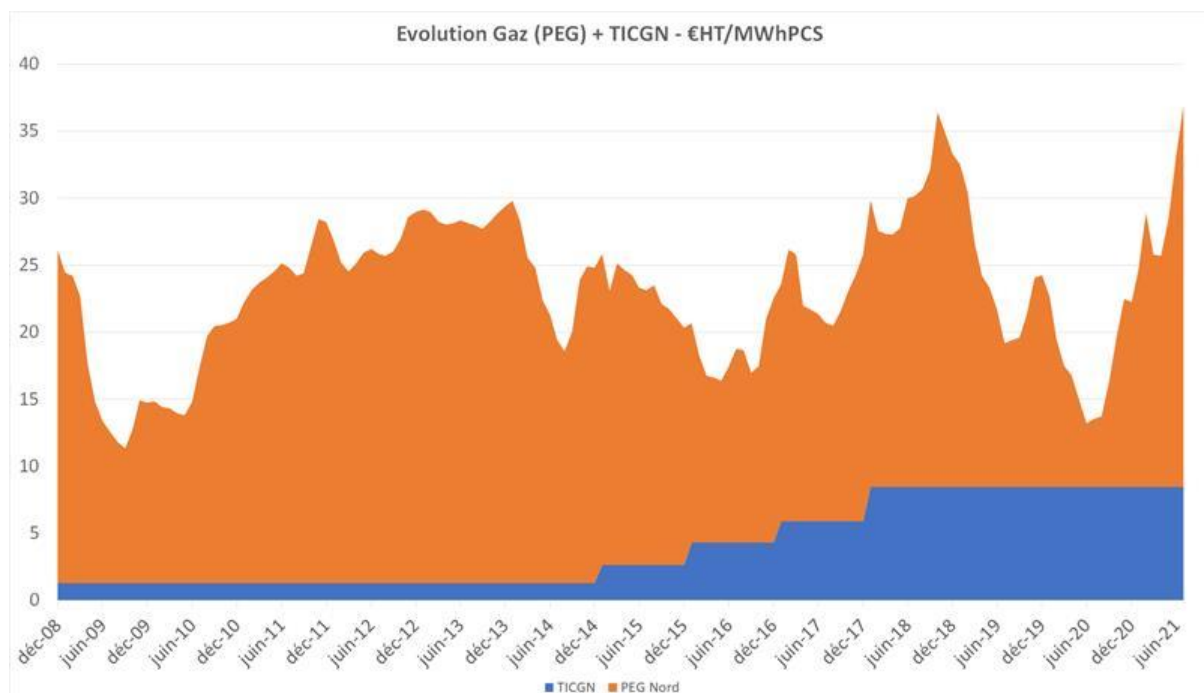
5.3.2 Stabilité du prix de la chaleur

Le prix du gaz est directement lié :

- Au prix du baril Brent (pétrole),

Selon un rapport de l'Agence Internationale de l'Energie « Oil 2021 – Analysis and forecast to 2026 », les investissements dans l'exploitation et la recherche de nouveaux puits de brut ont chuté du fait de la faible demande lors du COVID, des stocks importants effectués durant cette crise, et de l'avenir incertain sur la demande future au vu des politiques de neutralité carbone annoncé dans les pays. Le marché mondial semble encore suffisamment approvisionné pour la majeure partie du moyen terme. Mais en l'absence de nouveaux investissements en amont, la réserve de capacité s'érodera lentement. D'ici 2026, la capacité de production de réserve effective mondiale pourrait tomber à son plus bas niveau depuis 2016.

- A l'équilibre offre-demande à l'instant t. Le prix ne dépend pas ou très peu des volumes ou capacité de production future.



Le constat est que le PEG est très volatil alors que la TICGN augmente par palier, dont ce dernier a été gelé en 2018.

Au plus fort de la crise COVID, le prix du gaz sur le marché de gros au nord (PEG Nord) est descendu à 3,50€. Il est remonté au 1er juillet 2021 à 34,50€ (reconstitution des stocks et reprise économique créant une forte demande).

De surcroît, en Europe, 49% du gaz est importé, principalement de Russie (80% des importations).

Ces différents éléments laissent à penser une certaine vulnérabilité de l'Europe sur le gaz, à plus ou moins long terme en tant qu'énergie de base, avec une forte volatilité du prix dans les années à venir.

L'avantage des réseaux de chaleur est que la facture énergétique dépend de plusieurs postes de dépenses :

- Le prix des énergies consommées par les réseaux de la Métropole de Nantes :
 - Part du gaz < 50% pour tous les réseaux
 - Part d'énergies renouvelables (bois ou chaleur fatale) > 50% pour tous les réseaux → des énergies produites et consommées localement
- Les coûts d'exploitation du réseau de chaleur :
 - Charges de personnels
 - Charges administratives
 - Coûts des matériels et des travaux...
- Les charges de financement des installations

Parmi ces postes, les coûts d'exploitation du réseau et les charges de financement des installations sont relativement stables dans le temps et le prix de la chaleur fatale et du combustible bois sont plus stables que le prix du gaz.

Il a été démontré dans le rapport phase 1 du schéma directeur, que les réseaux de chaleur de Nantes Métropole étaient compétitifs en 2018, par rapport au gaz. Au regard de l'évolution des taxes sur le gaz, toujours à la hausse, et de la volatilité du PEG, les réseaux de chaleur se présentent comme source de chaleur qui sera compétitive dans le temps et qui permettra aux ménages de se projeter facilement sur leurs charges énergétiques. Il s'agit d'un objectif majeur pour limiter le phénomène de précarité énergétique dans les années à venir.

6. L'INTÉGRATION CONTRACTUELLE

6.1 Structures de portage et modes de gestion contractuelle

Désignation	Structure de portage ou mode de gestion	Création d'une personnalité morale	Description, conditions et contraintes	Transfert du risque	Prise en charge des investissements
Régie avec autonomie financière	Structure de portage <i>NB : Le choix d'une structure de portage exige ensuite la détermination d'un mode de gestion</i>	NON	<p>La régie avec autonomie financière est assurée par les services de la collectivité de rattachement. Il s'agit d'une gestion « en direct » du service public.</p> <p>Les règles spécifiques applicables aux régies dotées de la seule autonomie financière sont définies aux articles L. 2221-11 et suivants et R. 2221-63 et suivants du CGCT.</p> <p>Il en résulte principalement que les régies locales à seule autonomie financière sont composées d'un conseil d'exploitation, d'un directeur et d'un agent comptable.</p> <p><u>Conditions et contraintes :</u></p> <p>(i) Les régies locales à seule autonomie financière ne disposent pas d'une autonomie administrative. Il appartient à l'organe délibérant de la collectivité territoriale de fixer les conditions de recrutement et d'activité du personnel, les tarifs, voter le budget, affecter les résultats d'exploitation, approuver les investissements ;</p> <p>(ii) Le conseil d'exploitation ne possède que des pouvoirs résiduels, ou se limite aux avis et propositions ;</p> <p>(iii) Les régies locales à seule autonomie financière disposent d'un budget autonome à l'intérieur de celui de la collectivité territoriale qui assure le service public. Ce budget est séparé en section d'exploitation et section d'investissement.</p>	NON	Collectivité



Désignation	Structure de portage ou mode de gestion	Création d'une personnalité morale	Description, conditions et contraintes	Transfert du risque	Prise en charge des investissements
Régie dotée de la personnalité morale et de l'autonomie financière	Structure de portage NB : Le choix d'une structure de portage exige ensuite la détermination d'un mode de gestion	OUI	<p>La régie dotée de la personnalité morale se distingue des autres régies par le fait que la collectivité publique transfère statutairement la gestion du service public à une entité juridique publique distincte.</p> <p>Il s'agit d'une gestion « en direct » du service public.</p> <p>Les règles spécifiques applicables aux régies dotées de la personnalité morale et de l'autonomie financière sont définies aux articles L. 2221-10 et R. 2221-18 et suivants du CGCT.</p> <p><u>Conditions et contraintes :</u></p> <p>(i) La régie personnalisée est créée par une délibération de l'organe délibérant. Cette décision fixe les statuts et le montant de sa dotation initiale qui comporte, sous réserve d'apports ultérieurs à inclure, les créances, les apports en espèce ou en nature enregistrés pour leur valeur vénale, déduction faite des dettes que prend obligatoirement en charge la régie (CGCT, art. R. 2221-13).</p> <p>(ii) La délibération de création fixe en outre les règles générales d'organisation et de fonctionnement du Conseil d'administration tout en sachant que le nombre des membres du Conseil d'administration ne peut être inférieur à trois et que des personnalités extérieures à l'organe délibérant peuvent faire partie du Conseil d'administration si les statuts le prévoient. L'organe délibérant désigne les membres du Conseil d'administration, sur proposition du Président et mettrait fin à leurs fonctions dans les mêmes formes.</p> <p>(iii) La régie dotée de la personnalité morale et de l'autonomie financière doit disposer d'une administration propre.</p> <p>Elle est administrée par un conseil d'administration et son Président ainsi qu'un Directeur. Cette catégorie de régie n'est pas directement placée sous l'autorité du Président et de l'organe délibérant. Son personnel est propre, même si elle peut passer des conventions avec d'autres organismes pour des prestations externalisées.</p>	OUI	Collectivité



Désignation	Structure de portage ou mode de gestion	Création d'une personnalité morale	Description, conditions et contraintes	Transfert du risque	Prise en charge des investissements
Société publique locale (SPL)	<p>Structure de portage</p> <p><i>NB : Le choix d'une structure de portage exige ensuite la détermination d'un mode de gestion</i></p>	OUI	<p>La principale caractéristique des SPL est de permettre à plusieurs personnes publiques de s'associer au sein d'une structure de droit privé, laquelle peut théoriquement intervenir au profit de ses adhérents sans nécessité d'être mise en concurrence préalablement.</p> <p><u>Conditions et contraintes :</u></p> <p>(i) Une collectivité territoriale ou un groupement ne peuvent participer au capital d'une SPL qu'à condition que cette collectivité ou ce groupement détienne au moins une compétence comprise dans l'objet de la SPL.</p> <p><u>En pratique, il conviendrait d'identifier au préalable pour ces communes une compétence pour participer au projet</u> dès lors que la compétence « réseaux de chaleur » a été transférée à Nantes Métropole en 2006. En effet, les collectivités ayant transféré leur compétence à un EPCI ne peuvent créer de SPL avec l'établissement dont elles sont membres (CAA Nantes, 4e ch., 19 sept. 2014, n° 13NT01683).</p> <p>L'identification d'une compétence non transférée cohérente avec l'objet social de la SPL. Les compétences suivantes devraient faire l'objet d'un examen approfondi :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aménagement, exploitation d'installation de production d'énergie de sources renouvelables (Art. L.2224-32 CGCT) ; - Mise en place d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie des consommateurs finals et des consommateurs en situation de précarité (Art. L.2224-34 CGCT) ; - Aménagement du territoire (L. 1111-2 du CGCT). <p>(ii) Les SPL sont des sociétés anonymes dont le capital ne pourra être constitué que de capitaux publics, à savoir ceux de collectivités territoriales et de leurs groupements.</p>	Partiel, le risque est partagé entre les actionnaires	Collectivité



Désignation	Structure de portage ou mode de gestion	Création d'une personnalité morale	Description, conditions et contraintes	Transfert du risque	Prise en charge des investissements
Sociétés d'économie mixte à opération unique (SEMOP)	<p>Structure de portage</p> <p><i>NB : Le choix d'une structure de portage exige ensuite la détermination d'un mode de gestion</i></p>	OUI	<p>Cette société permet aux collectivités territoriales ou à leur groupement de lancer une seule procédure de mise en concurrence pour choisir l'actionnaire « privé » (ou le groupement d'actionnaires «), lequel s'associera avec la collectivité au sein de la société attributaire du contrat.</p> <p><u>Conditions et contraintes :</u></p> <p>(i) Obligation de mise en concurrence de la SEMOP ;</p> <p>(ii) Obligation de détention par la collectivité d'une part variant entre « 34 % et 85 % » du capital de la société et 34 % au moins des voix dans les organes délibérants. » (L. 1541-1 du CGCT) ;</p> <p>(iii) La part de capital de l'ensemble des actionnaires opérateurs économiques ne peut être inférieure à 15 % ;</p> <p>(iv) La SEMOP ne peut être créée que pour la durée du contrat.</p>	Partiel, le risque est partagé entre les actionnaires	Partage entre les actionnaires



Désignation	Structure de portage ou mode de gestion	Création d'une personnalité morale	Description, conditions et contraintes	Transfert du risque	Prise en charge des investissements
Association foncière urbaine libre (AFUL)	Structure de portage NB : Le choix d'une structure de portage exige ensuite la détermination d'un mode de gestion	OUI	<p>Le régime des AFUL est disposé par les articles L. 322-1 et suivant du code de l'urbanisme. Une AFUL peut avoir pour objet la construction, l'entretien et la gestion d'ouvrages d'intérêt collectif.</p> <p><u>Contrainte :</u></p> <p>(i) Il ressort de l'arrêt du Conseil d'Etat du 23 janvier 2020, n° 430192 l'existence d'une incompatibilité entre le régime des AFUL et la domanialité publique. (Conseil d'Etat, 23 janvier 2020, n° 430192, Société JV Immobilier, Lebon)</p> <p>Les conclusions du rapporteur public précise que cette incompatibilité est celle de l'opposition de la sûreté réelle au profit de l'AFUL et du principe d'insaisissabilité des biens du domaine public :</p> <p><i>« Il n'en demeure pas moins que la reconnaissance au profit de l'AFUL, comme de l'ASL, du droit d'inscrire une hypothèque légale sur le bien appartenant à une personne publique et permettant le recouvrement des cotisations dues par cette dernière est radicalement incompatible avec le régime de la domanialité publique, car une telle sûreté réelle immobilière, qui permet au créancier de faire vendre l'immeuble grevé de l'hypothèque, ne s'accorde pas avec le principe d'insaisissabilité des biens relevant du domaine public. »</i> (Conclusions du rapporteur public, CE, 23 janvier 2020, n° 430192)</p> <p><u>Le Conseil d'Etat a précisé lui-même les conséquences de l'incompatibilité :</u></p> <p><i>« 7. Il s'ensuit qu'un immeuble inclus dans le périmètre d'une association syndicale et qui, à la date d'entrée en vigueur de l'ordonnance du 1er juillet 2004, n'appartenait pas au domaine public d'une personne publique, ne peut devenir une dépendance de ce domaine, alors même qu'il serait affecté à l'usage direct du public ou qu'il serait affecté à un service public et aurait fait l'objet d'aménagements propres à lui conférer cette qualification.</i></p> <p><i>8. L'entrée en vigueur de l'ordonnance du 1er juillet 2004 ne saurait toutefois avoir eu pour effet d'emporter le déclassement des biens qui, avant cette entrée en vigueur, appartenaient déjà au domaine public et se trouvaient compris dans le périmètre d'une association syndicale. Dans ce cas, sauf à ce qu'ils fassent</i></p>	<p>OUI</p> <p>NB : L'AFUL détient toutefois à l'encontre de ses membres d'une hypothèque légale (L.322-9 du code de l'urbanisme).</p>	Collectivité





		<p><i><u>L'objet d'un déclassement, ces biens continuent d'appartenir au domaine public et l'incompatibilité des dispositions de l'article 6 de l'ordonnance du 1er juillet 2004 avec le régime de la domanialité publique a pour seule conséquence l'impossibilité pour l'association syndicale de mettre en œuvre, pour le recouvrement des créances qu'elle détient sur la personne publique propriétaire, la garantie de l'hypothèque légale sur les biens inclus dans le périmètre et appartenant au domaine public.»</u></i></p> <p>En pratique, 4 situations sont à distinguer :</p> <p>1) <u>Pour un bien appartenant au domaine public et inclus dans le périmètre d'une AFUL avant le 2 juillet 2004</u>, date d'entrée en vigueur de l'ordonnance n°2004-632 :</p> <p>Ce bien continu d'appartenir au domaine public et l'incompatibilité à « <i>pour seule conséquence l'impossibilité pour l'association syndicale de mettre en œuvre, pour le recouvrement des créances qu'elle détient sur la personne publique propriétaire, la garantie de l'hypothèque légale sur les biens inclus dans le périmètre et appartenant au domaine public</i> ».</p> <p>2) <u>Pour un bien appartenant au domaine privé et inclus dans le périmètre d'une AFUL avant le 2 juillet 2004</u> :</p> <p>Ce bien ne pourra pas entrer dans le domaine public même s'il satisfait aux critères de la domanialité.</p> <p>3) <u>Pour un bien appartenant au domaine public et non-inclus dans le périmètre d'une AFUL après le 2^{er} juillet 2004</u> :</p> <p>Ce bien ne saurait être intégré au sein d'une AFUL, sauf déclassement préalable.</p> <p>4) <u>Pour un bien appartenant au domaine privé et inclus dans le périmètre d'une AFUL après le 2 juillet 2004</u> :</p> <p>Ce bien ne saurait être classé dans le domaine public.</p>		
--	--	--	--	--





			<p>S'agissant d'un réseau de chaleur, il convient d'appliquer ces 4 situations en fonction de la typologie des terrains occupés.</p> <p>Trois types de terrains sont utilisés, à savoir :</p> <ul style="list-style-type: none">- Le terrain de la chaufferie pour la production ;- Les voiries pour la distribution ;- <u>Le terrain du bâtiment dès lors que la sous-station de branchement est située à l'intérieur dudit bâtiment.</u> <p>Il s'en suit pour la création d'une AFUL, que le raccordement de bâtiment appartenant au domaine public n'apparaît plus réalisable.</p> <p>Toutefois, pour le raccordement de bâtiment appartenant au domaine privé (majorité des cas pour les écoles,...), il n'y aurait plus d'obstacle.</p> <p><u>Dans le cas des AFUL existantes, la conséquence de la jurisprudence est la même à savoir,</u> l'impossibilité d'intégrer des biens du domaine public après le 2 juillet 2004.</p> <p>Etant précisé que les biens du domaine public intégrés avant cette date, le demeure sans pouvoir être l'objet de sûreté.</p> <p>(ii) Le risque juridique de sanction au titre de la gestion de fait consécutive à la requalification en association transparente (l'article 60- XI de la loi n° 63-156 du 23 février 1963)</p> <p>Les juges financiers et administratifs ont fait une application de l'article 60- XI de la loi n° 63-156 du 23 février 1963 lorsque le caractère transparent des associations a été reconnu, notamment dans les cas suivants :</p>		
--	--	--	--	--	--



			<ul style="list-style-type: none"> - Une association dont les dirigeants sont à la fois des élus municipaux et des agents de la commune. En outre, son fonctionnement ne diffère en rien d'une régie municipale⁵ ; - Une association dont la présidence est assurée par le maire et son bureau composé de six adjoints conseillers municipaux. Par ailleurs, les réunions statutaires étaient rares. Bien plus, le patrimoine de l'association était la propriété exclusive de la commune, qui était seule responsable des engagements pris et du passif de l'association, et dont les missions avaient été définies par le maire⁶ ; - Une amicale du personnel constituée sous forme d'association qui octroyait des prêts dont le remboursement intervenait au profit du comptable de la commune. Par ailleurs, l'association n'avait pas d'adhérents, ses organes statutaires ne se réunissaient pas. Surtout, l'intervention du maire dans la gestion de la structure était démontrée⁷ ; - Une amicale du personnel qui versait des primes de départ à la retraite d'agents municipaux sur le fondement d'un état transmis par la Commune⁸. <p>En pratique, il faut veiller aux points suivants dans la rédaction des statuts de l'AFUL afin d'écarter un risque de sanction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'autonomie décisionnelle de l'AFUL ; - L'absence de détention, seule ou conjointe, du contrôle organique de ladite AFUL et de son fonctionnement ; - L'absence de versement, seul ou conjoint, de l'essentiel des financements de ladite AFUL ; - L'existence d'une véritable vie associative. 		
--	--	--	--	--	--

⁵ CRC Ile-de-France, lettre d'observations du 16 juillet 1999, *Association JVA*.

⁶ Cour des comptes, 15 décembre 1995, *Trucy c. Association Toulon-communication* : Rec. Cour des comptes, p. 105.

⁷ Cour des comptes, 15 décembre 2011, *Commune de Saint-André, Association Amicale du personnel communal de Saint-André*, n° 62592 : publié au Recueil. Cet arrêt a été confirmé par le Conseil d'Etat, dans une décision du 25 juin 2014, n° 356725 et fait l'objet d'un commentaire sur le site internet <http://www.observatoire-collectivites.org/>

⁸ CRC Franche Comté jugement du 25 octobre 2007 n° J2007-0233



Désignation	Structure de portage ou mode de gestion	Création d'une personnalité morale	Description, conditions et contraintes	Transfert du risque	Prise en charge des investissements
Délégation de service public (DSP)	Mode de gestion	NON	<p>Mode de gestion par lequel la gestion et la construction du réseau de chaleur est déléguée à un tiers.</p> <p><u>Conditions et contraintes :</u></p> <p>(i) L'exploitant doit se voir transférer un risque d'exploitation par l'autorité concédante.</p> <p>Le concessionnaire est exposé aux aléas du marché de façon non négligeable de telle sorte que dans des conditions d'exploitation normale, il n'est pas certain d'amortir ses investissements.</p> <p>(ii) La viabilité du modèle économique : la réalisation d'une DSP est conditionnée à la possibilité pour le Délégué d'une rentabilité suffisante en contrepartie du risque d'exploitation à sa charge.</p>	OUI	Concessionnaire
Marché public global de performance (MPGP)	Mode de gestion	NON	<p>Une mission d'exploitation de service et de réalisation de travaux peut être assurée par un prestataire privé dans le cadre d'un MPGP.</p> <p><u>Conditions et contraintes :</u></p> <p>(i) L'objet du marché doit associer les missions :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ De réalisation et d'exploitation ou de maintenance ; ▪ Ou de conception, de réalisation et d'exploitation ou de maintenance. <p>(ii) Le marché est passé afin de remplir des objectifs chiffrés de performance</p> <p>(iii) Le marché doit comporter des engagements de performance mesurable</p>	Partiel	Collectivité



Désignation	Structure de portage ou mode de gestion	Création d'une personnalité morale	Description, conditions et contraintes	Transfert du risque	Prise en charge des investissements
Accord-cadre à marchés subséquents	Mode de gestion	NON	<p>L'accord-cadre est une technique d'achat.</p> <p>Cet instrument de planification permet, dans sa forme mono-attributaire, la passation d'un premier contrat-cadre avec un titulaire puis l'exécution dudit contrat-cadre par des marchés subséquents.</p> <p>Les marchés subséquents viennent compléter en temps voulu, les stipulations contractuelles de l'accord-cadre.</p> <p>Les articles R. 2162-1 à R. 2162-12 du CCP déterminent le régime juridique de l'accord-cadre à marchés subséquents.</p> <p><u>Conditions et contraintes :</u></p> <p>(i) Aucune condition particulière n'est requise. La procédure de passation d'un accord-cadre est celle d'un marché public ordinaire ;</p> <p>(ii) La durée des accords-cadres est limitée à 4 ans, sauf dans des cas exceptionnels justifiés notamment par le temps d'amortissement des investissements, conformément à l'article L. 2125-1 du Code de la Commande Publique.</p>	NON	Collectivité



Désignation	Structure de portage* ou mode de gestion	Création d'une personnalité morale	Description, conditions et contraintes	Transfert du risque	Prise en charge des investissements
Montage mixte (Marché de travaux + DSP d'exploitation)	Mode de gestion	NON	<p>Afin de réduire la contrainte de rentabilité du modèle économique conditionnant le recours à la DSP, il est envisageable de recourir à un montage mixte associant :</p> <ul style="list-style-type: none"> - passation de marchés de travaux nécessaires aux études et à la réalisation des réseaux ; - passation d'une concession de service portant uniquement sur l'exploitation. <p>La passation de marchés de travaux distincts où les financements sont assumés par la collectivité, allège la contrainte de rentabilité pesant sur le Déléataire dont la mission est réduite à l'exploitation.</p> <p><u>Conditions et contraintes :</u></p> <p>(i) S'agissant des marchés de travaux :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aucune condition particulière n'est requise. La procédure de passation est celle d'un marché public ; - Le financement de la réalisation du réseau pèse sur la collectivité. <p>(ii) S'agissant de la DSP,</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'exploitant doit se voir transférer un risque d'exploitation par l'autorité concédante. <p>Le concessionnaire est exposé aux aléas du marché de façon non négligeable de telle sorte que dans des conditions d'exploitation normale, il n'est pas certain d'amortir ses investissements ;</p> <ul style="list-style-type: none"> - La viabilité du modèle économique : la réalisation d'une DSP est conditionnée à la possibilité pour le Déléataire d'une rentabilité suffisante en contrepartie du risque d'exploitation à sa charge. <p>(iii) Le recours à un tel montage mixte induit une contrainte d'interface pour Nantes métropole :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le risque de maîtrise d'ouvrage est transféré à la collectivité ; - Toutes les interfaces avec l'exploitation constituent des risques pouvant être à la charge de la collectivité (désordres sur les ouvrages). <p>(iv) Le caractère évolutif du réseau est réduit dès lors que le délégataire n'a pas la pleine maîtrise des investissements au fur et à mesure des besoins de commercialisation.</p>	<p>Marché de travaux : NON</p> <p>DSP exploitation : OUI</p>	Marché de travaux : collectivité



6.2 Les nouveaux réseaux identifiés sur le territoire

6.2.1 Contexte

Dans le cadre de l'étude, de nombreuses zones de développement ont été identifiées. Cela implique la création de nouveaux réseaux de chaleur.

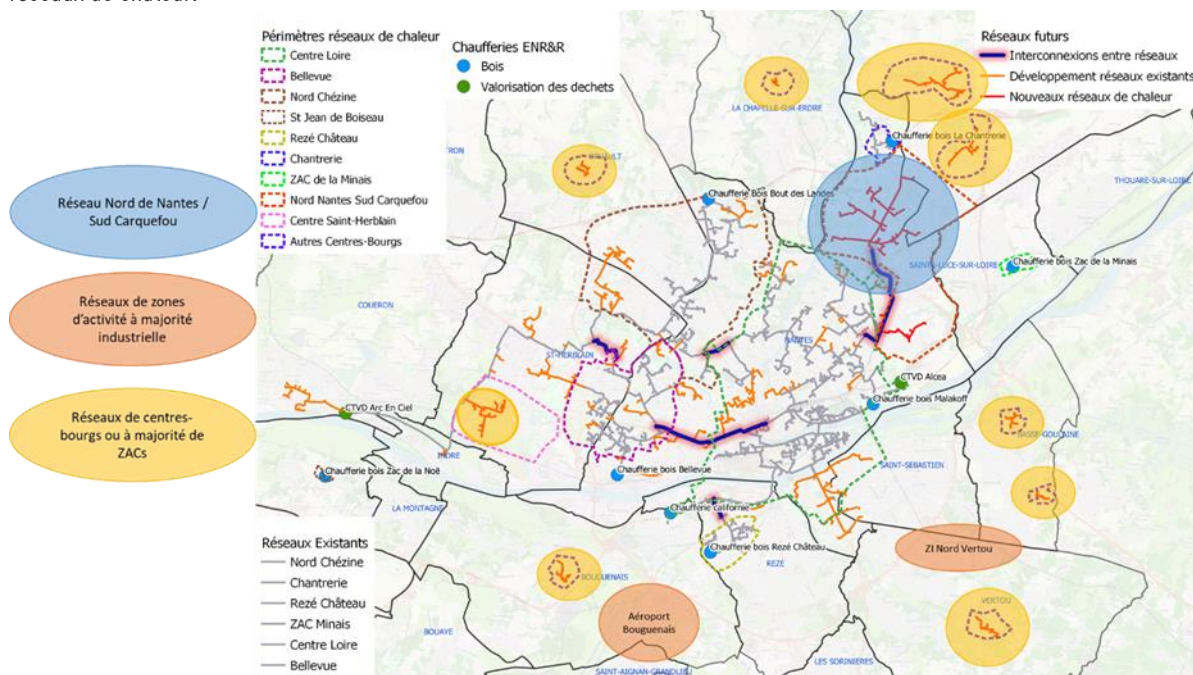


Figure 13 : carte des potentiels nouveaux réseaux de chaleur identifiés sur le territoire de la Métropole

Parmi ces réseaux, il y a :

- Les réseaux de centres-bourgs, dont Saint Herblain,
- Les réseaux développés à l'échelle d'une ZAC et ses alentours proches,
- Les réseaux développés entre quelques bâtiments existants situés à proximité les uns des autres,
- Le réseau du Nord de Nantes / Sud Carquefou,
- Les réseaux développés dans des zones industrielles,
 - La ZI de l'aéroport de Bouguenais,
 - La ZI du Nord de Vertou.

6.2.2 La catégorisation des nouveaux réseaux de chaleur

Chacun des réseaux identifiés présente des caractéristiques spécifiques, détaillées dans le tableau ci-dessous :

Les réseaux	Typologie d'abonnés	Nombre d'abonnés	Phasage de déploiement du réseau	Parties prenantes au développement du réseau	Contraintes commerciales	Contraintes de rentabilités
Centres-bourgs	Essentiellement bâtiments publics	Moins de 10	Dépendant de la volonté des abonnés, notamment la commune concernée	OUI, a minima la commune concernée par le projet	Faibles car nécessite la mobilisation de la commune et des acteurs publics en amont	Elevées car faibles consommations et faible densité thermique
ZACs et alentours	Bâtiments existants à proximité de la ZAC, bâtiments tertiaires et logements collectifs privés et publics	Moins de 5 + bâtiments de la ZAC	Dépendant essentiellement du phasage de développement de la ZAC	OUI, l'aménageur de la ZAC	Faibles si obligation de raccordement des bâtiments de la ZAC	Elevées car faibles consommations et faible densité thermique
Petits groupes de bâtiments existants	Bâtiments publics + éventuellement un bâtiment privé ou une serre agricole	Moins de 5	Dépendant de la volonté des abonnés	OUI, les abonnés du réseau	Très faibles	Elevées car faibles consommations et faible densité thermique
Nord de Nantes / Sud Carquefou	Variée : bâtiments publics et privés, logements et tertiaire	Plus de 20	Dépendant des contraintes commerciales	NON	Elevées	Moyennes
Zones industrielles	Essentiellement industrie et tertiaire privé	Moins de 10	Dépendant de la volonté des principaux acteurs privés de la zone	OUI, les principaux acteurs privés de la zone	Faibles si les acteurs privés souhaitent développer un réseau de chaleur	Moyennes car bonne densité thermique mais les abonnés ne bénéficient pas de la TVA à taux réduit car non assujettis





Les potentiels futurs réseaux de chaleur identifiés ne présentent pas tous les mêmes caractéristiques. Par conséquent, le choix du portage et le mode de gestion des réseaux aura un impact sur la facilité de déploiement de ces derniers, car il aura un impact sur :

- La complexité juridique de mise en œuvre du réseau de chaleur,
- La vitesse de déploiement du réseau, dès lors que les acteurs principaux auront validé le choix du réseau de chaleur,
- La capacité à développer plusieurs projets en même temps ou bien dans un laps de temps restreint,
- La possibilité laissée aux abonnés de s'impliquer dans le projet de réseau de chaleur,
- Les contraintes de rentabilité liées à l'investissement et donc le prix de la chaleur vendue aux abonnés,
- La mobilisation des services de la Métropole (pôle énergie notamment).

La volonté de Nantes Métropole est de massifier le développement des réseaux de chaleur et a minima développer ceux identifiés dans cette présente étude.

Chaque typologie de réseaux présente des caractéristiques différentes et le choix du portage et son mode de gestion aura un impact sur la facilité de déploiement de ces derniers.

6.3 Conclusion

Il convient de distinguer les réseaux de centres-bourgs de taille réduite et disposant d'un faible nombre d'abonnés (i) et des réseaux de taille moyenne (ii).

(i) **S'agissant des réseaux de centres-bourgs**, la solution contractuelle à privilégier doit permettre :

- D'avoir une seule structure souple pour porter l'ensemble de ces réseaux ;
- D'avoir de la souplesse pour intégrer de nouveaux membres dans la structure ;
- D'être souple sur le périmètre de développement des réseaux ;
- D'être souple sur la typologie des abonnés (bâtiments publics / bâtiments privés / serres agricoles...).

Les deux premiers objectifs visent une structure de portage souple englobant tous les réseaux, et suffisamment souple pour intégrer de nouveaux membres.

Il ressort de l'analyse que le recours à une **SPL** pourrait satisfaire au premier objectif. En cas de participation des villes, le recours à la SPL serait toutefois conditionné à l'identification d'une compétence non-transférée permettant l'inclusion desdites villes au sein de la SPL. Quoi qu'il en soit une telle structure n'a pas l'évolutivité souhaitée par Nantes Métropole quant à l'entrée et la sortie de ses membres.

Le recours alternativement à la **régie à autonomie financière ou dotée de la personnalité** permettrait de faire participer au besoin les villes concernées à la gouvernance, par la création dans les statuts d'un comité *ad hoc* consultatif, et de satisfaire simultanément au premier objectif de souplesse.



La **SEMOP**, ne répond pas à l'objectif de souplesse d'intégration de nouveaux membres en dehors du cas restreint d'une transformation d'une collectivité initialement actionnaire. Aussi, cette structure est écartée.

Enfin, le recours à une **AFUL** permettrait de satisfaire ces deux premiers critères. Toutefois aucun bien appartenant au domaine public ne pourrait être intégré au périmètre de l'AFUL en raison de la jurisprudence du Conseil d'État (CE, 23 janvier 2020, n°430192). Pour rappel, les conséquences concrètes de cette jurisprudence sont ci-avant développées.

Ensuite, les deux derniers objectifs visés concernent plus particulièrement les modes de gestion contractuelle, en recherchant à être souple sur le périmètre de développements des réseaux ainsi que sur la typologie des abonnés.

Le recours à une **DSP** supposerait d'abord la satisfaction du prérequis de l'identification d'un risque commercial non négligeable qui n'est pas garantie au regard du faible nombre d'abonnés et des limites estimées de développement commercial. Il pourrait ensuite être imaginé le recours à une concession large qui admettrait au fur et à mesure de leur maturité chacun des réseaux.

Étant précisé que cette intégration supposerait toutefois la rédaction d'une clause de réexamen prévoyant des hypothèses « claires, précises et sans équivoque »⁹ de modification de la concession. A défaut, chacun des nouveaux réseaux devrait faire l'objet d'une nouvelle mise en concurrence séparément en contradiction des objectifs d'évolutivité.

Le **MPGP** permettrait à Nantes métropole de confier à un opérateur privé la mission globale de réalisation des travaux et d'exploitation des réseaux de chaleur. Toutefois, l'évolutivité du service devra nécessairement s'inscrire dans le cadre rigide des avenants aux marchés publics.

L'accord-cadre à marchés subséquents permettrait à Nantes métropole d'ajuster la réponse aux besoins des petits réseaux et de séquencer dans le temps la conclusion de chacun des marchés subséquents. Nantes métropole via la structure de portage retenue aurait la possibilité de conclure des marchés subséquents avec un titulaire préalablement sélectionné. La passation desdits marchés pourrait être séquencée afin d'arrêter au préalable les besoins de chacun des petits réseaux.

Le montage mixte associant un marché de travaux et une DSP d'exploitation, vise à réduire la contrainte de rentabilité conditionnant le recours à la DSP. La réalisation de travaux est assumée par la collectivité puis l'exploitation est mise à la charge du délégataire. Ce montage réduit toutefois l'évolutivité du réseau dès lors que le délégataire n'a pas la pleine maîtrise des investissements au fur et à mesure des besoins de commercialisation.

Concrètement, les critères initiaux d'arbitrage permettraient à Nantes métropole de recourir soit à la régie, soit à l'AFUL sous réserve des contraintes ci-avant rappelées. La structure de portage devrait ensuite recourir à un mode de gestion contractuelle sauf exercice en propre de l'activité qui n'apparaît pas aisément réalisable.

Parmi les modes de gestion contractuelle se dégage le montage mixte qui permettrait d'agréger progressivement les réseaux, et de bénéficier au stade de l'exploitation, du transfert du risque au délégataire.

Étant précisé que l'hypothèse du recours à une AFUL imposerait de recourir à une concession simple et ne permettrait pas de recourir à une DSP dès lors que le réseau de chaleur ne serait pas qualifiable de service public.

⁹ R.3135-1 CPP.



(ii) S'agissant des réseaux de taille moyenne, il est précisé que parmi les trois réseaux envisagés :

- deux ont pour caractéristiques de dépendre totalement (ZI de l'aéroport de Bouguenais) ou fortement (ZI du Nord Vertou) du choix d'acteurs privés de s'abonner à un éventuel réseau de chaleur.

Dans cette hypothèse, les acteurs privés ne seraient a priori pas contraints de s'abonner aux nouveaux réseaux. Aussi, une concertation en amont avec ces acteurs privés serait nécessaire pour s'assurer de la viabilité de ces projets de réseaux. Quoi qu'il en soit, il existerait un risque économique du fait de cette dépendance.

- le troisième réseau, le réseau Nord de Nantes/Sud de Carquefou, est celui dont le projet est le plus abouti.

Ensuite, la solution contractuelle à privilégier doit prendre en compte les objectifs suivants :

- Transfert du risque / performance commerciale ;
- Prise en charge des investissements ;
- Durée de passation ;
- Facilité de gestion.

A titre préliminaire, il est rappelé qu'au regard de l'absence de volonté de Nantes métropole de réunir ces trois réseaux au sein d'une structure de portage unique, l'analyse sera en conséquence centrée sur le mode de gestion contractuelle le plus adapté.

Le recours à une DSP permet de faire supporter le risque d'exploitation par le délégataire. Par ailleurs, la DSP a pour effet d'inciter le délégataire à exploiter efficacement le service, dans la mesure où, s'étant engagé sur un niveau de recettes, le fait de ne pas exploiter convenablement le service pourrait avoir pour effet de limiter les recettes perçues ou d'augmenter les charges, et donc ne pas lui permettre de dégager une marge bénéficiaire.

Les investissements sont pris en charge par le concessionnaire avec possibilité d'étaler le paiement de ceux-ci sur la durée du contrat. Compte tenu du montant estimé à 30 millions d'euros des investissements pour le réseau Nord de Nantes/Sud de Carquefou et du souhait d'une externalisation du financement desdits investissements, la DSP apparaît être la solution la plus adaptée.

La durée de passation d'une DSP est relativement longue (en moyenne 12 à 18 mois), toutefois il s'agit d'une procédure classique et maîtrisée.

Enfin, la collectivité pourra bénéficier dans le cadre d'un contrat global de l'expérience et du savoir-faire d'un opérateur spécialisé lequel assure la gestion à ses risques et périls (risque industriel lié à la maîtrise d'ouvrage, risque d'interférence entre la construction et l'exploitation, risques commerciaux de l'exploitation)

Le recours au MPGP incite à la performance du titulaire dès lors qu'une partie de sa rémunération dépend desdites performances. Toutefois il implique que le risque d'exploitation soit majoritairement supporté par Nantes métropole quand bien même une partie de la rémunération du titulaire pourra être diminuée si les performances ne sont pas atteintes.



Le coût des travaux sera réglé par Nantes métropole au fur et à mesure de la réalisation et jusqu'à la réception. Il n'y a donc pas de financement des investissements par le titulaire. Ce montage n'apparaît donc pas adapté au regard des besoins d'investissement du réseau Nord de Nantes/Sud de Carquefou.

La complexité dans l'élaboration du MPGP se répercute dans le délai de passation qui peut être estimé à 12 mois.

Le MPGP présente l'avantage d'un contrat global toutefois le suivi du contrat présente une certaine complexité. Par ailleurs, la collectivité serait responsable envers les usagers du service et les tiers au titre de l'exploitation du réseau.

L'exploitation du réseau dans le cadre d'un **montage mixte, composé d'un marché public de travaux et d'une concession pour l'exploitation**, présente d'emblée l'inconvénient de faire peser les besoins d'investissement sur la Métropole.

En outre, l'inconvénient inhérent à tout type de marché, à savoir l'absence de transfert de risque, s'ajouterait à un risque d'interface fort entre le concessionnaire (i) et le titulaire du marché de travaux (ii), qui pourrait fragiliser Nantes métropole en cas de difficultés pour l'exploitant à remplir ses objectifs de performance.

Le recours à l'**accord-cadre à marchés subséquents** ne répond pas aux critères initiaux de la Métropole dès lors que ce montage n'est pas adapté au besoin de la construction et de la gestion d'un réseau de chaleur unique.

Concrètement, les critères initiaux d'arbitrage permettraient à Nantes métropole de recourir à une DSP. La gestion concédée répond aux attentes de Nantes métropole en termes de transfert de risque / performance commerciale et de prise en charge des investissements, ces derniers étant majoritairement transférés au concessionnaire.

Leur gestion est ainsi confiée, par l'intermédiaire d'une DSP, à une société détentrice d'outils performants pour gérer ces activités dans un cadre concurrentiel.



6.4 L'export de chaleur

Dans le cadre du développement des réseaux de chaleur existants, en contrat de Délégation de Service Public, il est envisagé de réaliser de l'export de chaleur, en dehors des périmètres des réseaux Centre Loire et Nord Chézine.

6.4.1 L'export de chaleur sur Centre Loire

LES LIMITES DE L'EXPORT

En droit, l'autorisation d'export est encadrée. Cette limitation est justifiée au regard de la jurisprudence administrative qui autorise l'exercice de missions annexes par le titulaire d'une délégation de service public, à condition qu'elle soit le « *complément normal de sa mission principale* ».

À cet égard, la Cour administrative d'appel de Paris (CAA Paris, 10 juillet 2013, req. n°01PA02303) a affirmé qu'une collectivité **ne saurait légalement**, dans le cadre d'un contrat de délégation de service public portant sur la restauration municipale, autoriser le délégataire à dimensionner la cuisine centrale de telle sorte qu'il puisse assurer une activité de restauration collective au profit d'usagers de communes tiers **dans une proportion de l'ordre de 50%** (in « *DSP : le principe de spécialité face à l'exercice d'activités complémentaires* », P. Pintat et Mathieu Noel, Revue Contrats Publics – Décembre 2003) :

« Considérant que suivant l'article L. 121-6 du code des communes alors applicable, le conseil municipal règle par ses délibérations les affaires de la commune ; que si, en vertu de ces dispositions, il n'appartient pas au maire, de confier à une personne privée, par un contrat dont le conseil municipal a autorisé la signature, des missions ne présentant pas un caractère d'intérêt communal, ni ces dispositions ni le principe de la liberté du commerce et de l'industrie, ni aucun autre texte ou principe général ne s'opposent à ce que le titulaire d'une délégation de service public soit le cas échéant autorisé par la collectivité délégante à exercer de telles missions à la condition qu'elles soient le complément normal de sa mission principale et qu'elles soient à la fois d'intérêt général et utiles à la commune ;

Considérant qu'en vertu des stipulations de son article 4, le contrat de concession du 12 février 1993 a confié à la SOCIETE SOGERES la construction d'une cuisine centrale apte à fournir 4 000 repas par jour, soit le double des besoins initialement estimés par la commune d'Yerres lors de la consultation restreinte de cinq entreprises préalable au choix du concessionnaire ; que, quelle que soit la surface utile de l'ouvrage à construire, la capacité de production définie par ces stipulations excédait largement les besoins de la collectivité délégante ; qu'il ne résulte pas de l'instruction qu'elle répondait à une augmentation prévisible, sur la durée du contrat, des besoins de la collectivité en matière de restauration scolaire et de restauration collective du personnel communal ; que, par l'article 9 du même contrat, la commune d'Yerres autorise la SOCIETE SOGERES à utiliser les locaux et matériels de la future cuisine centrale en vue de la préparation de repas pour d'autres collectivités publiques, associations ou toute personne morale ou physique, en contrepartie du versement à la collectivité de redevances fixées à 1,70 F au couvert minimum pour lesquelles l'annexe 3 à l'avenant n° 1 du 27 octobre 1993 a prévu une formule de révision de prix ; que bien que le troisième alinéa de cet article 9 stipule que cette activité ne peut en tout état de cause que présenter un caractère secondaire par rapport à l'activité principale faisant l'objet du contrat, elle ne peut être regardée, eu égard à l'économie générale du contrat qui permet le cas échéant au concessionnaire de produire pour sa propre clientèle un nombre de repas par jour proche du nombre de repas servis aux usagers du service communal de restauration collective, comme le complément normal de l'exécution de ce service public ; que si la société requérante fait valoir



que ses clients extérieurs étaient des collectivités locales, au nombre desquels figure la commune voisine d'Epinay-sous-Sénart, son activité complémentaire n'était pas susceptible de se rattacher, contrairement à ce qu'elle prétend, à un projet de coopération intercommunale en matière de restauration scolaire, auquel avait renoncé en fait la commune d'Epinay-sous-Sénart ; »

Le Tribunal administratif de Rennes (TA de Rennes, 31 août 2012, n° 1103694) a **également annulé** une convention de délégation de service public autorisant le traitement de déchets issus de collectivités tiers au Déléataire, et représentant **41% des recettes totales prévisionnelles**.

« Considérant, d'autre part, qu'il résulte de l'instruction que la convention de délégation de service public confie à l'attributaire outre l'exploitation du centre de traitement-valorisation-transfert des déchets ménagers et assimilés situé sur le parc industriel des Châtelets à Ploufragan,, la réalisation de l'ensemble des études nécessaires à la conception, la construction, le financement et l'exploitation à ses risques et périls d'une unité de préparation des déchets d'une capacité minimum de 33 000 tonnes par an d'ordures ménagères résiduelles (OMR) permettant de séparer les OMR et les bio-déchets souillés en trois flux (fraction fermentescible pour une valorisation organique, déchets recyclables pour une valorisation matière, refus en vue d'un traitement ultérieur adapté), d'une unité de « valorisation organique » d'une capacité de 45 000 tonnes par an incluant une installation de méthanisation et de compostage afin de traiter la fraction fermentescible extraite des OMR et des bio-déchets souillés, les bio-déchets propres ainsi que les déchets vers et des algues, d'une unité de transfert de déchets industriels et commerciaux banals (DICB), de déchets de bois et d'encombrants d'une capacité minimum de 30 000 tonnes par an, d'une unité de « bois-énergie » permettant la production de bois-énergie à partir du criblage des déchets verts et des déchets de bois-biomasse ; qu'il ressort également de l'article 1^{er} de ce contrat qu'au titre des activités accessoires et pour la valorisation des encombrants/DICB et de certains refus d'OMR, les différentes unités mentionnées plus haut sont complétées par la réalisation d'une unité de fabrication de combustibles solides de récupération (CSR) permettant la valorisation de refus issus de l'unité de préparation et/ou de déchets réceptionnés sur le site sous la forme de CSR ; qu'il résulte encore de l'instruction que 41% des recettes totales prévisionnelles proviendraient de déchets issus de collectivités tiers au syndicat, tandis qu'environ la moitié des 2 millions de tonnes qu'il est prévu de traiter sur la durée d'exploitation prévue au contrat, soit 18 an, proviendrait également de tiers au SMICTOM ; que l'activité générée par des apports extérieurs conduit le SMICTOM à prendre en charge dans ses installations une part importante de déchets extérieurs à son périmètre statutaire en méconnaissance du principe de spécialité territoriale des établissements publics.

Considérant qu'il résulte de ce qui précède et (...) ainsi que le demande le PREFET DES COTES D'ARMOR d'annuler dans son intégralité la convention de délégation de service public pour l'exploitation et l'adaptation du centre de traitement (...).

Des jurisprudences ont pu valider des activités annexes représentant un pourcentage moindre. Dans une décision du 7 février 2013, le Tribunal administratif de Nîmes a estimé **qu'une activité extérieure représentant 35% de l'activités des installations concédées conserve un caractère accessoire** :

« qu'en tout état de cause, l'autorisation d'une production de repas à des tiers à hauteur de 35% de l'activité des installations concédées n'est pas de nature, à elle seule, à remettre en cause le caractère accessoire de cette activité par rapport à l'objet de la délégation dont elle constitue le complément normal, pas plus que le critère d'intérêt général et d'utilité pour la commune auquel elle répond ; qu'il ne ressort pas de l'instruction que la commune aurait cessé de percevoir une redevance par repas produit pour le compte de tiers ni d'en agréer au préalable les bénéficiaires ; que, dans ces conditions, la société requérante n'est, en tout état de cause, pas fondée à



soutenir que la commune d'Avignon aurait contrevenu aux règles de mise en concurrence attachées aux délégations de service public en adoptant un avenant bouleversant l'économie du contrat ; (TA Nîmes, 7 févr. 2013, n° 1102644)

Au regard des jurisprudences susvisées, il est certain qu'une limitation de l'exportation de chaleur portée à 40% engendrerait un risque en cas de contentieux.

Une augmentation de l'export oscillant entre 10 et 30%, bien qu'elle reste dans les limites du raisonnable, ne présente pas de garantie de légalité.

ENCADREMENT DE L'EXPORT

L'article 10.1 du contrat de la DSP prévoit que le dépassement des quantités de chaleur exportées, représentant 10 % des quantités vendues par le service à l'intérieur du périmètre, « **ouvrira droit à révision de la rémunération prévue en application de l'Article 65 ci-après** ».

L'article 65 stipule d'un réexamen commun des parties en cas de dépassement du seuil des 10%, et prévoit le recours à une commission *ad hoc* en cas d'absence d'accord intervenu dans les trois mois à compter l'introduction d'une demande de révision :

« *Le risque économique du contrat est supporté par le DÉLÉGATAIRE.*

Cependant, pour tenir compte de l'évolution des conditions économiques et techniques, et pour s'assurer que les formules d'indexation sont bien représentatives des coûts réels, le niveau des tarifs du DÉLÉGATAIRE, d'une part, et la composition des formules de variation y compris les parties fixes, d'autre part, sont soumis à réexamen en vue de leur hausse ou de leur baisse selon des modalités définies d'un commun accord, sur production par le DÉLÉGATAIRE des justifications nécessaires et notamment des comptes d'exploitation, dans les cas suivants :

- en cas d'augmentation des quantités de chaleur exportées, représentant au moins dix pour cent (10 %) des quantités vendues par le service à l'intérieur du périmètre de la concession ;

La procédure de révision des conditions économiques de la délégation n'entraîne pas l'interruption du jeu normal des formules de variation, qui continueront à être appliquées jusqu'à l'achèvement de la procédure.

Si, dans les trois mois à compter de la date de la demande de révision présentée par l'une des parties, un accord n'est pas intervenu, il sera procédé à cette révision par une commission composée de trois membres dont l'un sera désigné par le DELEGANT, l'autre par le DÉLÉGATAIRE et le troisième par les deux premiers.

En cas d'échec de la tentative de conciliation, la juridiction compétente sera éventuellement saisie à l'initiative de la partie la plus diligente. »

Concrètement, le dépassement du seuil des 10 % donne droit à la passation d'un avenant pour la révision de la rémunération du titulaire.



VENTE DE CHALEUR ENTRE RESEAUX

L'exportation désigne de la vente de chaleur en dehors du périmètre.

L'article 10.1 prévoit que l'**exportation** s'entend comme la vente de chaleur « à des consommateurs en dehors du périmètre délégué » :

« A la condition expresse que toutes les obligations du contrat soient remplies, et sur accord express du DELEGANT, le DÉLÉGATAIRE pourra être autorisé à utiliser les ouvrages délégués pour vendre de l'énergie calorifique à des consommateurs situés en dehors du périmètre délégué. [...] »

Dès lors, dans le cas d'une vente de chaleur entre réseaux, le régime contractuel de l'exportation ne semble pas pouvoir être contourné, ni par un statut spécifique de l'abonné situé en dehors du périmètre délégué, ni par le déplacement du lieu de livraison de la chaleur exportée à l'intérieur du périmètre.

Aussi, la vente de chaleur à un autre réseau constitue de l'export.

LA QUANTITE D'EXPORT PREVISIONNELLE – CENTRE LOIRE

- Raisonnement suivant les quantités de chaleur vendues par année

Source	Périmètre de vente	Quantités vendues par an	% d'export
CEP contrat de base	Intérieur périmètre DSP	390 000 MWh	-
Présente étude	Intérieur périmètre DSP	310 000 MWh	-
Chaleur vendue à date	Intérieur périmètre DSP	256 341 MWh	-
Chaleur vendue à date	Export actuel	5 000 MWh	1,98 %
Présente étude	Export Doulon	9 200 MWh	3,59 %
Présente étude	Export Bellevue	25 000 MWh	9,75 %
Présente étude	Export Nord de Nantes	32 700 MWh	12,76 %
TOTAL EXPORT		72 000 MWh	28,1 %

- Raisonnement suivant les recettes globales sur la durée du contrat (contrainte fixée par la jurisprudence)

Source	Périmètre de vente	CA global sur la durée de la DSP	Période considérée	Date de valeur	% d'export
CEP contrat de base	Intérieur périmètre DSP	402 M€	De 2012 à 2032	2011	-
Cogénérations	Ventes d'électricité	80 M€	De 2017 à 2030	2020	19,9 %
Présente étude	Export Doulon	6,5 M€	De 2024 à 2032	2018	1,6 %
Présente étude	Export Bellevue	5,8 M€	De 2025 à 2032	2018	1,4 %
Présente étude	Export Nord de Nantes	15,9 M€	De 2026 à 2032	2018	3,9 %
TOTAL EXPORT		28 M€			7,0 %



EXCLUSION DES COGENERATIONS POUR LE CALCUL DE LA LIMITE

En droit, l'article L. 1411-2 CGCT dispose qu'une délégation de service public (ci-après « DSP ») ne saurait inclure d'activité étrangère à son objet :

« Les conventions de délégation de service public ne peuvent contenir de clauses par lesquelles le délégataire prend à sa charge l'exécution de services ou de paiements étrangers à l'objet de la délégation »

Il convient de cependant de distinguer la légalité de l'objet de la DSP (i) de la faculté du délégataire d'entreprendre des activités annexes (ii).

- (i) S'agissant de la légalité de l'objet de la délégation, le juge vérifie que *« les activités déléguées constituent l'exécution de tout ou partie d'un service public et, pour celles qui n'ont pas ce caractère, qu'elles sont le complément normal et nécessaire de l'exécution du service public délégué »* (Conclusion du rapporteur public, CE, 21 septembre 2016, n°399656) ;

L'objet de la DSP ne doit **pas inclure d'activités, principales ou annexes, qui soient sans rapport avec le service public délégué.**

- (ii) S'agissant de la faculté du délégataire d'entreprendre des activités annexes, il de jurisprudence constante que le titulaire d'une délégation de service public peut être autorisé par le contrat de délégation à exercer des activités annexes à condition que ces activités soient le complément normal de sa mission principale (CAA Paris, 10 juill. 2003, *Sté Sogères c/ Cne de Yerres*, n° 01PA2303: *Dr. adm.* 2003, n° 44, note Ménéménis)

En ce sens, la jurisprudence du Conseil d'État précise qu'il n'existe pas d'obstacle à la mise à la charge du titulaire de prestations accessoires, lesquelles **demeurent à l'initiative dudit titulaire** :

« Considérant, en quatrième lieu, que l'article L. 1411-2 du code général des collectivités territoriales dispose que : « (...) les conventions de délégation de service public ne peuvent contenir de clauses par lesquelles le délégataire prend à sa charge l'exécution de services ou de paiements étrangers à l'objet de la délégation » ; que ces dispositions ne font pas obstacle à ce qu'une convention de délégation de service public mette à la charge du cocontractant des prestations accessoires dès lors qu'elles présentent un caractère complémentaire à l'objet de la délégation ; que la cour, par une appréciation souveraine, ayant estimé que l'activité hôtelière permise par la délégation, en complément de l'exploitation du casino, présentait un caractère accessoire à l'activité de jeux, elle n'a pas, en conséquence, commis d'erreur de droit en jugeant que la délégation litigieuse ne méconnaissait pas les dispositions de l'article L. 1411-2 du code général des collectivités territoriales ; (CE, 19 mars 2012, n°341562 ; CE, 21 septembre 2016, n°399656) »

Dans cette affaire, la délégation visait le financement, la construction et l'exploitation d'un casino et les candidats **avaient la faculté d'ajouter, « à titre accessoire, le financement, la construction et l'exploitation conjointe d'un établissement hôtelier »** (CAA Douai, 11 mai 2010, n° 08DA0010).

Il peut en être déduit que le caractère annexe de l'activité tient :

- à la distinction de ladite activité avec l'activité principale ;
- à la faculté laissée au titulaire de l'exercer, ou non, et ce par opposition à l'activité principale.



En l'espèce, les avenants 3 et 4 de la DSP stipulent la mise en place d'équipements de cogénération, conformément à l'article 19.2 relatif aux travaux non programmés.

La réalisation de ces travaux correspond aux activités principales du Déléataire énumérées à l'article 3.1 de la DSP :

« Le DELEGATAIRE du service de production et de distribution publique de chaleur s'engage à l'intérieur du périmètre de la délégation à assurer en particulier : [...] – l'exploitation à ses frais et risques de l'ensemble des équipements et ouvrages servant de support à la fourniture du service public dans le cadre de la présente délégation avec, sous sa responsabilité, la gestion d'énergie, la conduite, l'entretien et le maintenance ainsi que les travaux de renouvellement des dits ouvrages ; »

Au surplus, il est bien précisé par chacun des avenants que les équipements de cogénération sont des biens de retour.

Il s'en suit que :

- la cogénération est qualifiable d'activité principale ;
- la cogénération n'a pas, en conséquence, à être comptabilisée dans l'évaluation du volume des activités annexes.

SYNTHESE

En suivant les limites d'export fixées par Nantes Métropole dans le contrat de DSP, le seuil des 10% est dépassé en cas d'export sur :

- Doulon + Bellevue,
- Nord de Nantes seul.

Et peut ouvrir droit à renégociation pour ERENA.

En suivant les contraintes fixées par la jurisprudence, le seuil d'export reste inférieur à 10% du CA prévisionnel.

NB : La question du contrôle du volume des activités annexes, ici de l'export, est distincte de celle des conditions de passation d'un avenant.

Sur ce dernier point, la réalisation d'un avenant devrait s'inscrire dans l'un des six cas énumérés par l'article L.3135-1 du CCP.

S'agissant de la mise en œuvre de la clause de réexamen, l'hypothèse à privilégier serait celle des modifications « *prévues dans les documents contractuels initiaux* ».

L'article R. 3135-1 du CCP précise que les modifications envisagées doivent être « *claires, précises et sans équivoque* ».

En l'espèce, l'article 65 de la DSP dispose précisément :

- (i) qu'en cas de dépassement du seuil contractuel dès 10% d'export ;
- (ii) les parties peuvent se réunir pour un réexamen à la hausse ou à la baisse du « *niveau des tarifs du DÉLÉGATAIRE* » et de « *la composition des formules de variation y compris les parties fixes* » ;
- (iii) selon des modalités définies « *d'un commun accord* », et en cas de désaccord selon la procédure stipulée.



6.4.2 L'export de chaleur sur Nord Chézine

LE PLAFOND DE L'EXPORT

Nantes Métropole a décidé de limiter l'export de chaleur dans le contrat à une proportion « raisonnable » estimée à 10%, afin, notamment, que cette activité puisse être considérée comme « *le complément normal de la mission principale* » confiée au titulaire de la délégation de service public.

À cet égard, l'article 12.1 de la DSP précise que ces 10 % sont appréciés au regard des « *quantités vendues par le service à l'intérieur du périmètre de la délégation* » :

« A la condition expresse que toutes les obligations de la Convention soient remplies et après accord du DELEGANT, le TITULAIRE pourra être autorisé à utiliser les ouvrages délégués pour vendre de l'énergie calorifique à des consommateurs situés en dehors du périmètre délégué.

Cette autorisation est notamment subordonnée à la condition que le TITULAIRE est tenu, pour ces fournitures en dehors du périmètre délégué, de réserver les droits du DELEGANT en cas de retour des installations, soit en fin de délégation soit par rachat ou déchéance.

Toutefois, il ne devra résulter de cette exportation aucun inconvénient pour le bon fonctionnement de la présente délégation. Sous réserve des dispositions qui précèdent, toute augmentation des quantités de chaleur exportées, représentant au moins dix pour cent (10 %) des quantités vendues par le service à l'intérieur du périmètre de la délégation, pourra ouvrir droit à révision de la rémunération prévue en application de l'Article 67 ci-après.» (article 12.1 de la DSP)

ENCADREMENT DU DEPASSEMENT DU SEUIL AUTORISE

L'article 12.1 de la DSP stipule que « ***tout augmentation des quantités de chaleur exportées, représentant au moins dix pour cent (10%) des quantités vendues par le service à l'intérieur du périmètre de la délégation, pourra ouvrir droit à la révision de la rémunération prévue en application de l'Article 67 ci-après.*** ».

L'article 67 stipule d'un réexamen commun des parties en cas de dépassement du seuil des 10%, et prévoit le recours à une commission *ad hoc* en cas d'absence d'accord intervenu dans les trois mois à compter l'introduction d'une demande de révision :

« Le risque économique de la Convention est supporté par le TITULAIRE.

Cependant pour tenir compte de l'évolution des conditions économiques et techniques, et pour s'assurer que les formules d'indexation sont bien représentatives des coûts réels, le niveau des tarifs du TITULAIRE, d'une part, et la composition des formules de variation y compris les parties fixes, d'autre part, sont soumis à réexamen en vue de leur hausse ou de leur baisse selon des modalités définies d'un commun accord, sur production par le TITULAIRE des justifications nécessaires et notamment des comptes d'exploitation, dans les cas suivants :

[...]

- *En cas d'augmentation des quantités de chaleur exportées, représentant au moins dix pour cent (10%) des quantités vendues par le service à l'intérieur du périmètre de la concession.*

[...]



La procédure de révision des conditions économiques de la délégation n'entraîne pas l'interruption du jeu normal des formules de variation, qui continueront à être appliquées jusqu'à l'achèvement de la procédure.

Si, dans les trois mois à compter de la date de la demande de révision présentée par l'une des parties, un accord n'est pas intervenu, il sera procédé à cette révision par une commission composée de trois membres dont l'un sera désigné par le DELEGANT, l'autre par le TITULAIRE et le troisième par les deux premiers.

En cas d'échec de la tentative de conciliation, la juridiction compétente sera éventuellement saisie à l'initiative de la partie la plus diligente. »

Concrètement, le dépassement du seuil des 10 % exige la passation d'un avenant pour la révision de la rémunération du titulaire.

LA QUANTITE D'EXPORT PREVISIONNELLE – NORD CHEZINE

- Raisonnement suivant les quantités de chaleur vendues par année (contrainte fixée par Nantes Métropole)

Source	Périmètre de vente	Quantités vendues par an	% d'export
CEP contrat de base	Intérieur périmètre DSP	87 000 MWh	-
Présente étude	Intérieur périmètre DSP	140 500 MWh (87 000 + 53 500)	-
Chaleur vendue à date	Intérieur périmètre DSP	43 275 MWh	
Présente étude	Couëron + Indre Export	6 250 MWh	14,44 %
Présente étude	Atlantis Export	9 915 MWh	22,91 %
Présente étude	Centre-bourg Saint Herblain Export	6 850 MWh	15,83 %
TOTAL EXPORT		23 000 MWh	53,18 %

- Raisonnement suivant les recettes globales sur la durée du contrat (contrainte fixée par la jurisprudence)

Source	Périmètre de vente	CA global sur la durée de la DSP	Période considérée	Date de valeur	% d'export
CEP contrat de base	Intérieur périmètre DSP	106 M€	De 2017 à 2039	2016	-
Présente étude	Intérieur périmètre DSP	161 M€ (106 + 55)	De 2017 à 2039	2018	-
Présente étude	Couëron + Indre Export	5,7 M€	De 2024 à 2039	2018	3,5 %
Présente étude	Atlantis Export	10,4 M€	De 2023 à 2039	2018	6,4 %
Présente étude	Centre-bourg Saint Herblain Export	7,6 M€	De 2025 à 2039	2018	4,7 %
TOTAL EXPORT		24 M€			14,7 %



SYNTHESE

- En suivant les limites d'export fixées par Nantes Métropole dans le contrat de DSP, le seuil des 10% est dépassé en cas d'export de chaleur sur Couëron, Indre, Atlantis, Saint-Herblain et peut ouvrir droit à renégociation pour NOVAE.
- En suivant les contraintes fixées par la jurisprudence, le seuil d'export reste inférieur à 15% du CA prévisionnel et bien qu'elle reste dans les limites du raisonnable, ne présente pas de garantie de légalité.

NB : La question du contrôle du volume des activités annexes, ici de l'export, est distincte de celle des conditions de passation d'un avenant.

Sur ce dernier point, la réalisation d'un avenant devrait s'inscrire dans l'un des six cas énumérés par l'article L.3135-1 du CCP.

S'agissant de la mise en œuvre de la clause de réexamen, l'hypothèse à privilégier serait celle des modifications « *prévues dans les documents contractuels initiaux* ».

L'article R. 3135-1 du CCP précise que les modifications *envisagées doivent être « claires, précises et sans équivoque »*.

En l'espèce, l'article 67 de la DSP dispose précisément :

- (i) qu'en cas de dépassement du seuil contractuel des 10% d'export ;
- (ii) les parties peuvent se réunir pour un réexamen à la hausse ou à la baisse du « *niveau des tarifs du TITULAIRE* » et de « *la composition des formules de variation y compris les parties fixes* » ;
- (iii) selon des modalités définies « *d'un commun accord* », et en cas de désaccord selon la procédure stipulée.





7. LES INTERCONNEXIONS ENTRE RESEAUX

Cf. Rapport en Annexe 2 : « Interconnexions entre réseaux »

8. LE CLASSEMENT DES RESEAUX DE CHALEUR

Cf. Rapport en Annexe 3 : « Opportunités de Classement »



9. LA PEREQUATION TARIFAIRE

Sur le modèle des réseaux de gaz ou d'électricité, et de manière à créer un service public de chaleur homogène sur l'ensemble du territoire, la péréquation tarifaire est étudiée.

9.1 Le tarif applicable aux usagers doit refléter le coût du service

En droit, la péréquation des tarifs est susceptible d'entrer en contradiction avec le principe selon lequel l'utilisateur ne doit pas prendre en charge des dépenses étrangères au service et exclut donc, de fait, les coûts « étrangers » au service public dont bénéficient les usagers :

« Considérant que, par délibération du 29 octobre 1990, le conseil municipal de Saint-Etienne a adopté les nouveaux tarifs de vente du mètre cube d'eau potable et les annexes tarifaires pour les années 1991 et 1992 ; qu'après avoir retiré cette délibération en tant qu'elle porte sur les tarifs de l'année 1992, le conseil municipal a, le 4 novembre 1991, pris une nouvelle délibération fixant pour l'année 1992 des tarifs identiques à ceux précédemment adoptés ; qu'il ressort tant des débats du conseil municipal que de la présentation des comptes prévisionnels de la régie des eaux que les augmentations de tarifs ainsi adoptées étaient notamment motivées par le souhait qu'une partie des redevances perçues par le service municipal de distribution des eaux puisse être reversée au budget général de la ville afin de couvrir des charges étrangères à la mission dévolue à ce service ; que, dès lors, les délibérations attaquées, qui ont institué des redevances qui ne trouvent pas leur contrepartie directe dans des prestations fournies par le service public municipal de distribution de l'eau, étaient entachées d'une erreur de droit ; que, par suite, la ville de Saint-Etienne et la société stéphanoise des eaux ne sont pas fondées à se plaindre que, par le jugement attaqué, le tribunal administratif a annulé la délibération du conseil municipal de Saint-Etienne en date du 29 octobre 1990, en ce qu'elle porte approbation du prix de l'eau et des annexes tarifaires pour 1991, et la délibération du 4 novembre 1992 (CE, 30 septembre 1996, société stéphanoise des eaux n°s 156176 156509, voir également, CE 30 octobre 1996, Mme Wajs, n°s 136071 142688) »

Par ailleurs, l'application de ce principe est illustrée, en matière d'eau et d'assainissement, par l'absence d'imposition immédiate d'un tarif harmonisé suite au transfert obligatoire de ces compétences à compter du 1^{er} janvier 2020.

Au stade du transfert, les établissements publics de coopération intercommunale (ci-après « EPCI ») bénéficiaires se trouvent liés par les contrats souscrits. La multiplicité des conditions initiales d'exécution entraîne nécessairement une disparité des prix sur le territoire communautaire. Le principe d'égalité de traitement des usagers imposerait alors une convergence tarifaire. Pour autant, ni la loi ni le règlement ne prévoient de période maximale pour atteindre une convergence de prix.

En effet, le ministère de l'Intérieur précise que « l'imposition immédiate d'un tarif harmonisé au sein de l'espace communautaire doit être exclue. »¹⁰.

La cause juridique de cette exclusion peut être trouvée dans le principe selon lequel le prix versé par les usagers doit en principe refléter uniquement le coût de ce service public. En outre, la modification unilatérale des tarifs, et donc de la rémunération du titulaire, emporte un droit à indemnisation de ce dernier.

¹⁰ Réponse à la question parlementaire n°6062, 17 avril 2018 JOAN.



Au demeurant, le ministère de la Cohésion des territoires et des relations avec les collectivités territoriales précise que la convergence des tarifs découlerait plus aisément de l'harmonisation des contrats transférés au stade du renouvellement¹¹.

En l'espèce, il semble que certains usagers pourraient remettre en cause le tarif unique envisagé par Nantes métropole en ce qu'il intégrerait des dépenses issues de réseaux auxquels ils ne sont pas raccordés.

Cette question n'a pas encore été traitée spécifiquement par le juge administratif. L'analyse financière de chacun des contrats devrait quoi qu'il en soit déterminer dans quelle mesure une convergence vers un tarif unique serait justifiée.

9.2 Conclusion

La faculté pour Nantes Métropole de mettre en œuvre un tarif unique est limitée :

- par le principe selon lequel le prix versé par les usagers doit en principe refléter uniquement le coût de ce service public, d'une part.

Ledit coût varie en fonction des conditions d'exécution de chacun des contrats actuellement en cours.

Aussi, une convergence tarifaire pourrait être envisagée dans la seule limite d'une justification de l'évolution des tarifs au regard de chacun des contrats.

Cette convergence exige dès lors une analyse financière de chacun des contrats impliqués afin de dégager la possibilité d'un scénario de péréquation.

- par le droit de compensation des titulaires, d'autre part.

En effet, la modification (unilatérale) des tarifs emporterait une modification de la rémunération de chacun des titulaires, lesquels en demanderont la compensation sous réserve d'une acceptation par avenant de ces derniers.

Il s'en suit que la mise en œuvre d'un scénario de convergence tarifaire découlera plus probablement soit d'un renouvellement harmonisé des contrats, soit de la passation d'un contrat unique.

¹¹ Réponse à la question parlementaire n°11118, 9 janvier 2020 JOS.





10. ANNEXE 1 : HYPOTHESES FINANCIERES

10.1 Hypothèses investissements

Prix unitaires canalisations	DN32	DN40	DN50	DN65	DN80	DN100	DN125	DN150	DN200	DN250	DN300	DN350	DN400	Par défaut
Prix unitaire / DN	650,00 €	650,00 €	650,00 €	650,00 €	750,00 €	800,00 €	900,00 €	1 000,00 €	1 100,00 €	1 200,00 €	1 300,00 €	1 400,00 €	1 450,00 €	800,00 €
% marge sécurité et aléas + marge longueur réseau	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Prix unitaire total	682,50 €	682,50 €	682,50 €	682,50 €	787,50 €	840,00 €	945,00 €	1 050,00 €	1 155,00 €	1 260,00 €	1 365,00 €	1 470,00 €	1 522,50 €	840,00 €

Prix unitaire sous-station	Prix unitaire	Marge	Prix total
Prix d'une SST inférieure à 150 kW	23 000,00 €	5%	24 150 €
Prix d'une SST entre 150 kW et 300 kW	26 000,00 €	5%	27 300 €
Prix d'une SST entre 300 kW et 500 kW	29 000,00 €	5%	30 450 €
Prix d'une SST supérieure à 500 kW	34 000,00 €	5%	35 700 €

Prix unitaire travaux spécifiques	Prix passage tramay	Prix passage rivière	Prix passage grande route
Prix unitaire / DN	75 000,00 €	300 000,00 €	150 000,00 €
% marge sécurité	10%	10%	10%
Prix unitaire total	82 500,00 €	330 000,00 €	165 000,00 €



Prix unitaire process bois <1000 kW	700 €/kW
Prix unitaire process bois >1000 kW <3000 kW	600 €/kW
Prix unitaire process bois >3000 kW	550 €/kW
Prix unitaire process gaz	100 €/kW
Prix unitaire bâtiment chaufferie bois	2 000 €/m²
% études / MOE / Assurances	10 %

10.2 Hypothèses charges

Prix de l'énergie	Centre Loire	Bellevue	Nord Chézine	Rezé Château	Nord Nantes / Doulon	Chantrerie	Centres Bourgs
Electricité	80,0 €/HT/MWh élec	80,0 €/HT/MWh élec	80,0 €/HT/MWh élec	85,0 €/HT/MWh élec	80,0 €/HT/MWh élec	85,0 €/HT/MWh élec	90,0 €/HT/MWh élec
Eau	3,0 €/HT/m³	3,0 €/HT/m³	3,0 €/HT/m³	3,0 €/HT/m³	3,0 €/HT/m³	3,0 €/HT/m³	3,0 €/HT/m³
Biomasse	23,8 €/HT/MWh PCI	23,0 €/HT/MWh PCI	24,0 €/HT/MWh PCI	24,0 €/HT/MWh PCI	23,0 €/HT/MWh PCI	23,0 €/HT/MWh PCI	25,0 €/HT/MWh PCI
Gaz	27,0 €/HT/MWh PCS	27,0 €/HT/MWh PCS	27,0 €/HT/MWh PCS	27,0 €/HT/MWh PCS	27,0 €/HT/MWh PCS	27,0 €/HT/MWh PCS	30,0 €/HT/MWh PCS
TICGN	1,27 €/HT/MWh PCS	1,27 €/HT/MWh PCS	8,43 €/HT/MWh PCS	8,43 €/HT/MWh PCS	8,43 €/HT/MWh PCS	8,43 €/HT/MWh PCS	8,43 €/HT/MWh PCS
Quotas CO2	24 €/tonne au-delà de 10 800 tonnes en 2018	17,52 €/tonne au-delà de 3 600 tonnes en 2018					
CTVD Prairie de Mauves	20,8 €/HT/MWh livré	27,8 €/HT/MWh livré	27,8 €/HT/MWh livré	26,0 €/HT/MWh livré	27,8 €/HT/MWh livré		
CTVD Arc En Ciel			22,5 €/HT/MWh livré				25,5 €/HT/MWh livré
CRE		34,0 €/HT/MWh livré	31,0 €/HT/MWh livré				34,0 €/HT/MWh livré



Consommations eau et élec	Centre Loire	Bellevue	Nord Chézine	Rezé Château	Nord Nantes	Chantrerie	Centres Bourgs
Electricité réseau	7,0 kWhe / MWh livré	9,0 kWhe / MWh livré	7,0 kWhe / MWh livré	8,0 kWhe / MWh livré	7,0 kWhe / MWh livré	8,0 kWhe / MWh livré	8,0 kWhe / MWh livré
Electricité biomasse	10,0 kWhe / MWh livré	12,0 kWhe / MWh livré	12,0 kWhe / MWh livré	12,0 kWhe / MWh livré	12,0 kWhe / MWh livré	12,0 kWhe / MWh livré	12,0 kWhe / MWh livré
Echangeur CTVD	2,0 kWhe / MWh livré	2,0 kWhe / MWh livré	2,0 kWhe / MWh livré	2,0 kWhe / MWh livré	2,0 kWhe / MWh livré		
Electricité process gaz	2,0 kWhe / MWh livré	2,0 kWhe / MWh livré	2,0 kWhe / MWh livré	2,0 kWhe / MWh livré	2,0 kWhe / MWh livré	2,0 kWhe / MWh livré	2,0 kWhe / MWh livré
Eau	0,06 m3 / MWh livré	0,06 m3 / MWh livré	0,05 m3 / MWh livré	0,05 m3 / MWh livré	0,05 m3 / MWh livré	0,05 m3 / MWh livré	0,05 m3 / MWh livré
Rendements	Centre Loire	Bellevue	Nord Chézine	Rezé Château	Nord Nantes	Chantrerie	Centres Bourgs
Réseau de distribution	87%	86%	92%	85%	90%	91%	88%
Chaudière biomasse	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
Chaudière gaz	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
P2 entretien courant	Centre Loire	Bellevue	Nord Chézine	Rezé Château	Nord Nantes	Chantrerie	Centres Bourgs
Réseau et sous-stations	3,0 €HT/MWh livré	3,5 €HT/MWh livré	2,0 €HT/MWh livré	2,0 €HT/MWh livré	2,0 €HT/MWh livré	2,0 €HT/MWh livré	2,0 €HT/MWh livré
Gaz	0,5 €HT/MWh livré	0,5 €HT/MWh livré	1,0 €HT/MWh livré	1,0 €HT/MWh livré	1,0 €HT/MWh livré	1,0 €HT/MWh livré	1,0 €HT/MWh livré
Biomasse	10,0 €HT/MWh livré	8,0 €HT/MWh livré	8,0 €HT/MWh livré	8,0 €HT/MWh livré	8,0 €HT/MWh livré	8,0 €HT/MWh livré	8,0 €HT/MWh livré
Echangeurs CTVD	1,0 €HT/MWh livré	1,0 €HT/MWh livré	1,0 €HT/MWh livré	1,0 €HT/MWh livré	1,0 €HT/MWh livré		
Autres frais entretien courant	2,5 €HT/MWh livré	2,5 €HT/MWh livré	3,0 €HT/MWh livré	3,0 €HT/MWh livré	2,5 €HT/MWh livré	3,0 €HT/MWh livré	3,0 €HT/MWh livré





P2 autres charges	Centre Loire	Bellevue	Nord Chézine	Rezé Château	Nord Nantes	Chantrerie	Centres Bourgs
Global	10,0 €HT/MWh livré	8,0 €HT/MWh livré	8,4 €HT/MWh livré	10,0 €HT/MWh livré	7,0 €HT/MWh livré	6,0 €HT/MWh livré	6,0 €HT/MWh livré
Données financières	Centre Loire	Bellevue	Nord Chézine	Rezé Château	Nord Nantes	Chantrerie	Centres Bourgs
Taux d'intérêt	3%	3,0%	3%	3%	3%	3%	3%
Marge P1	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%

