



# GENERiA

la Défense, territoire d'énergies

## Schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid

Avril 2017

Version mise à jour en février 2020



[www.ithermconseil.fr](http://www.ithermconseil.fr)

10 rue de la Sa blière 92 230 GENNEVILLIERS

Tel 01 41 11 97 89 / Fax 01 41 11 91 67

## SOMMAIRE

<b>1. PREAMBULE .....</b>	<b>4</b>
<b>2. DIAGNOSTIC DES RESEAUX .....</b>	<b>5</b>
<b>3. ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE .....</b>	<b>5</b>
3.1. Estimation des besoins en ENR&R.....	6
3.2. Réseaux publics et privés à proximité du réseau.....	8
3.3. Les sources d'énergies renouvelables et de récupération à proximité du réseau .....	9
3.3.1. <i>Energies fatales</i> .....	9
3.3.2. <i>Géothermie</i> .....	14
3.3.3. <i>Biomasse</i> .....	16
3.3.4. <i>Synthèse comparative des solutions envisageables</i> .....	18
<b>4. EVOLUTIONS/DEVELOPPEMENTS ENVISAGES DES RESEAUX.....</b>	<b>19</b>
4.1. Plan de renouveau de la Défense .....	19
4.2. Hypothèses .....	23
4.3. Réseau de chaleur Enertherm .....	23
4.3.1. <i>Consommation de base</i> .....	23
4.3.2. <i>Evolution sur les bâtiments raccordés</i> .....	24
4.3.3. <i>Analyse des possibilités de densification du réseau de chaleur</i> .....	27
4.3.4. <i>Analyse des possibilités d'extension du réseau de chaleur</i> .....	29
4.3.5. <i>Interconnexion avec d'autres réseaux de chaleur</i> .....	33
4.3.6. <i>Emplacement des prospects</i> .....	33
4.4. Réseau de froid SUC.....	37
4.4.1. <i>Consommation de base</i> .....	37
4.4.2. <i>Evolution sur les bâtiments raccordés</i> .....	37
4.4.3. <i>Analyse des possibilités de densification du réseau de froid</i> .....	37
4.4.4. <i>Analyse des possibilités d'extension du réseau</i> .....	38
4.4.5. <i>Interconnexion avec d'autres réseaux</i> .....	38
4.5. Réseau de froid Enertherm.....	38
4.5.1. <i>Consommation de base</i> .....	38
4.5.1. <i>Evolution sur les bâtiments raccordés</i> .....	38
4.5.2. <i>Analyse des possibilités de densification du réseau de froid</i> .....	38
4.5.3. <i>Analyse des possibilités d'extension du réseau</i> .....	41
4.5.4. <i>Interconnexion avec d'autres réseaux</i> .....	41
<b>5. SCENARII DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX.....</b>	<b>41</b>
5.1. Réseau de chaleur .....	41
5.1.1. <i>Scénarii étudiés</i> .....	41
5.1.2. <i>Intégration d'énergies renouvelables et de récupération</i> .....	44
5.2. Réseaux de froid .....	50
5.2.1. <i>Réseau de froid Enertherm</i> .....	50
5.2.2. <i>Réseau de froid SUC</i> .....	50
<b>6. ANALYSE ECONOMIQUE – RESEAU DE CHALEUR.....</b>	<b>51</b>
6.1. Les investissements .....	51
6.1.1. <i>Production</i> .....	51
6.1.2. <i>Distribution</i> .....	51
6.2. Les mécanismes de financement mobilisables.....	53
6.2.1. <i>Les droits de raccordement</i> .....	53
6.2.2. <i>Les subventions</i> .....	54

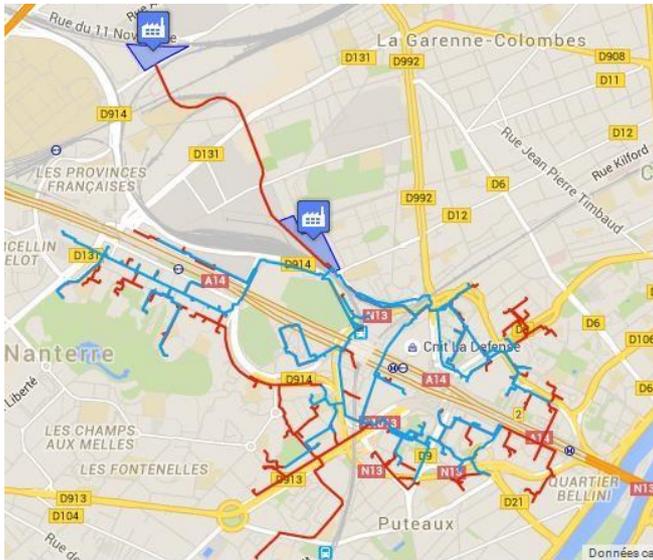
6.2.3. Le financement des investissements à réaliser par le délégataire .....	55
6.3. Les charges d'exploitation .....	55
6.4. Les produits d'exploitation .....	58
6.5. Budget prévisionnel .....	59
6.6. Autres hypothèses économiques.....	59
6.6.1. Hypothèses de projection économiques.....	59
6.6.2. Prix de référence pour la chaleur .....	60
6.6.3. Méthodologie de l'analyse économique .....	60
6.7. Impact tarifaire des scénarios de développement .....	63
6.8. Simulations de sensibilité .....	64
6.9. Synthèse des résultats .....	65
<b>7. EVOLUTION ET INTEGRATION CONTRACTUELLE, POLITIQUE ET JURIDIQUE.....</b>	<b>66</b>
<b>8. SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE, CHOIX DU SCENARIO ET PLAN D'ACTION .....</b>	<b>67</b>
8.1. Synthèse de l'étude .....	67
8.1.1. Réseau de froid Enertherm.....	67
8.1.2. Réseau de froid SUC .....	67
8.1.3. Réseau de chaleur Enertherm .....	68
8.2. Plan d'action .....	70
8.2.1. Réseaux de froid.....	70
8.2.2. Réseau de chaleur .....	70
8.2.3. Planning prévisionnel pour la mise en œuvre de la chaufferie biomasse.....	72
<b>9. ANNEXES.....</b>	<b>74</b>

## 1. PREAMBULE

Le GENERIA (Syndicat mixte de Chauffage Urbain de la Défense) a été créé en 1965 assurer le service public de production et de distribution d'énergie calorifique et frigorifique dans la zone correspondant au périmètre de l'OIN de la Défense.

Le GENERIA gère trois réseaux confiés à deux concessionnaires :

- **ENERTHERM**, qui assure la distribution de chaleur et d'eau glacée à l'Ouest de la Défense.



La production de chaleur est assurée par deux centrales situées à Courbevoie et Nanterre, qui alimentent un réseau d'eau surchauffée.

La production d'eau glacée est assurée par la centrale de Courbevoie.

Une thermo-frigo-pompe permet de produire à la fois de la chaleur et de l'eau glacée. La production de chaleur est complétée par une turbine à gaz, ainsi que des chaudières au gaz naturel et au fioul.

- **SUC**, qui assure la production et la distribution d'eau glacée sur le front de Seine de la Défense ainsi que sur les Villes de Courbevoie et Puteaux via un export de frigorifères vers les réseaux Cenevia et Ciceo.

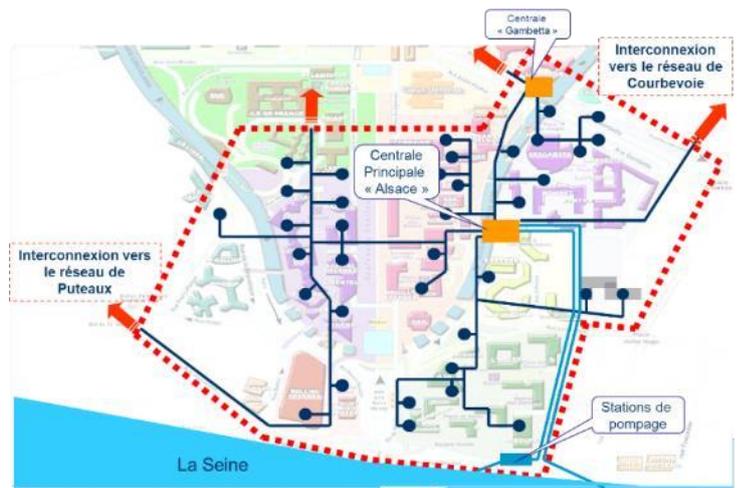
Le maillage des deux réseaux d'eau glacée permet d'assurer la continuité de service en toutes circonstances.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique impose aux collectivités chargées d'un service de distribution de chaleur ou de froid en service au 1<sup>er</sup> janvier 2009 de réaliser un schéma directeur de leur réseau avant le 31 décembre 2018.

Le projet de renouvellement de la Défense a fixé des objectifs ambitieux, qui engendrent une augmentation importante de la densité de bureaux et de logements sur le périmètre confié au GENERIA. Par ailleurs, les différents réseaux alentours font l'objet d'études pour leur évolution dans les années à venir.

Aussi, la réalisation d'un schéma directeur des différents réseaux gérés par le GENERIA s'avère essentielle, afin d'étudier notamment les évolutions possibles du réseau de distribution et les opportunités d'intégration d'énergies renouvelables et/ou d'interconnexion avec les réseaux environnants.

En effet, le quartier de la Défense se situe sur les communes de Courbevoie, Puteaux et Nanterre, et est donc entouré de réseaux de chaleur et de froid existants ou en projet. La présence de différents



réseaux de chaleur indépendants à proximité pose en effet la question des synergies réalisables par les interconnexions existantes entre les communes de Puteaux et Courbevoie.

Le schéma directeur doit permettre de définir un plan d'actions programmé qui intégrera les évolutions des demandes énergétiques, un équilibre et une performance économique pour chacun des acteurs, une performance environnementale grâce au recours majoritaire aux énergies renouvelables et de récupération dans le bouquet énergétique global, tout en proposant des outils juridiques adaptés à la mise en œuvre du projet.

## 2. DIAGNOSTIC DES RESEAUX

Afin de ne pas alourdir le présent rapport, et au vu de la particularité de GENERIA de gérer 3 réseaux, les rapports de diagnostic de chacune des concessions sont présentés en annexes 1 et 2 au présent rapport.

## 3. ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE

Cette phase a pour objet de recenser les énergies renouvelables et de récupération disponibles sur le territoire en vue de sélectionner une source d'énergie privilégiée pour l'alimentation du réseau de chaleur Enertherm.

L'atteinte d'un minimum de 50% d'énergies renouvelables est nécessaire afin de bénéficier de la TVA à taux réduit sur l'ensemble de la tarification d'une part, et de bénéficier de subventions d'autre part.

Par sécurité, la présente étude est axée sur un objectif de 60% d'énergies renouvelables et de récupération.

Le réseau de chaleur Enertherm est déjà équipé d'une installation permettant la récupération d'énergie fatale à hauteur de 26%. En effet, une thermo-frigo-pompe a été mise en place en 2014 en vue de produire à la fois du froid pour le réseau de froid, à hauteur de 7,3 MW, et de la chaleur pour le réseau de chaleur, à hauteur de 11,7 MW.

Les énergies étudiées pour le complément d'énergies renouvelables et de récupération sont les suivantes, par ordre de priorité :

- Energies fatales :
  - Usine d'incinération des ordures ménagères (UIOM)
  - Récupération sur data center
  - Récupération sur eaux usées - Récupération sur le réseau de froid ○
- Géothermie :
  - Géothermie haute énergie
  - Géothermie basse énergie
- Biomasse

Dans cette étude, il sera important de garder à l'esprit deux spécificités du réseau de chaleur Enertherm :

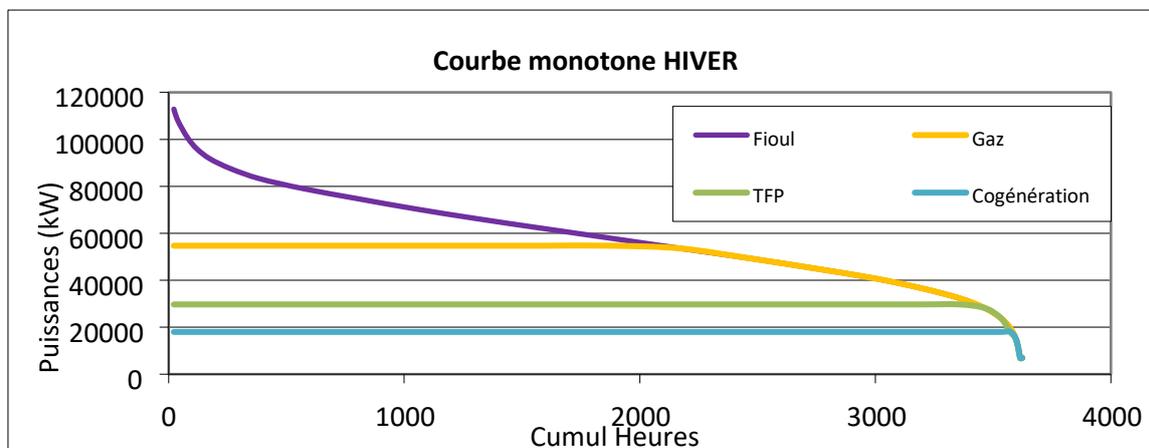
- Sa taille : avec une consommation de référence de 275 GWh livrés (soit 295 GWh produits) pour 2300 DJU, ce réseau représente des besoins très importants en ENR&R et en énergie d'appoint ;

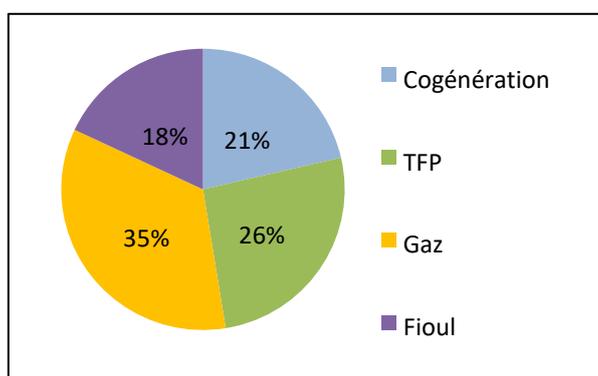
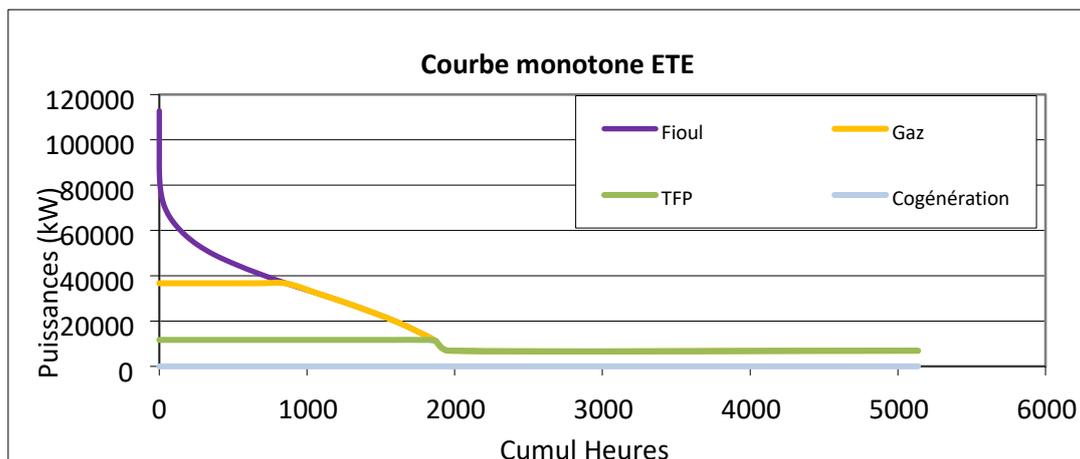
- Ses caractéristiques : le réseau de chaleur fonctionnant aujourd’hui en eau surchauffée, l’alimentation de ce réseau par des énergies basse température n’est pas envisageable.

### 3.1. Estimation des besoins en ENR&R

Le bilan énergétique et la courbe monotone actuels du réseau sont les suivants (simulation théorique) :

MWh produits disponibilité 100%	Cogénération	TFP	Gaz	Fioul	TOTAL
Chaleur produite	62 957	76 711	101 681	53 110	294 459
Couverture	21,4%	26,1%	34,5%	18,0%	
Couverture EnR	0,0%	19,0%	0,0%	0,0%	19%

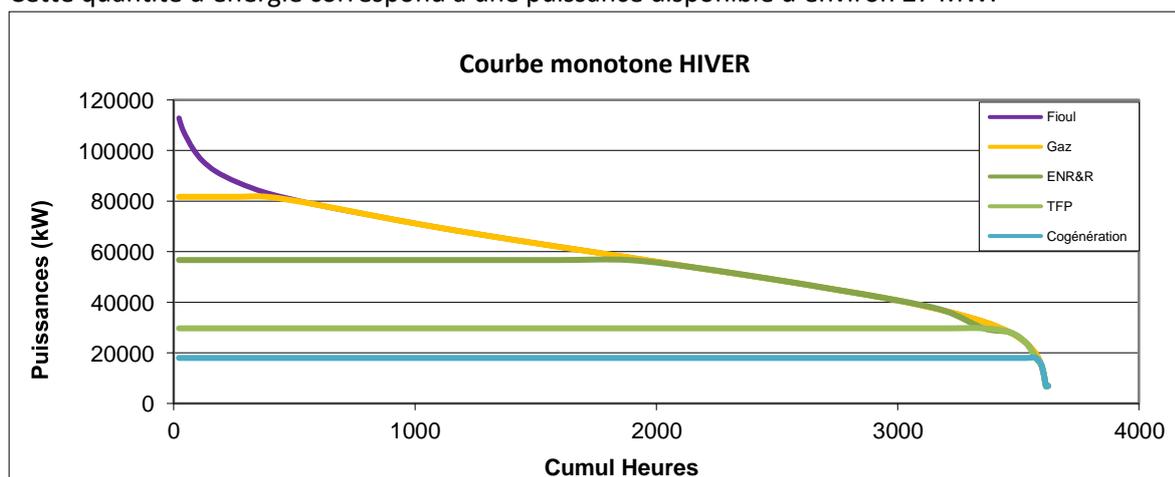


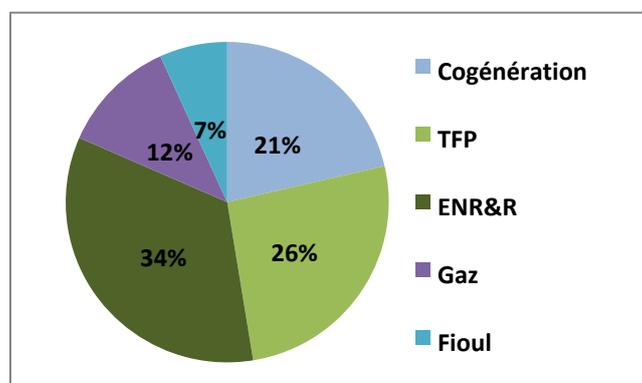
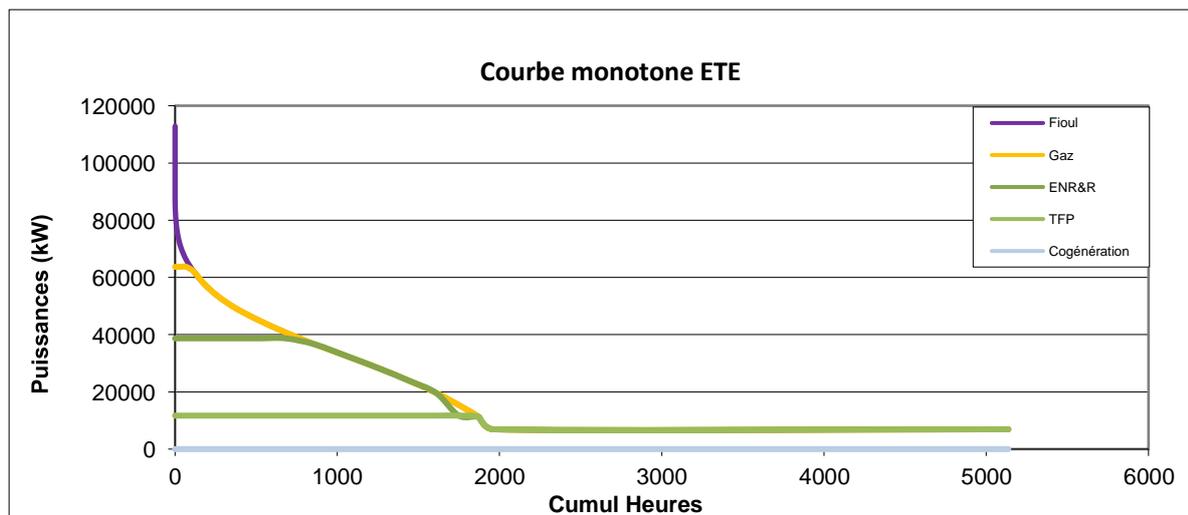


Les besoins totaux actuels sont de 295 MWh et la couverture ENR&R (par la TFP) est de 26% soit 78 GWh.

En vue de couvrir 60% des besoins actuels par des ENR&R, la ou les ressources ENR&R complémentaires devront donc couvrir 34% des besoins soit 100 GWh.

Cette quantité d'énergie correspond à une puissance disponible d'environ 27 MW.





### 3.2. Réseaux publics et privés à proximité du réseau

Le quartier de la Défense se situe sur les communes de Courbevoie, Puteaux et Nanterre, et est donc entouré de réseaux de chaleur :

- A Puteaux, le réseau de chaleur (100% gaz) délégué à CICEO ; - A Nanterre :
  - o le réseau de chaleur de la ZAC Ste Geneviève (récupération sur eaux usées + géothermie + gaz), qui appartient à la Ville ;
  - o le réseau de chaleur de l'éco-quartier Hoche (biomasse + gaz), qui appartient à la Ville ; -
- A Courbevoie, le réseau de chaleur (100% gaz) délégué à Cenevia ;
- Dans le périmètre de la Défense, le réseau technique de l'Université Paris Ouest Nanterre la Défense (100% gaz) ;

Hormis les réseaux de la Ville de Nanterre, tous ces réseaux sont alimentés à 100% par du gaz naturel. Par ailleurs, ils fonctionnent en basse pression et sont de petite taille par rapport au réseau Enertherm. Par conséquent l'alimentation d'Enertherm par ces réseaux n'est pas envisageable.

A l'inverse, le verdissement du réseau de chaleur de GENERIA pourrait profiter aux réseaux voisins. Cette étude inclut donc, dans la partie « Evolutions/développements envisagés du réseau », la possibilité de raccorder les réseaux publics de Courbevoie et Puteaux, ainsi que l'Université et le CASH de Nanterre.

### 3.3. Les sources d'énergies renouvelables et de récupération à proximité du réseau

Dans cette partie, les différentes ressources ENR&R sont listées, dans l'ordre proposé par l'ADEME. Les énergies fatales sont donc étudiées en premier lieu, avant la géothermie puis la biomasse.



#### 3.3.1. Energies fatales

##### 3.3.1.1. Usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM)

La récupération sur UIOM présente de nombreux avantages au vu des besoins du réseau Enertherm :

- Puissance disponible importante
- Chaleur généralement achetée à bas prix
- Chaleur haute température, ce qui est adapté à un réseau eau surchauffée

Cette ressource est donc particulièrement adaptée aux besoins du réseau Enertherm.

La Défense est entourée de 3 usines d'incinération d'ordures ménagères. Celles-ci sont situées à Carrières-sur-Seine, Saint-Ouen et Issy-les-Moulineaux.

- **Carrières-sur-Seine :**

Cette UIOM, gérée par le SITRU (Syndicat Intercommunal pour le Traitement des Résidus Urbains), se situe à environ 6 km (distance minimale estimée) du réseau de chaleur Enertherm.

Elle est utilisée comme source d'énergie de base du réseau de chaleur des villes de Carrières-sur-Seine, Houilles, Montesson et Chatou, géré lui aussi par le SITRU. A ce jour, selon les données ADEME, 150 GWh restent valorisables sur cette usine.

Deux obstacles se présentent pour l'alimentation du réseau Enertherm par cette UIOM :

- Le schéma directeur du réseau de chaleur du SITRU est en cours. Le réseau est assez peu étendu à ce jour puisqu'il comporte 18 sous-stations à Chatou, 8 à Carrières-sur-Seine et 3 à Houilles, pour des besoins de 45 GWh. Il est donc probable que l'étude en cours envisage des extensions importantes du réseau, qui conduiront à un enlèvement de la chaleur de l'UIOM sensiblement plus important qu'aujourd'hui.  
Au vu des besoins très importants d'Enertherm, l'alimentation de 2 réseaux en parallèle pourrait rapidement poser des problèmes de priorité d'alimentation.
- Bien que située à une distance correcte, l'usine est difficile d'accès pour le réseau de chaleur Enertherm. En effet, de nombreux obstacles techniques sont présents entre l'UIOM et le réseau, et notamment 2 bras de Seine, l'autoroute A86, et une voie ferrée.

Pour ces deux raisons, l'alimentation du réseau de chaleur Enertherm par l'UIOM de Carrières-sur-Seine a été écartée.

- **Saint-Ouen :**

Cette UIOM, gérée par le SYCTOM (Agence métropolitaine des déchets ménagers), se situe à environ 8 km (distance minimale estimée) du réseau de chaleur Enertherm.

Elle est utilisée comme source d'énergie du réseau de chaleur de Paris, CPCU. A ce jour, selon les données ADEME, il ne reste pas de potentiel restant valorisable sur cette usine.

Pour cette raison, l'alimentation du réseau de chaleur Enertherm par l'UIOM de Saint-Ouen a été écartée.

- **Issy-les-Moulineaux :**

Cette UIOM, gérée par le SYCTOM (Agence métropolitaine des déchets ménagers), se situe à environ 14 km (distance minimale estimée) du réseau de chaleur Enertherm.

Elle est utilisée comme source d'énergie du réseau de chaleur de Paris, CPCU. A ce jour, selon les données ADEME, il resterait 125 GWh valorisable sur cette usine. Toutefois cette chaleur sera valorisée en priorité pour les besoins de CPCU.

Pour cette raison, ainsi qu'au vu de la distance importante les séparant, l'alimentation du réseau de chaleur Enertherm par l'UIOM d'Issy-les-Moulineaux a été écartée.

### 3.3.1.2. Récupération sur data center

Différents obstacles s'opposent à la récupération de chaleur sur data center au vu des besoins du réseau Enertherm :

- Ce principe entraîne la dépendance à un opérateur industriel, ce qui rend difficile la sécurisation de la ressource dans le temps ;
- Puissance disponible souvent faible à moyenne
- Chaleur basse température, ce qui n'est pas adapté à un réseau eau surchauffée

Cette ressource est donc peu adaptée aux besoins du réseau Enertherm, qui a des besoins haute température. Par ailleurs le GENERIA souhaite être assuré de choisir une ressource viable sur une durée longue, et de ne pas dépendre pour cela d'un opérateur extérieur.

Par ailleurs, certains data centers sur le périmètre de la Défense sont aujourd'hui refroidis par le réseau de froid Enertherm. La récupération de ces calories se fait donc déjà, indirectement, via la thermofrigopompe qui permet de produire à la fois de la chaleur et du froid.

Pour ces raisons, l'alimentation du réseau de chaleur Enertherm par la récupération sur data center a été écartée.

### 3.3.1.3. Récupération sur eaux usées

Différents obstacles s'opposent à la récupération de chaleur sur les réseaux d'eaux usées au vu des besoins du réseau Enertherm :

- Puissance disponible faible ;
- Chaleur basse température, ce qui n'est pas adapté à un réseau eau surchauffée.

Cette ressource est donc peu adaptée aux besoins du réseau Enertherm, qui a des besoins de puissance importants à haute température.

Pour cette raison, l'alimentation du réseau de chaleur Enertherm par la récupération sur eaux usées a été écartée.

### 3.3.1.4. Récupération sur les réseaux de froid

• Sur le réseau Enertherm

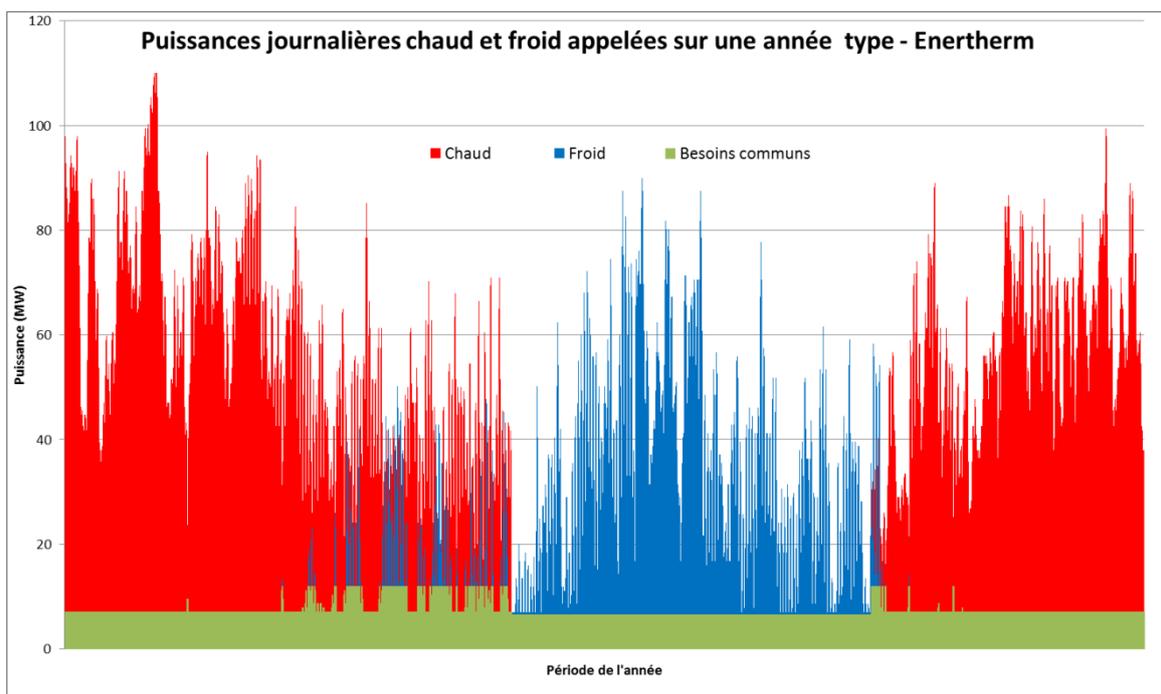
Une thermo-frigo-pompe de puissances de production de 11,7 MW de chaleur et 7,3 MW de froid a été mise en place en 2014.

Ce système permet de produire de la chaleur et du froid simultanément ; la chaleur est considérée à 100% comme une énergie de récupération sur la production de froid.

La difficulté de ce type d'installation consiste à la dimensionner de façon optimale, les besoins en chaleur et en froid n'étant pas coordonnés dans l'année.

Cette thermo-frigo-pompe a été dimensionnée en fonction des talons de besoins de chaleur en été et de froid en hiver. La production de chaleur, qui se fait à moyenne température, sert à préchauffer les retours du réseau de 70 à 90°C.

Schématiquement, les appels de puissance sur l'année peuvent être représentés comme suit :



Le talon commun de puissance, de 7 MW, est représenté en vert.

Le talon de froid hivernal est entièrement couvert par la thermo-frigo-pompe, avec un écrêtage grâce au stockage de glace lorsque nécessaire.

Par ailleurs, dans la réalité, la thermo-frigo-pompe ayant une puissance de production chaud de 12 MW, elle est surpuissante en chaleur l'été puisque les besoins d'ECS sont très faibles sur ce réseau majoritairement tertiaire.

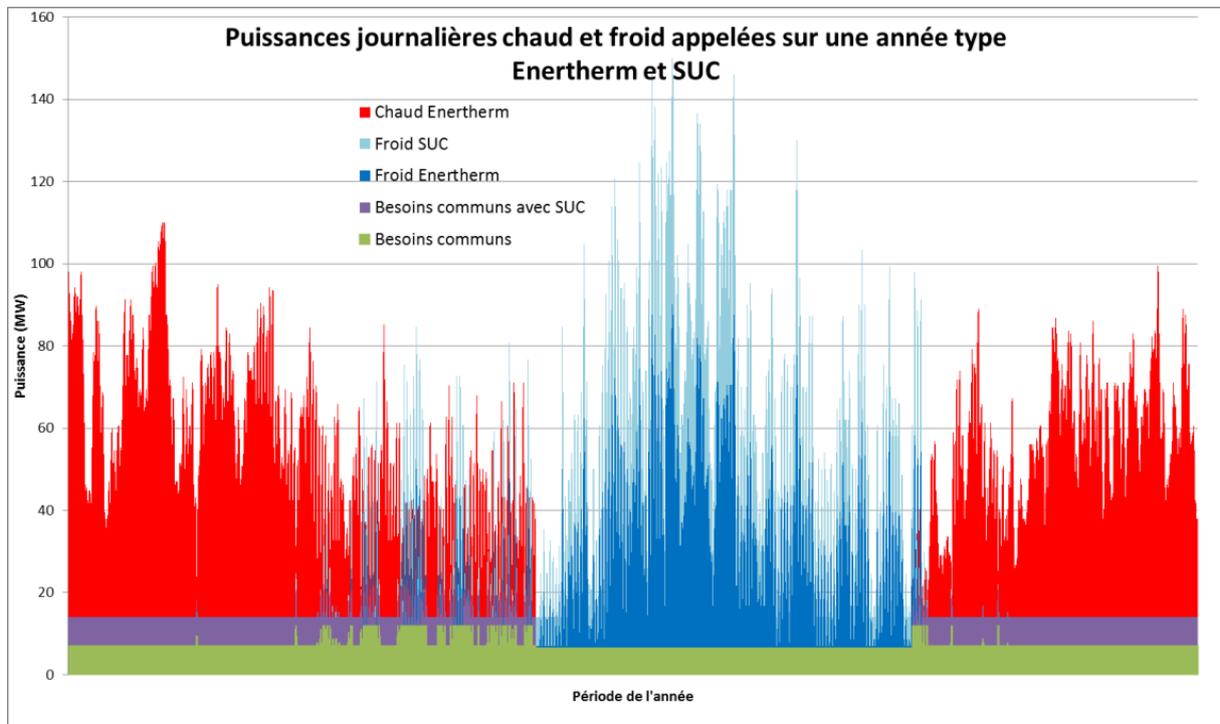
Il apparaît donc que cet équipement est bien voire surdimensionné pour un fonctionnement annuel.

Au vu du coût d'une telle installation et des besoins actuels, il n'est donc pas envisageable d'installer une thermo-frigo-pompe supplémentaire, qui ne fonctionnerait que sur une très courte période de l'année en mi-saison, mais plutôt de favoriser des raccordements supplémentaires en ECS pour améliorer le COP l'été.

• Sur le réseau SUC

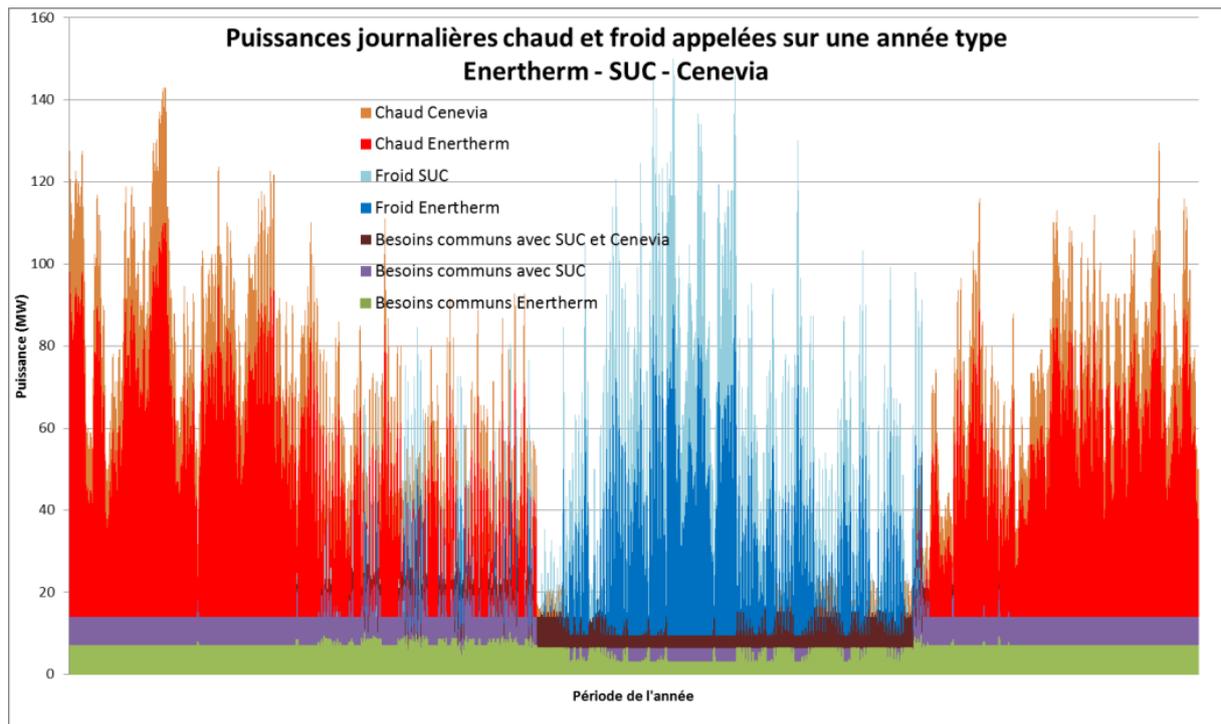
Il peut être envisagé de récupérer de la chaleur sur le réseau de froid « Front de Seine » géré par la SUC.

Le talon de besoins hivernaux du réseau de froid de la SUC est estimé à 7 MW. Le graphe des appels de puissance, avec l'ajout de la puissance dégagée par le réseau SUC, est alors modifié comme suit :



Cette puissance supplémentaire disponible n'est toutefois pas valorisable sur le réseau Enertherm, dont les besoins estivaux et « basse température » sont déjà saturés avec la production de la thermofrigo-pompe.

Cette ressource pourrait toutefois être valorisée sur un autre réseau de chaleur alentour. Au vu de sa proximité par rapport aux installations de production SUC, le réseau de la Ville de Courbevoie pourrait être retenu. Les appels de puissance sont alors représentés comme suit :



Il apparaît qu'il existe une véritable opportunité de récupérer la chaleur issue de la production de froid de la SUC pour alimenter le réseau de chaleur de Courbevoie, qui fonctionne aujourd'hui à 100% au gaz naturel.

Les installations de production de froid de la SUC étant en pleine rénovation, il est difficilement envisageable de mettre en place une thermo-frigo-pompe aujourd'hui. Par ailleurs la SUC, qui est délégataire d'une concession de production et distribution de froid peut difficilement, juridiquement, vendre de la chaleur. Cette récupération pourrait donc être mise en place sur le réseau d'eau de Seine existant qui refroidit les groupes froid en circulant à travers des échangeurs dans les centrales SUC (Alsace et Gambetta).

Une négociation a été engagée entre la Ville de Courbevoie et le GENERIA à ce sujet.

### 3.3.1.5. Récupération sur le tunnel de liaison

Les deux chaufferies d'Enertherm sont reliées par une liaison passant dans un tunnel de 3 mètres de diamètre. La canalisation de liaison est isolée mais émet de la chaleur par déperdition dans le tunnel. Une estimation de la chaleur dégagée a été réalisée afin d'évaluer l'intérêt d'étudier un système de récupération de chaleur dans ce tunnel.

#### Hypothèses :

- Longueur du tunnel : 1.4 km
- Régime de température : 160-90°C
- Puissance maximale passant dans la canalisation : 100 MW
- Diamètre du tunnel : 3 mètres
- Diamètre canalisation : DN300 Il résulte de ce calcul que :
- Pour un isolant en bon état, les pertes thermiques sont estimées à 150 kW ○ Pour un isolant endommagé, les pertes thermiques sont estimées à 450 kW.

Il apparaît donc que la puissance dégagée dans ce tunnel ne présente pas un potentiel intéressant de récupération au vu des besoins de chaleur du réseau Enertherm.

### 3.3.2. Géothermie

#### 3.3.2.1. Géothermie basse énergie

Différents obstacles s'opposent à l'utilisation de la géothermie au vu des besoins du réseau Enertherm :

- Puissance disponible faible ;
- Chaleur basse température, ce qui n'est pas adapté à un réseau eau surchauffée.

En effet, cette ressource est disponible à une température inférieure à 30°C. Elle est donc peu adaptée aux besoins du réseau Enertherm, qui a des besoins de puissance importants à haute température.

Pour cette raison, l'alimentation du réseau de chaleur Enertherm par la géothermie basse énergie a été écartée.

#### 3.3.2.2. Géothermie moyenne énergie (dogger)

Le recensement des forages réalisés sur le territoire (disponible dans l'étude « Les énergies renouvelables pour ENERTHERM et le quartier d'affaires de la Défense » réalisée par l'école des Mines ParisTech pour Enertherm) ainsi que différentes études du BRGM permettent de caractériser les ressources disponibles à la Défense. Celles-ci se trouvent dans deux aquifères : le dogger et le trias.

Leurs caractéristiques sont décrites ci-dessous :

	<b>Dogger</b>	<b>Trias</b>
Profondeur	1400 m ± 100 m	2000 m ± 200 m
Température	55-60°C	85°C ± 5°C
Débit	200 m <sup>3</sup> /h ± 50 m <sup>3</sup> /h	150 m <sup>3</sup> /h ± 50 m <sup>3</sup> /h

Afin d'évaluer la faisabilité technique de l'utilisation de la géothermie comme source d'énergie pour Enertherm, il convient de calculer la puissance valorisable via chacune de ces ressources.

Le dogger étant à une température trop faible à cet endroit, il serait nécessaire de la rehausser avec une pompe à chaleur.

Les calculs ci-dessous sont réalisés avec des valeurs « optimistes » :

	<b>Dogger + PAC</b>	<b>Trias</b>
Débit	250 m <sup>3</sup> /h	150 m <sup>3</sup> /h ± 50 m <sup>3</sup> /h
Température d'exhaure	60°C	85°C

Température de réinjection	35°C	35°C
<b>Puissance max valorisable</b>	<b>7,2 MW</b>	<b>8,7 MW</b>

Il apparait que les puissances valorisables ne sont pas à la hauteur des besoins d'Enertherm et devraient donc être complétés par une autre ressource ENR&R. Or, les investissements pour la mise en œuvre d'un forage géothermique et des équipements annexes représentés sont importants ; les ratios suivants peuvent être établis :

	<b>Dogger + PAC</b>	<b>Trias</b>
<b>Puissance max valorisable</b>	<b>7,2 MW</b>	<b>8,7 MW</b>
<b>Investissement forage + équipements</b>	<b>16 M€</b>	<b>25 M€</b>
	<b>2200 €/kW</b>	<b>2900 €/kW</b>

Au vu des éléments suivants :

- Investissement pour le passage en basse température du réseau de chaleur (hors production) estimé à 15 M€ (cf annexe au rapport d'audit du réseau Enertherm : étude du passage en basse pression du réseau) ;
- Caractéristiques peu favorables de la ressource au dogger sur le territoire ouest-parisien (estimées à 250 m<sup>3</sup>/h et 60°C) et manque de retour d'expérience sur cette zone ;
- Volume du réseau nécessitant la mise en place d'une puissance ENR de l'ordre de 35 MW afin d'atteindre l'objectif de 60% d'ENR, ce qui représenterait 4 à 5 doublets soit un investissement estimé de 60 à 70 M€ (forages + centrale géothermique) ;
- Nécessité pour la mise en place d'un doublet géothermique de disposer d'une surface disponible en phase travaux de l'ordre de 5000 m<sup>2</sup>, et d'une surface en phase exploitation de l'ordre de 1500 m<sup>2</sup> ; soit, pour 4 à 5 doublets, des surfaces estimées de 20 000 m<sup>2</sup> en phase travaux et 6000 m<sup>2</sup> en phase exploitation, en tenant compte d'une mutualisation des surfaces nécessaires et hors centrale géothermique ;
- Difficulté voire impossibilité technique de créer plus de 2 doublets géothermiques sur le même territoire, en raison de l'impact sur la nappe géothermale (surface des « gélules » en sous-sol qui se superposeraient et dégraderaient donc les performances géothermales, en supposant qu'une telle superposition soit autorisée par les pouvoirs publics) ;

La géothermie est une ressource qui n'est pas adaptée au contexte particulier du réseau de chaleur de la Défense.

En effet, les contraintes techniques ne permettant pas de mettre en place la puissance nécessaire en géothermie, il serait impératif de prévoir une solution ENR&R complémentaire, par exemple une chaufferie biomasse, afin d'atteindre le seuil des 60% d'ENR sur le réseau. Une telle solution multiénergies multiplierait donc les postes d'investissements et ne pourrait pas garantir un optimum technico-économique et donc un coût de chaleur supportable par les abonnés.

Pour ces raisons, l'alimentation du réseau de chaleur Enertherm par la géothermie moyenne énergie a été écartée.

### **3.3.3. Biomasse**

#### *3.3.3.1. Ressources à disposition*

Différents types de ressource biomasse existe pour l'alimentation d'un réseau de chaleur :

- Miscanthus ou autre culture énergétique
- Plaquettes forestières
- Pellets ou agropellets
- Biomasse liquide

Les **cultures « énergétiques »**, telles que le **miscanthus**, présentent l'inconvénient d'utiliser des terres agricoles pour la production de combustible. A ce titre, elles ne sont pas encouragées et subventionnées par l'ADEME. Par ailleurs, l'utilisation de ce type de combustible nécessite la création complète d'une filière, les quantités produites à ce jour étant faibles et généralement dédiées à des projets précis. Au vu des besoins du réseau de chaleur Enertherm, ce combustible a donc été écarté.

La **biomasse liquide** est un combustible qui a été proposé par Enertherm, à la suite de négociations avec un fournisseur potentiel, TOTAL. Il s'agit d'essence de pin issue de déchets de papeterie, produite dans le sud de la France. Selon les informations mises à notre disposition, la quantité disponible à ce jour est de 3000 tonnes annuelles. Ses propriétés sont proches de celles du fioul lourd.

En estimant un PCI à 11 kWh/kg, la quantité d'énergie disponible serait donc de 33 GWh PCI, ce qui est insuffisant pour couvrir les besoins en ENR&R du réseau de chaleur Enertherm (environ 100 GWh nécessaires). Par ailleurs, ce combustible n'est à ce jour pas certifié « ENR&R », et son prix est inconnu.

Pour ces différentes raisons, ce combustible a été écarté pour subvenir aux besoins de base en ENR&R d'Enertherm. Toutefois, il pourrait constituer une énergie renouvelable d'appoint, sa mise en œuvre technique étant aisée : en effet, il peut être utilisé sur des installations au fioul lourd avec des adaptations mineures (réglage des brûleurs, adaptation éventuelle du traitement des fumées).

Les **plaquettes forestières, pellets ou agropellets** sont des ressources existantes partout en France en grande quantité, pour lesquelles des filières d'approvisionnement existent et peuvent être utilisées voire développées.

Les **plaquettes forestières** présentent l'inconvénient majeur d'imposer une logistique et des espaces de stockage très importants, de par sa faible densité et son faible pouvoir calorifique (environ 2,5 kWh/kg).

Un projet de création de chaufferie plaquettes a été envisagé sur le site Noël Pons, la chaufferie existante étant entourée par du foncier disponible. Toutefois la logistique nécessaire pour les livraisons de camions étant trop importante, le projet a été écarté.

Au vu de la densité urbaine sur le territoire de la Défense, ce combustible ne paraît donc pas adapté au projet.

Les **pellets ou agropellets** présentent l'avantage d'un encombrement moindre et un PCI élevé (de 4 à 5 kWh/kg). Par conséquent la mise en œuvre d'une production aux pellets peut être envisagée via l'adaptation d'une chaufferie existante, sous réserve de l'existence d'un espace de stockage.

#### *3.3.3.2. Etude de la ressource agropellets*

Enertherm a étudié plus spécifiquement l'alimentation par agropellets. Les documents suivants ont été réalisés par ou pour Enertherm et ont servi de base aux conclusions du présent schéma directeur :

- Etude de gisement paille – réalisée par ARVALIS en décembre 2015
- Plan d'approvisionnement biomasse du réseau de chaleur Enertherm – réalisée par Enertherm en juin 2016
- Courriers d'intention d'approvisionnement de 2 fournisseurs d'agropellets.

Il ressort de ces documents les conclusions suivantes :

- La ressource paille est suffisante dans un rayon de 150 km autour de la Défense, avec une disponibilité de 1 à 1,2 millions de tonnes par an. Cette disponibilité est calculée en prenant en compte de nombreux paramètres tels que la surface et le rendement agricole, mais aussi les besoins pour l'élevage et la fertilité des sols.
- Cette ressource présente une pérennité assurée sur 20 ans, durée de vie estimée de la chaufferie.
- Les besoins de la chaufferie (estimés dans l'étude entre 40 et 45 000 tonnes annuelles) représenteraient 3% de cette ressource.
- Les cendres issues de la combustion pourront être utilisées pour fertiliser les sols agricoles.
- La paille ne peut être utilisée directement comme combustible, son encombrement et les risques d'inflammation étant trop importants. Elle doit donc être conditionnée sous forme d'agropellets.
- Il est proposé de retenir l'agropellets « Calys », qui présente l'avantage d'être certifié. Il est donc disponible chez plusieurs fournisseurs, avec des caractéristiques standardisées et donc une qualité constante. Sa compatibilité avec les chaudières et brûleurs de nombreux fournisseurs est assurée.

Les caractéristiques principales de l'agropellet Calys sont les suivantes :

- PCI  $\geq 4,4$  kWh/kg
  - Humidité  $< 10\%$
  - Teneur en cendres  $< 5\%$
  - Masse volumique  $\geq 650$  kg/m<sup>3</sup>
  - Diamètre de 6 mm  $\pm 1$  mm
- Enertherm a obtenu des intentions d'engagement de 2 fournisseurs d'agropellets Calys : - Alphapellets, qui propose la livraison de 25 000 tonnes par an, en provenance du nord-est de la France, sous réserve d'adaptation de son usine située en Haute Marne (52). Le prix estimé est de 135 € HT/tonne départ usine.
    - Sodem, qui propose la livraison de 15 à 20 000 tonnes par an, en provenance d'Eure et Loir (28), avec un engagement de 10 ans. Le prix estimé est de 130 € HT/tonne livrée sur site par camion.

### 3.3.3.3. Faisabilité technique

Il a été vu ci-dessus que la ressource agropellets est disponible en quantité suffisante.

La mise en œuvre d'une chaufferie biomasse peut se faire sur tous types de réseaux, quel que soit le régime de fonctionnement.

Ce combustible est donc adapté au réseau de chaleur Enertherm, les contraintes principales étant les suivantes :

- Emplacement de la chaufferie ○ Mode d’approvisionnement ○ Espace de stockage.

### 3.3.4. Synthèse comparative des solutions envisageables

	<b>Obstacles à l’utilisation de la ressource</b>	<b>Disponibilité de la ressource</b>	<b>Conclusion</b>
<b>Usines d’Incinération d’Ordures Ménagères</b>	Ressource déjà utilisée par d’autres réseaux ou difficile à amener jusqu’à la Défense	Ressource existante mais déjà utilisée et difficilement valorisable sur la Défense	Ecartée
<b>Récupération sur data center</b>	Ressource non adaptée de par ses caractéristiques (niveaux de température, ressource non pérenne)	Non étudiée	Ecartée
<b>Récupération sur eaux usées</b>	Ressource non adaptée de par ses caractéristiques (niveaux de température, puissances trop faibles)	Non étudiée	Ecartée
<b>Récupération sur les réseaux de froid</b>	Ne peut être valorisée sur le réseau de chaleur Enertherm	Oui sur le réseau SUC	Valorisable sur le réseau de chaleur de Courbevoie par exemple
<b>Récupération sur le tunnel de liaison</b>	Ressource insuffisante	Ressource insuffisante	Ecartée
<b>Géothermie basse énergie</b>	Ressource non adaptée de par ses caractéristiques (niveaux de température, puissances trop faibles)	Oui	Ecartée
<b>Géothermie moyenne énergie</b>	Ressource non adaptée de par ses caractéristiques (puissances trop faibles pour assurer la totalité des besoins ENR&R pour des investissements trop importants)	Oui mais potentiel insuffisant	Ecartée
<b>Plaquettes forestières</b>	Logistique et encombrement trop contraignants (volume de stockage et encombrement des équipements)	Etudiée	Ecartée
<b>Pellets ou agropellets</b>	Coût élevé	45 000 t/an disponibles au total chez 2 fournisseurs	Retenue
<b>Biomasse liquide</b>	Volume disponible trop faible Ressource ENR non certifiée Coût inconnu	3000 t/an	Peut être utilisée comme appoint ENR&R mais non retenue dans la présente étude

## 4. EVOLUTIONS/DEVELOPPEMENTS ENVISAGES DES RESEAUX

### 4.1. Plan de renouveau de la Défense

Les consommations futures des réseaux de chaleur et de froid ont été évaluées à partir du plan de renouveau de la Défense fourni par l'EPADESA.

Ce plan est basé sur deux périodes de temps : la période de 2016 à 2020 et celle de 2021 à 2025.

Dans le présent schéma directeur, les évolutions de consommations constatées entre 2016 et 2020 sont appliquées à compter de 2021 ; celles constatées entre 2021 et 2025 sont appliquées à compter de 2026.

On trouvera ci-dessous un récapitulatif de ce plan :

*\*D/R = Démolition/reconstruction*

*\*Restruct. = Restructuration*

2016 - 2020	OPERATION	SHON TOTALE	LOGEMENTS				BUREAUX				Commerces / Activités	Equipements	Echéance
		Neuf	D/R*	Restruct.	Neuf	Neuf	D/R*	Restruct.	Neuf	Total	Neuf	Neuf	
OIN HORS QUARTIER D'AFFAIRE	Boulevard de la Défense - tranche 1	70 000				-			70 000	<b>70 000</b>			2019
	Campus Défense	81 650			11 000	<b>11 000</b>		31 000	39 000	<b>70 000</b>	650		2020
	Cœur de Quartier - Lot 1 - Nework	21 500				-			21 500	<b>21 500</b>			2018
	Green avenue	4 831			1 142	<b>1 142</b>			3 689	<b>3 689</b>			2016
	Arena	83 778				-			32 024	<b>32 024</b>	2 768	48 986	2016
	Campus Auvence	10 382			3 471	<b>3 471</b>				-	30	6 881	2017
	Cœur de Quartier - Lot 7 - 8	13 515			12 364	<b>12 364</b>				-	1 151		2019
	Cœur de Quartier - Locaux sous viaduc	550				-				-	140	410	2016
	Cœur de Quartier - Lot 2 - Quartett	25 881			17 046	<b>17 046</b>				-	8 835		2015
	Cœur de Quartier - Lots 6 et 9	21 642			4 486	<b>4 486</b>			8 858	<b>8 858</b>	8 298		2019
	Cœur de Quartier - Lots 3, 4 et 5	39 211			17 760	<b>17 760</b>			17 721	<b>17 721</b>	3 730		2020
	Croissant - Lot B et C	15 100			8 600	<b>8 600</b>				-		6 500	2018
	Croissant - Lot A	5 600			3 600	<b>3 600</b>				-	2 000		2019
	Croissant - Lot G, K, école Gorki	22 700			14 000	<b>14 000</b>				-	3 600	5 100	2020
	Hotel Valmy	6 054				-				-	6 054		2017
	One Ilot 19	11 202			10 052	<b>10 052</b>				-	1 150		2016
	Green Home	11 477			9 716	<b>9 716</b>				-	867	894	2016
République	16 000								-		16 000	2020	

Jardins de l'arche - folies	1 826					-				-	1 000	826	2018
<b>Total OIN Hors quartier d'affaire</b>	<b>462 899</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>113 237</b>	<b>113 237</b>	<b>-</b>	<b>31 000</b>	<b>192 792</b>	<b>223 792</b>	<b>40 273</b>	<b>85 597</b>		

<b>QUARTIER D'AFFAIRE</b>	EUROSIC PB20-21	37 281				-		29 764	7 517	<b>37 281</b>			2018
	La Rose	95 973			14 500	<b>14 500</b>			80 000	<b>80 000</b>	1 473		2021
	Grande Arche Paroi Sud	59 975				-		59 975		<b>59 975</b>			2017
	Ampère e+	14 200				-		14 200		<b>14 200</b>			2017
	Trinity	49 541				-			49 048	<b>49 048</b>	493		2018
	Air2	82 280				-	34 000		48 000	<b>82 000</b>	280		2020
	M2 / St Gobain	49 948				-	10 136		38 439	<b>48 575</b>	1 373		2019
	CACIB - Canopee	68 515						42 515	26 000	<b>68 515</b>			
	Alto	51 431				-	8 000		43 181	<b>51 181</b>	250		2019
	Hermitage	259 212			81 578	<b>81 578</b>			40 322	<b>40 322</b>	137 312		2019
	Elysées - Window	46 410				-		43 474	1 532	<b>45 006</b>	1 404		2017
	Campus de l'Arche	7 975				-				-		7 975	2017
	Skylight	11 357			11 357	<b>11 357</b>					-		2017
	<b>Total quartier d'affaire</b>	<b>834 098</b>			<b>107 435</b>	<b>107 435</b>	<b>52 136</b>	<b>189 928</b>	<b>334 039</b>	<b>576 103</b>	<b>142 585</b>	<b>7 975</b>	
<b>TOTAL 2016-2020</b>	<b>1 296 997</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>220 672</b>	<b>220 672</b>	<b>52 136</b>	<b>220 928</b>	<b>526 831</b>	<b>799 895</b>	<b>182 858</b>	<b>93 572</b>		

2021 - 2025	OPERATION	SHON TOTALE	LOGEMENTS				BUREAUX				Commerces / Activités	Equipements	Echéance
		Neuf	D/R*	Restruct.	Neuf	Total	D/R*	Restruct.	Neuf	Total	Neuf	Neuf	
	Boulevard de la Défense - tranche 2	16 805							9 600	<b>9 600</b>	7 205		2023
	Croissant - Lot E-F	5 800			5 800	<b>5 800</b>				-			2022

OIN HORS QUARTIER D'AFFAIRE	Croissant - Lot H	1 300		1 300	<b>1 300</b>				-			2022
	Croissant immeuble Carly	10 000			-		10 000		<b>10 000</b>			2024
	Croissant - lot M	8 000		6 000	<b>6 000</b>				-		2 000	2024
	Terrasses Valmy	19 600	5 000		<b>5 000</b>		14 000		<b>14 000</b>	600		2023
	Les Groues - AMI	175 000		125 000	<b>125 000</b>			36 000	<b>36 000</b>	8 000	6 000	2022
	Les Groues - hors AMI	341 500		200 000	<b>200 000</b>			94 000	<b>94 000</b>	14 500	33 000	2025
	République	76 500		39 500	<b>39 500</b>			17 000	<b>17 000</b>	12 500	7 500	2025
	Ilot Mansart	6 000		5 000	<b>5 000</b>				-	1 000		2020
	Echangeur	21 600		20 100	<b>20 100</b>				-		1 500	2022
	Tour des Jardins de l'Arche	70 000			-			20 000	<b>20 000</b>	50 000		2021
	<b>Total OIN Hors quartier d'affaire</b>	<b>752 105</b>		<b>5 000</b>	<b>402 700</b>	<b>407 700</b>	-	24 000	<b>176 600</b>	<b>200 600</b>	<b>93 805</b>	<b>50 000</b>
QUARTIER D'AFFAIRE	Ava	64 000			-	21 350		42 070	<b>63 420</b>	580		
	Sisters	95 000			-			75 000	<b>75 000</b>	20 000		2022
	Couple	22 000			-				-	22 000		
	Diderot - Audran	42 700		36 900	36 900				-	1 800	4 000	
	Puteaux - Frange	20 000		20 000	20 000				-			2022
	<b>Total quartier d'affaire</b>	<b>243 700</b>			<b>56 900</b>	<b>56 900</b>	<b>21 350</b>		<b>117 070</b>	<b>138 420</b>	<b>44 380</b>	<b>4 000</b>
<b>TOTAL 2021-2025</b>	<b>995 805</b>		<b>5 000</b>	<b>459 600</b>	<b>464 600</b>	<b>21 350</b>	<b>24 000</b>	<b>293 670</b>	<b>339 020</b>	<b>138 185</b>	<b>54 000</b>	

## 4.2. Hypothèses

Les consommations futures de chaleur et de froid sont évaluées selon les hypothèses suivantes :

- Pour la chaleur :

	Existant (kWh/m <sup>2</sup> /an)		Neuf (kWh/m <sup>2</sup> /an)
	Chauffage	ECS	Chauffage + ECS
Logements (surface moyenne de 65m <sup>2</sup> )	90	33	48
Bureaux	100	56	46,2
Equipements			46,2
Commerces			46,2

Les ratios pour les bâtiments neufs sont obtenus à partir des valeurs de référence du label Effinergie+.

Les ratios pour les bâtiments existants sont utilisés pour retrancher les consommations initiales des bâtiments réhabilités (en fonction des surfaces concernées par le projet).

La puissance appelée est ensuite évaluée à partir des paramètres suivants :

- Température de non chauffage = 18°C
- Température de base hiver = -7°C
- DJU = 2300

Une surpuissance de 20% a été appliquée aux puissances appelées pour définir les puissances souscrites.

- Pour le froid :

La consommation de froid pour les bâtiments, qu'ils soient neufs ou existants, est estimée à 56 kWh/m<sup>2</sup>/an. Ce ratio est issu des consommations existantes des bâtiments raccordés au réseau Enertherm.

Seules les surfaces de constructions neuves sont donc considérées comme générant des consommations de froid supplémentaires.

Pour estimer la puissance appelée, on considère que le nombre moyen d'heures d'utilisation sur l'année est de 1244.

Par ailleurs, seuls les bureaux et commerces sont considérés pour évaluer les besoins de froid.

Une surpuissance de 20% a été appliquée aux puissances appelées pour définir les puissances souscrites.

## 4.3. Réseau de chaleur Enertherm

### 4.3.1. Consommation de base

La consommation de base utilisée pour les calculs est la consommation de la saison 2014-2015, dont les consommations chauffage ont été ramenées à une année standard de 2300 DJU.

	Logements	Tertiaire	Total
Consommation de référence (MWh livrés)	96 120	178 510	<b>274 630</b>

#### 4.3.2. Evolution sur les bâtiments raccordés

##### 4.3.2.1. Economies liées à l'amélioration de la conduite et des comportements

A l'horizon 2027, plusieurs actions auront permis de diminuer les consommations de chauffage des bâtiments existants :

- Comptage et répartition individuelle des charges de chauffage sur les bâtiments les plus consommateurs ;
- Sensibilisation du public à l'économie énergétique ;
- Amélioration des performances des équipements et de la conduite.

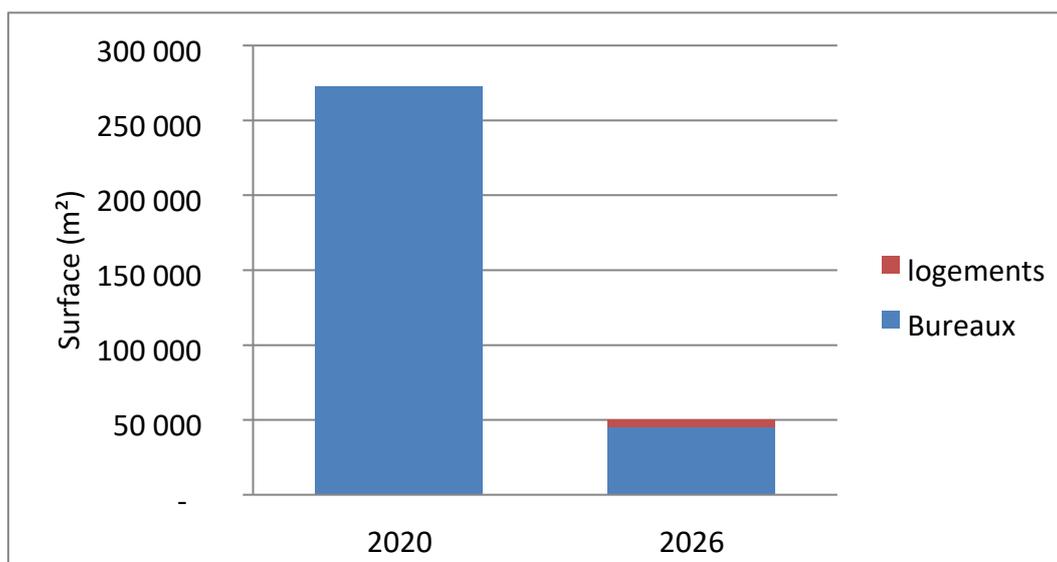
L'ensemble de ces actions permet d'envisager une diminution moyenne de 15% des consommations chauffage réparties sur l'ensemble du patrimoine ancien sur une durée de 10 ans.

Ainsi, l'impact de l'amélioration de la conduite et des comportements sur les consommations des bâtiments existants est évalué comme suit (le delta étant exprimé par rapport à la période précédente) :

MWh livrés	Logements	Tertiaire	Total
Consommation actuelle	-	-	-
2021-2025	- 6 553	- 12 172	- 18 725
2026-2027	- 7 865	- 14 605	- 22 470

##### 4.3.2.2. Réhabilitations des bâtiments existants

Les surfaces réhabilitées ou restructurées sont représentées sur le graphique ci-dessous :



Les bâtiments réhabilités ou démolis puis reconstruits sont traités de la manière suivante :

- Retrait des consommations actuelles (Ratio de consommation chauffage bâtiment existant \* surface réhabilitée)
- Ajout des nouvelles consommations (Ratio de consommation chauffage bâtiment neuf \* surface réhabilitée)

Réhabilitations ou démolitions/reconstructions prévisionnelles – 2016-2020					
OPERATION	LOGEMENTS	BUREAUX	Consommation (MWh livrés)		
	Surface réhabilitée (m <sup>2</sup> )		Avant réhab	Après réhab	Ecart
Campus Défense		31 000	3 100	1 432	- 1 668
EUROSIC PB20-21		29 764	2 976	1 375	- 1 601
Grande Arche Paroi Sud		59 975	5 998	2 771	- 3 227
Ampère e+		14 200	1 420	656	- 764
Air2		34 000	3 400	1 571	- 1829
M2 / St Gobain		10 136	1 014	468	- 545
CACIB - Canopee		42 515	4 252	1 964	- 2 287
Alto		8 000	800	370	- 430
Elysées - Window		43 474	4 347	2 008	- 2 339
<b>TOTAL 2016-2020</b>	<b>-</b>	<b>273 064</b>	<b>27 306</b>	<b>12 616</b>	<b>- 14 691</b>

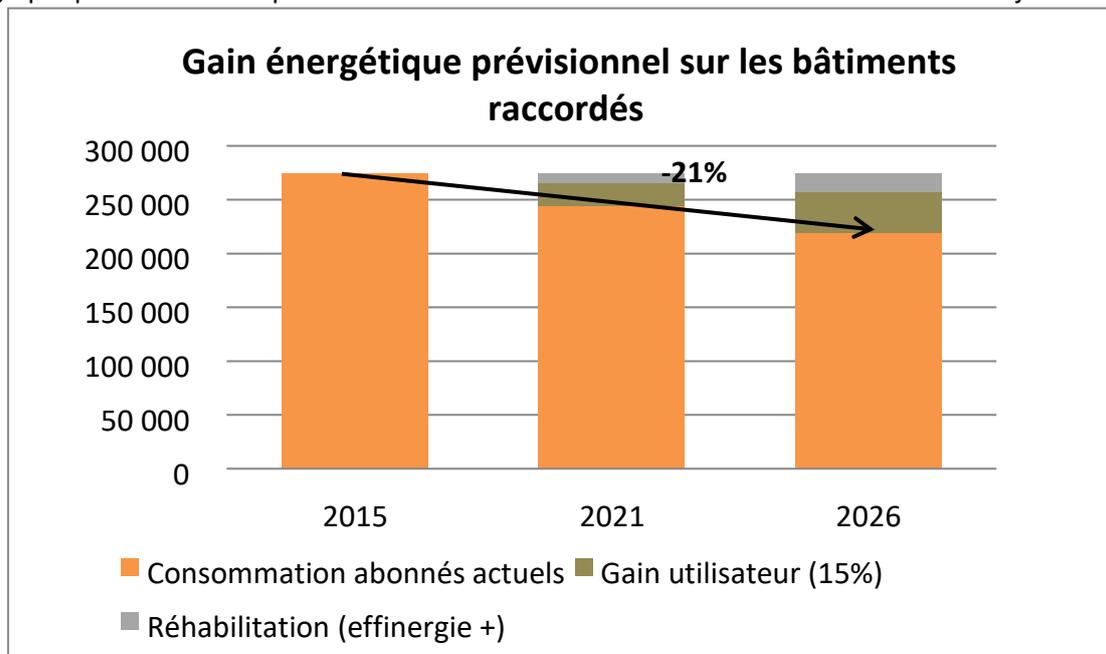
Réhabilitations ou démolitions/reconstructions prévisionnelles – 2021-2025					
OPERATION	LOGEMENTS	BUREAUX	Consommation (MWh livrés)		
	Surface réhabilitée (m <sup>2</sup> )		Avant réhab	Après réhab	Ecart
Croissant Immeuble Carly		10 000	1 000	462	- 538
Terrasses Valmy	5 000	14 000	2 017	887	- 1 130
Ava		21 350	2 135	986	- 1 149
<b>TOTAL 2021-2025</b>	<b>5 000</b>	<b>45 350</b>	<b>5 152</b>	<b>2 335</b>	<b>- 2 817</b>

Ainsi, l'impact des réhabilitations et démolitions/reconstructions sur les consommations des bâtiments existants est évalué comme suit (le delta étant exprimé par rapport à la période précédente) :

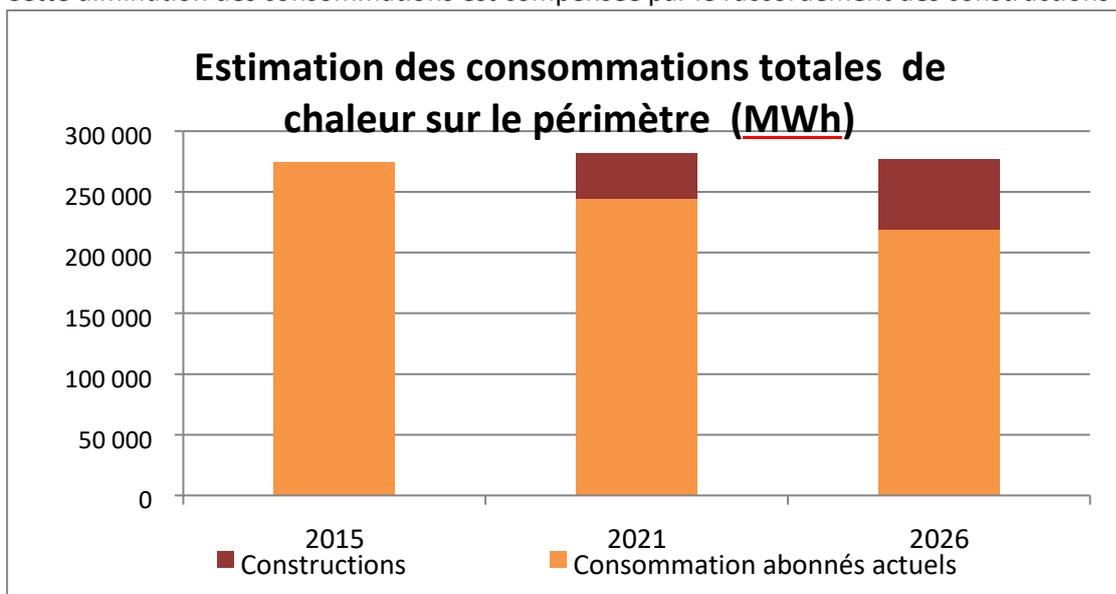
MWh livrés	Logements	Tertiaire	Total
Consommation actuelle	-	-	-
2021-2025	-	- 14 691	- 14 691
2026-2027	- 377	- 2 440	- 2 817

4.3.2.3. Conclusion sur l'évolution sur les bâtiments raccordés

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des besoins sur les bâtiments existants déjà raccordés.



Cette diminution des consommations est compensée par le raccordement des constructions neuves :



### 4.3.3. Analyse des possibilités de densification du réseau de chaleur

Les consommations des bâtiments neufs sont évaluées selon les ratios présentés plus haut.

Constructions neuves prévisionnelles – 2016-2020					
OPERATION	LOGEMENTS	BUREAUX	Commerces / Activités	Equipements	Consommation (MWh livrés)
	Surface de construction neuve (m <sup>2</sup> )				
Boulevard de la Défense - tranche 1		70 000			3 234
Campus Défense	11 000	39 000	650		2 360
Cœur de Quartier - Lot 1 - Network		21 500			
Green avenue	1 142	3 689			225
Arena		32 024	2 768	48 986	3 871
Campus Auvence	3 471		30	6 881	486
Cœur de Quartier - Lot 7 - 8	12 364		1 151		
Cœur de Quartier - Locaux sous viaduc			140	410	
Cœur de Quartier - Lot 2 - Quartett	17 046		8 835		
Cœur de Quartier - Lots 6 et 9	4 486	8 858	8 298		
Cœur de Quartier - Lots 3, 4 et 5	17 760	17 721	3 730		
Croissant - Lot B et C	8 600			6 500	
Croissant - Lot A	3 600		2 000		
Croissant - Lot G, K, école Gorki	14 000		3 600	5 100	
Hotel Valmy			6 054		280
One Ilot 19	10 052		1 150		536
Green Home	9 716		867	894	548
République				16 000	
Jardins de l'arche - folies			1 000	826	84
EUROSIC PB20-21		7 517			347
La Rose	14 500	80 000	1 473		4 460
Trinity		49 048	493		2 289
Air2		48 000	280		2 231
M2 / St Gobain		38 439	1 373		1 839
CACIB - Canopee		26 000			1 201
Alto		43 181	250		2 007
Hermitage	81 578	40 322	137 312		12 122
Elysées - Window		1 532	1 404		136
Campus de l'Arche				7 975	368

Skylight	11 357				545
<b>TOTAL 2016-2020</b>	<b>220 672</b>	<b>526 831</b>	<b>182 858</b>	<b>93 572</b>	<b>41 221</b>

Constructions neuves prévisionnelles – 2021-2025					
OPERATION	LOGEMENTS	BUREAUX	Commerces / Activités	Equipements	Consommation (MWh livrés)
	Surface de construction neuve (m <sup>2</sup> )				
Boulevard de la Défense - tranche 2		9 600	7 205		776
Croissant - Lot E-F	5 800				278
Croissant - Lot H	1 300				62
Croissant immeuble Carly					-
Croissant - lot M	6 000			2 000	380
Terrasses Valmy			600		28
Les Groues - AMI	125 000	36 000	8 000	6 000	8 310
Les Groues - hors AMI	200 000	94 000	14 500	33 000	16 137
République	39 500	17 000	12 500	7 500	
Ilot Mansart	5 000		1 000		286
Echangeur	20 100			1 500	1 034
Tour des Jardins de l'Arche		20 000	50 000		3 234
Ava		42 070	580		1 970
Sisters		75 000	20 000		4 389
Coupole			22 000		1 016
Diderot - Audran	36 900		1 800	4 000	2 039
Puteaux - Frange	20 000				960
<b>TOTAL 2021-2025</b>	<b>459 600</b>	<b>293 670</b>	<b>138 185</b>	<b>54 000</b>	<b>40 902</b>

Les consommations de l'opération « Cœur de Quartier », située à Nanterre, ont été retirées puisque ce projet doit mettre en œuvre une boucle d'eau tempérée indépendante alimentée par un puits géothermique.

Les consommations de l'opération « République » n'ont pas non plus été prises en compte car l'extension du réseau à réaliser serait difficile du fait des obstacles (voie ferrée, autoroute, pont, etc.)

Les besoins réels ont été évalués à 95% des besoins théoriques, en vue de prendre en compte les éventuels non-raccordements et modifications dans les projets.

Ainsi, l'impact des consommations des constructions neuves est évalué comme suit (le delta étant exprimé par rapport à la période précédente) :

MWh livrés	Logements	Tertiaire	Total
Consommation actuelle	-	-	-
2021-2025	+ 7 707	+ 31 452	+ 39 159
2026-2027	+ 19 157	+ 19 700	+ 38 857

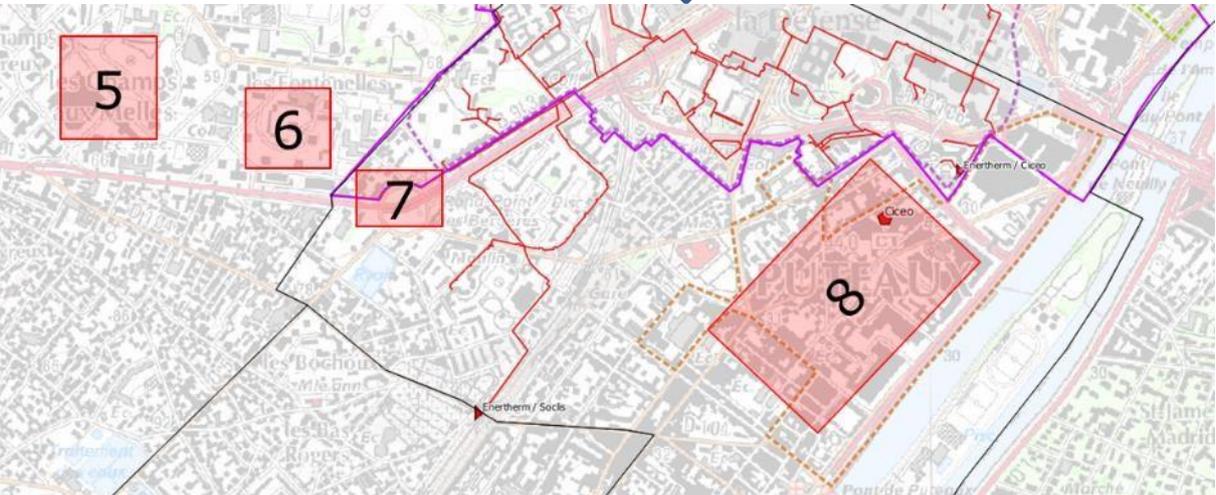
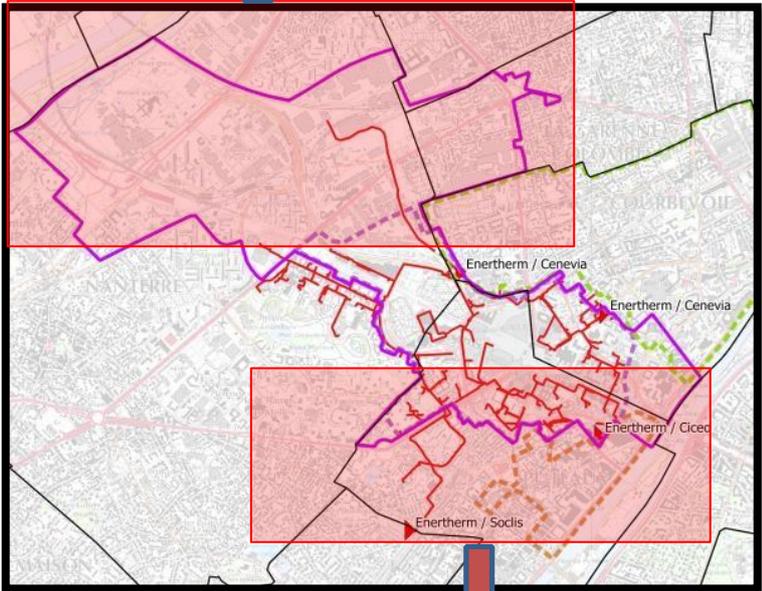
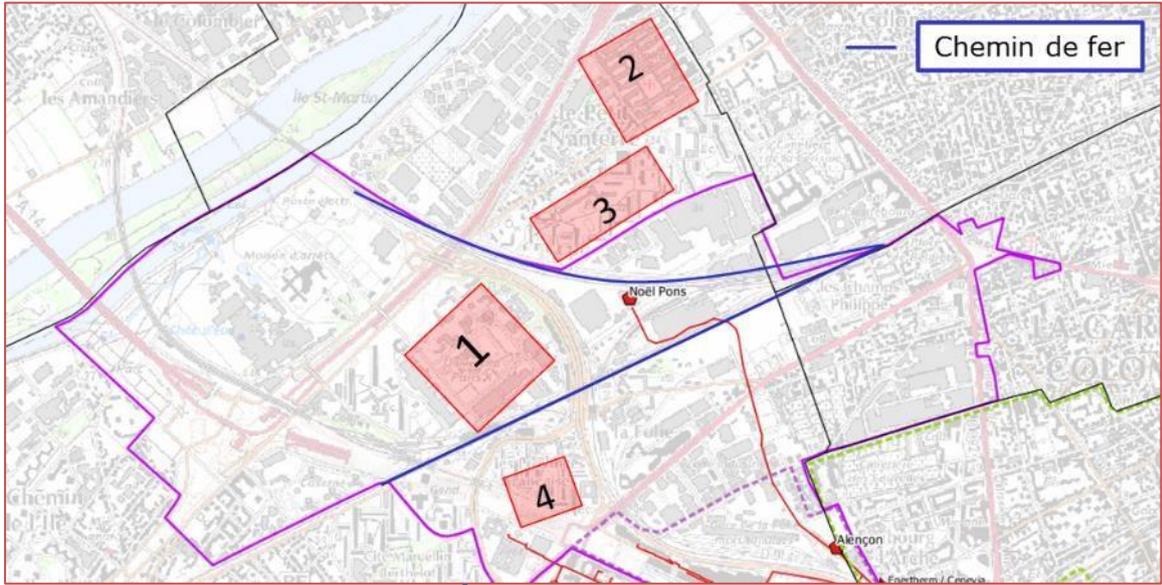
#### **4.3.4. Analyse des possibilités d'extension du réseau de chaleur**

Les potentiels d'extensions repérés sont les suivants :

- La ZAC des Bergères, dont le raccordement au réseau Enertherm est déjà assuré via la signature d'une convention entre la Ville de Puteaux et le GENERIA
- Le Centre d'accueil et de soins hospitaliers (CASH) de Nanterre
- L'Université et le CROUS de Nanterre
- Certaines résidences appartenant à l'OPHLM de Nanterre, représentant un total de 4000 logements

Sur les schémas ci-dessous :

N°	Prospect
1	UPOND + CROUS
2	CASH
3	OPHLM (Petit Nanterre)
4	OPHLM (Provinces Françaises)
5	OPHLM Les Champs Melles
6	OPHLM + OPH92 Fontenelles
7	Eco-quartier Les Bergères
8	Réseau de chaleur de Puteaux



Les besoins des bâtiments existants ont été évalués à partir des consommations réelles. Ceux de la ZAC des Bergères ont été estimés à partir des surfaces.

Leurs consommations sont évaluées comme suit :

• **Eco-quartier des Bergères**

Le programme de construction de l'éco-quartier des Bergères est échelonné de 2016 à 2026. La ZAC sera raccordée sur le réseau Enertherm via la mise en place d'une sous-station primaire HP/BP. Les bâtiments seront ensuite alimentés par un réseau BP.

Les surfaces prévisionnelles sont les suivantes :

<i>Surface en m<sup>2</sup></i>	<b>Logements</b>	<b>Tertiaire</b>	<b>Total</b>
ZAC Bergères	154 523	34 222	188 745

Les consommations annuelles sont évaluées comme suit (le delta étant exprimé par rapport à la période précédente) :

<i>MWh livrés</i>	<b>Logements</b>	<b>Tertiaire</b>	<b>Total</b>
2018	+ 1 854	+ 395	+ 2 249
2021-2025	+ 5 563	+ 1 186	+ 6 749
2026-2027	+ 1 854	+ 395	+ 2 249

• **CASH de Nanterre**

Le CASH de Nanterre est muni d'un réseau privé interne constitué de 27 sous-stations alimenté par une chaufferie + cogénération 100% gaz naturel.

Les consommations annuelles sont évaluées comme suit :

<b>Site</b>	<b>Consommation de référence MWh</b>
CASH de Nanterre	45 324

Au vu de l'emplacement du CASH, son raccordement n'a pas été étudié dans le présent schéma directeur car une voie ferrée le sépare du réseau, son raccordement sera donc difficile.

• **Université et CROUS**

L'Université est munie d'un réseau privé interne alimenté par une chaufferie relativement ancienne et non conforme (hauteur de la cheminée notamment) alimentée à 100% par le gaz naturel. Certains bâtiments ne sont pas raccordés au réseau mais alimentés par des chaufferies terrasses.

Le CROUS comporte une chaufferie unique, ancienne et non conforme, qui alimente des logements et le restaurant universitaire.

Les consommations annuelles sont évaluées comme suit :

Site	Consommation de référence MWh
Université	15 346
CROUS	6 575
<b>Total</b>	<b>21 921</b>

Le raccordement est envisagé via la création d'une sous-station HP/BP dans la centrale Noël Pons, et la création d'un réseau direct en basse pression entre Noël Pons et la chaufferie de l'Université.

Il a été considéré que cette extension pourrait voir le jour à compter de 2021, suite à la mise en place d'ENR&R sur le réseau.

• **Résidences OPHLM Nanterre**

Site	Nb logements	ECS collective	Consommation de référence MWh
Le Petit Nanterre	Laurier I et II	x	1 563
	LOPOFA		2 105
	Muguet I	x	800
	Muguet II	x	364
	Pâquerettes A5	x	4 081
	Pâquerettes B3		3 319
Provinces Françaises	654	x	5 000
Les Champs aux Melles	947	x	7 444
Les Fontenelles	1 005	x	10 000
<b>Total</b>	<b>4 038</b>		<b>34 676</b>

Dans le schéma directeur, seules les résidences « Les Champs aux Melles » et « Les Fontenelles » ont été retenues car les autres résidences sont situées loin du réseau voire de l'autre côté de la voie ferrée (Petit Nanterre).

Les consommations retenues sont donc les suivantes :

Site	Nb logements	ECS collective	Consommation de référence MWh
Les Champs aux Melles	947	x	7 444
Les Fontenelles	1 005	x	10 000
<b>Total</b>	<b>1 952</b>		<b>17 444</b>

Ces résidences étant munies de chaufferies assez récentes, ces extensions n'ont été prises en compte dans le schéma directeur qu'à partir de 2026.

#### 4.3.5. Interconnexion avec d'autres réseaux de chaleur

Le réseau de chaleur Enertherm est entouré d'autres réseaux publics :

- Le réseau de la Ville de Courbevoie, alimenté à 100% par une chaufferie au gaz naturel, dont la DSP arrive à échéance en 2018 ;
- Le réseau de la Ville de Puteaux, alimenté à 100% par une chaufferie au gaz naturel, dont la DSP arrive à échéance en 2020.

Les caractéristiques de ces réseaux sont les suivantes :

	Besoins des abonnés en 2015 pour 2300 DJU (MWh livrés)	Coût du MWh en 2014 (€ TTC/MWh)	Coût du MWh en 2015 (€ TTC/MWh)
Ville de Courbevoie	75 011	86	83
Ville de Puteaux	48 768	95	NC

Ces réseaux proposent aujourd'hui à leurs abonnés un coût de la chaleur très bas par rapport à celui d'Enertherm (119 € TTC/MWh en 2014-2015). Un raccordement au réseau Enertherm pourrait toutefois être intéressant pour ces réseaux si l'énergie fournie est produite à partir de plus de 50% d'ENR&R.

Le schéma directeur du réseau de chaleur de Courbevoie est en cours. La solution principale envisagée pour le verdissement de ce réseau est la suivante :

- Récupération sur le réseau d'eau de Seine de refroidissement des groupes froid SUC (négociations à engager entre la Ville et le GENERIA)
- Appoint d'ENR&R via l'import de chaleur en provenance d'Enertherm (négociations à engager entre la Ville et le GENERIA)
- Appoint au gaz naturel par la chaufferie existante si nécessaire.

Concernant la Ville de Puteaux, qui n'a pas encore réalisé le schéma directeur de son réseau, il a été considéré une fourniture par Enertherm de 100% des besoins via l'import de chaleur mixte.

Les quantités de chaleur mixte à exporter vers les deux réseaux sont alors évaluées comme suit :

	Quantité de chaleur à importer d'Enertherm (MWh)
Réseau de Courbevoie	30 798
Réseau de Puteaux	48 768

Ces besoins sont considérés comme constants sur la période, avec une exportation qui démarrerait en 2021 (temps de mise en place des ENR&R sur le réseau Enertherm et de renouvellement des deux concessions).

#### 4.3.6. Emplacement des prospects

*ITHERM CONSEIL – Schéma directeur GENERIA*

— Prospects retenus

— Prospects non retenus





## 4.4. Réseau de froid SUC

### 4.4.1. Consommation de base

La consommation de base utilisée pour les calculs est la moyenne des consommations sur 3 ans (de 2012-2013 à 2014-2015).

	<b>Total</b>
Consommation de référence (MWh livrés)	<b>77 929</b>

### 4.4.2. Evolution sur les bâtiments raccordés

La consommation de froid est considérée comme équivalente sur les bâtiments neufs et existants. Les réhabilitations ne génèrent donc pas de différentiel de consommation.

### 4.4.3. Analyse des possibilités de densification du réseau de froid

Sur le périmètre du réseau SUC, les potentiels de création de bâtiments sont les suivants, sur la période comprise entre 2016 et 2020 :

Constructions neuves prévisionnelles – 2016-2020				
Bâtiment	Echéance	Commerces Bureaux TOTAL / Activités		
		Surface de construction neuve (m <sup>2</sup> )		
EUROSIC PB20-21	2018	7 517		7 517
Air2	2020	48 000	280	48 280
M2 / St Gobain	2019	38 439	1 373	39 812
CACIB - Canopee		26 000		26 000
Alto	2019	43 181	250	43 431
Hermitage	2019	40 322	137 312	177 634
<b>Total 2016-2020</b>		<b>203 459</b>	<b>139 215</b>	<b>342 674</b>

Les consommations supplémentaires estimées sur le réseau SUC sont alors les suivantes :

Bâtiment	Echéance	Surface neuf (m <sup>2</sup> )	Consommation supplémentaire prévisionnelle (MWh livrés)
EUROSIC PB20-21	2018	7 517	421
Air2	2020	48 280	2 704
M2 / St Gobain	2019	39 812	2 229
CACIB - Canopee		26 000	1 456

Alto	2019	43 431	2 432
Hermitage	2019	177 634	9 948
<b>Total 2016-2020</b>		<b>342 674</b>	<b>19 190</b>

A ce jour, aucune consommation supplémentaire n'est prévue après 2020.

Les besoins réels ont été évalués à 95% des besoins théoriques, en vue de prendre en compte les éventuels non-raccordements et modifications dans les projets.

Ainsi, l'impact des consommations des constructions neuves est évalué comme suit (le delta étant exprimé par rapport à la période précédente) :

<i>MWh livrés</i>	<b>Total</b>
Consommation actuelle	-
2021-2025	+ 18 230
2026-2027	-

#### **4.4.4. Analyse des possibilités d'extension du réseau**

Aucun potentiel d'extension n'a été repéré sur ce réseau.

#### **4.4.5. Interconnexion avec d'autres réseaux**

Les réseaux de froid voisins sont déjà interconnectés avec le réseau SUC. Aussi, aucune possibilité d'interconnexion supplémentaire n'a été repérée.

Il est toutefois souligné que la puissance souscrite de la Ville de Courbevoie pour son réseau doit contractuellement augmenter de 12 à 20 MW en 2016.

### **4.5. Réseau de froid Enertherm**

#### **4.5.1. Consommation de base**

La consommation de base utilisée pour les calculs est la moyenne des consommations sur 3 ans (de 2012-2013 à 2014-2015).

	<b>Total</b>
Consommation de référence (MWh livrés)	<b>126 971</b>

#### **4.5.1. Evolution sur les bâtiments raccordés**

La consommation de froid est considérée comme équivalente sur les bâtiments neufs et existants. Les réhabilitations ne génèrent donc pas de différentiel de consommation.

#### **4.5.2. Analyse des possibilités de densification du réseau de froid**

Sur le périmètre du réseau froid Enertherm, les potentiels de création de bâtiments sont les suivants :

<b>Constructions neuves prévisionnelles – 2016-2020</b>				
<b>Bâtiment</b>	<b>Echéance</b>	<b>Bureaux</b>	<b>Commerces / Activités</b>	<b>TOTAL</b>
		<b>Surface de construction neuve (m<sup>2</sup>)</b>		
Boulevard de la Défense – Tranche 1	2019	70 000		70 000
Green avenue	2016	3 689		3 689
Arena	2016	32 024	2 768	34 792
Campus Auvence	2017		30	30
Croissant - Lot A	2019		2 000	2 000
Croissant - Lot G, K, école Gorki	2020		3 600	3 600
Hotel Valmy	2017		6 054	6 054
One Ilot 19	2016		1 150	1 150
Green Home	2016		867	867
Jardins de l'arche - folies	2018		1 000	1 000
La Rose	2020	80 000	1 473	81 473
Trinity	2018	49 048	493	49 541
Elysée - Window	2017	1 532	1 404	2 936
<b>Total 2016-2020</b>		<b>236 293</b>	<b>20 839</b>	<b>257 132</b>

<b>Constructions neuves prévisionnelles – 2021-2025</b>				
<b>Bâtiment</b>	<b>Echéance</b>	<b>Bureaux</b>	<b>Commerces / Activités</b>	<b>TOTAL</b>
		<b>Surface de construction neuve (m<sup>2</sup>)</b>		
Boulevard de la Défense – tranche 2	2023	9 600	7 205	16 805
Terrasses Valmy	2023		600	600
Ilot Mansart	2020		1 000	1 000
Tour des Jardins de l'Arche	2021	20 000	50 000	70 000
Ava		42 070	580	42 650
Sisters	2022	75 000	20 000	95 000
Coupole			22 000	22 000
Diderot - Audran			1 800	1 800
<b>Total 2021-2025</b>		<b>146 670</b>	<b>103 185</b>	<b>249 855</b>

Les consommations supplémentaires estimées sur le réseau froid Enertherm sont alors les suivantes :

Bâtiment	Echéance	Surface neuf (m <sup>2</sup> )	Consommation supplémentaire prévisionnelle (MWh livrés)
Boulevard de la Défense – Tranche 1	2019	70 000	3 920
Green avenue	2016	3 689	207
Arena	2016	34 792	1 948
Campus Auvence	2017	30	1 680
Croissant - Lot A	2019	2 000	112
Croissant - Lot G, K, école Gorki	2020	3 600	202
Hotel Valmy	2017	6 054	339
One Ilot 19	2016	1 150	64
Green Home	2016	867	48
Jardins de l'arche - folies	2018	1 000	56
La Rose	2020	81 473	4 562
Trinity	2018	49 541	2 774
Elysée - Window	2017	2 936	164
<b>Total 2016-2020</b>		<b>257 132</b>	<b>14 399</b>

Bâtiment	Echéance	Surface neuf (m <sup>2</sup> )	Consommation supplémentaire prévisionnelle (MWh livrés)
Boulevard de la Défense – tranche 2	2023	16 805	941
Terrasses Valmy	2023	600	34
Ilot Mansart	2020	1 000	56
Tour des Jardins de l'Arche	2021	70 000	3 920
Ava		42 650	2 388
Sisters	2022	95 000	5 320
Coupole		22 000	1 232
Diderot - Audran		1 800	101
<b>Total 2021-2025</b>		<b>249 855</b>	<b>13 992</b>

Les besoins réels ont été évalués à 95% des besoins théoriques, en vue de prendre en compte les éventuels non-raccordements et modifications dans les projets.

Ainsi, l'impact des consommations des constructions neuves est évalué comme suit (le delta étant exprimé par rapport à la période précédente) :

<i>MWh livrés</i>	<b>Total</b>
Consommation actuelle	-
2021-2025	+ 13 679
2026-2027	+ 13 292

#### **4.5.3. Analyse des possibilités d'extension du réseau**

Aucun potentiel d'extension n'a été repéré sur ce réseau.

#### **4.5.4. Interconnexion avec d'autres réseaux**

Les réseaux de froid voisins sont déjà interconnectés avec le réseau SUC. Aussi, aucune possibilité d'interconnexion supplémentaire n'a été repérée.

## **5. SCENARII DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX**

### **5.1. Réseau de chaleur**

#### **5.1.1. Scénarii étudiés**

##### *5.1.1.1. Scénarii de distribution*

Compte-tenu des volumes de consommations et des probabilités de raccordement de chacun des prospects, 3 scénarii de distribution ont été étudiés :

- Le Scénario 1 inclut :
  - Prospects de densification selon le plan de renouveau de la Défense - ZAC des Bergères
- Le Scénario 2 inclut :
  - Prospects de densification selon le plan de renouveau de la Défense
  - ZAC des Bergères
  - Université et CROUS
  - Résidences OPHLM
- Le Scénario 3 inclut :
  - Prospects de densification selon le plan de renouveau de la Défense
  - ZAC des Bergères
  - Université et CROUS
  - Résidences OPHLM
  - Réseaux de chaleur de Courbevoie et de Puteaux

Les besoins retenus pour chaque scénario sont alors les suivants en fin de période (2027) :

<i>MWh livrés</i>	<b>Scénario 1</b>	<b>Scénario 2</b>	<b>Scénario 3</b>
Bâtiments existants	215 928	215 928	215 928
Densification	78 016	78 016	78 016
ZAC Bergères	11 247	11 247	11 247
Université et CROUS		21 921	21 921
Résidences OPHLM		17 444	17 444
Export réseaux de chaleur			79 566
<b>Total</b>	<b>305 191</b>	<b>344 556</b>	<b>424 122</b>

On trouvera ci-dessous le détail des besoins livrés en sous-stations et les puissances souscrites correspondantes par période pour chaque scénario :

• **Scénario 1**

<i>MWh livrés</i>	Habitat	Tertiaire	<b>Total</b>
2016-2020	97 974	178 905	<b>276 879</b>
2021-2025	104 691	184 681	<b>289 372</b>
2026-2027	117 460	187 731	<b>305 191</b>

<i>kW souscrits</i>	Habitat	Tertiaire	<b>Total</b>
2016-2020	52 612	140 788	<b>193 400</b>
2021-2025	56 515	149 188	<b>205 703</b>
2026-2027	66 367	159 248	<b>225 615</b>

• **Scénario 2**

<i>MWh livrés</i>	Habitat	Tertiaire	<b>Total</b>
2016-2020	97 974	178 905	<b>276 879</b>
2021-2025	111 266	200 027	<b>311 293</b>
2026-2027	141 479	203 077	<b>344 556</b>

<i>kW souscrits</i>	Habitat	Tertiaire	<b>Total</b>
2016-2020	52 612	140 788	<b>193 400</b>
2021-2025	58 313	156 712	<b>215 025</b>
2026-2027	74 194	166 773	<b>240 966</b>

• **Scénario 3**

<i>MWh livrés</i>	Habitat	Tertiaire	Réseaux	<b>Total</b>
2016-2020	97 974	178 905		<b>276 879</b>
2021-2025	111 266	200 027	79 566	<b>390 859</b>
2026-2027	141 479	203 077	79 566	<b>424 122</b>

<i>kW souscrits</i>	Habitat	Tertiaire	Réseaux	<b>Total</b>
2016-2020	52 612	140 788		<b>193 400</b>
2021-2025	58 313	156 712	58 844	<b>273 869</b>
2026-2027	74 194	166 773	58 844	<b>299 810</b>

### 5.1.1.2. Scénario « optimisé »

Les 3 scénarii présentés ci-dessus correspondent à des raccordements de plus en plus importants, du scénario 1 au scénario 3.

Au cours des discussions en fin d'étude, un quatrième scénario a été élaboré, qui correspondrait à une solution « réaliste » au vu des raccordements les plus probables. Ce scénario inclut les raccordements suivants :

- Densification sur le périmètre de l'EPADESA
- Export de chaleur 100% ENR&R vers les réseaux de Courbevoie et Puteaux.

Au vu des besoins de la Ville de Courbevoie, il est proposé de lui fournir une chaleur « verte » ou « 100% ENR&R » certifiée par des certificats verts, à un prix spécifique différent de celui des abonnés Enertherm. Le même principe pourra alors être appliqué pour l'export vers le réseau de Puteaux.

Le prix de cette chaleur pourrait être inférieur au prix de vente aux abonnés Enertherm puisqu'il ne comprendrait pas les termes suivants :

- Coût de l'énergie d'appoint
- Amortissement et maintenance des installations d'appoint
- Service aux abonnés

La création d'un tarif spécifique peut donc se justifier. La faisabilité juridique de ce montage est analysée dans l'annexe 11 « Cadrage juridique » au présent rapport.

Les besoins en chaleur « verte » pour le réseau de Courbevoie sont connus grâce au schéma directeur du réseau de Courbevoie.

Ceux du réseau de Puteaux sont estimés à 60% des besoins totaux du réseau de chaleur. Les besoins de Puteaux sont considérés comme constants sur la durée.

	<b>Quantité de chaleur « verte » à importer d'Enertherm (MWh)</b>	
	<b>Réseau de chaleur de Courbevoie</b>	<b>Réseau de chaleur de Puteaux</b>
2016-2020	15 876	29 261
2021-2025	15 824	29 261
2026-2027	26 173	29 261

Les besoins retenus pour les scénarios sont alors les suivants en fin de période (2027) :

<i>MWh livrés</i>	<b>Scénario 1</b>	<b>Scénario 2</b>	<b>Scénario 3</b>	<b>Scénario 4</b>
Bâtiments existants	215 928	215 928	215 928	215 928
Densification	78 016	78 016	78 016	78 016
ZAC Bergères	11 247	11 247	11 247	11 247
Université et CROUS		21 921	21 921	
Résidences OPHLM		17 444	17 444	
Export réseaux de chaleur			79 566	55 434
<b>Total</b>	<b>305 191</b>	<b>344 556</b>	<b>424 122</b>	<b>360 625</b>

Ce scénario présente l'avantage de représenter des besoins équivalents à ceux du scénario, tout en évitant les coûts importants liés aux extensions (Université et CROUS, résidences OPH).

On trouvera ci-dessous le détail des besoins livrés en sous-stations et les puissances souscrites correspondantes par période pour ce scénario :

<i>MWh livrés</i>	Habitat	Tertiaire	Réseaux	<b>Total</b>
2016-2020	97 974	178 905	45 137	<b>322 016</b>
2021-2025	104 691	184 681	45 085	<b>334 457</b>
2026-2027	117 460	187 731	55 434	<b>360 625</b>

<i>kW souscrits</i>	Habitat	Tertiaire	Réseaux	<b>Total</b>
2016-2020	52 612	140 788	11 500	<b>204 900</b>
2021-2025	56 515	149 188	11 500	<b>217 203</b>
2026-2027	66 367	159 248	14 000	<b>239 615</b>

### **5.1.2. Intégration d'énergies renouvelables et de récupération**

#### **5.1.2.1. Solution technique retenue**

La réalisation de la chaufferie biomasse est envisagée sur la chaufferie d'Alençon, située à Courbevoie, avec une adaptation des installations existantes. En effet, cette chaufferie, malgré sa situation en milieu urbain dense, présente 2 avantages liés à son alimentation actuelle en fioul lourd :

- Le fioul lourd est stocké dans des cuves de grande capacité, cet espace pouvant être adapté pour le stockage d'agropellets ;
- L'alimentation en fioul lourd se fait par une voie ferrée qui pourra être utilisée pour l'approvisionnement en agropellets, évitant la rotation quotidienne de camions de livraison ;
- 2 chaudières fioul sont aujourd'hui sous cocon et peuvent donc être récupérées et adaptées pour la combustion de biomasse.

Ces caractéristiques permettent d'éviter la création ex nihilo d'une chaufferie biomasse, sur un territoire urbain déjà dense.

Enertherm a fait réaliser par le bureau d'études 2CTtec une étude de faisabilité pour la mise en œuvre de chaudières biomasse dans la chaufferie Alençon.

L'étude a conclu à la faisabilité du projet, dont les caractéristiques principales seraient les suivantes :

- Adaptation d'une ou 2 chaudières aujourd'hui sous cocon et de puissance unitaire 45 MW ; deux solutions correspondant à l'ordre de grandeur des besoins peuvent être envisagées :
  - Adaptation d'une chaudière avec la mise en place de 2 brûleurs de puissance unitaire 19 MW PCI ➤ **Puissance biomasse disponible = 32 MW**
  - Adaptation de 2 chaudières avec la mise en place de 2 brûleurs par chaudière de puissance unitaire 12,5 MW PCI ➤ **Puissance biomasse disponible = 42 MW**

Les modifications consisteront principalement à ajouter des matériaux réfractaires à l'intérieur des chaudières, adapter les façades pour l'accueil des nouveaux brûleurs et créer des passages hommes pour la réalisation du décebdrage.
- Adaptation des voies ferrées de livraison du fioul avec notamment la création de trémies de déchargement
- Création de convoyeurs pneumatiques reliant les voies de déchargement aux cuves de stockage et le stockage au poste de broyage
- Adaptation de 2 à 3 cuves de stockage fioul permettant le remplissage par le transport pneumatique et la sortie du combustible par vis d'extraction. L'autonomie du stockage à pleine charge sera alors de 3 (avec 2 cuves) à 4,4 jours (avec 3 cuves).
- Création d'un poste de broyage dans la zone de traitement des fumées, constitué de 2 broyeurs
- Adaptation des locaux :
  - Murs coupe-feu entre les combustibles en local stockage et local chaufferie, reprise des installations de sécurité en conséquence,
  - Adaptation de la zone de traitement des fumées pour l'accueil du poste de broyage y compris traitement phonique
- Création du poste d'injection permettant le dosage et l'injection du combustible dans chacun des brûleurs avec la mise en place d'un transport pneumatique par brûleur
- Adaptation des équipements de traitement de fumées avec notamment adaptation du filtre électrostatique existant en filtre à manches, ajout d'un système de réduction catalytique sélective (SCR), adaptation du système de désulfuration
- Adaptation du système existant de récupération et de stockage des cendres.

#### 5.1.2.2. Estimation du budget d'investissement

Les coûts d'investissement de ces travaux sont estimés comme suit par 2Ctec :

k€ HT	Une chaudière de 32 MW	Deux chaudières de 21 MW unitaire
Dépotage, stockage, transport combustible	2 200	2 200
Broyage et injection	1 890	2 010

Chaudières	2 550	2 740
Traitement des fumées	4 440	5 240
Génie civil	750	750
Electricité	2 240	2 110
Etudes, préparation	1 050	1 050
Montage, mise en service	1 400	1 490
Pièces de rechange	60	60
Aléas	1 658	1 765
AMO, étude de danger, CCSPS, assurances	271	297
Maîtrise d'œuvre	1 460	1 554
<b>Total investissement estimé</b>	<b>19 969</b>	<b>21 266</b>

L'écart d'investissement estimé entre les deux solutions est de 1,3 M€.

Au vu de la différence de coût (qui représente 6,5% du montant), il est proposé de retenir la solution de deux chaudières qui permet une sécurité de fonctionnement accrue en cas d'avarie d'un matériel.

Par ailleurs, dans le scénario de raccordement maximal (scénario 3), une puissance de 32 MW ne permettrait pas d'atteindre le taux de couverture recherché de 60%.

Il est à noter que la mise en place de 2 brûleurs par chaudière devrait permettre d'optimiser le minimum de fonctionnement (évalué à 40% de la puissance max brûleur).

#### 5.1.2.1. Contraintes réglementaires et administratives

- **Valeurs limites d'émission**

La puissance totale de la chaufferie serait alors de :

- 2\*45 + 2\*10 MW soit 110 MW conservés au fioul
- 1\*32 ou 2\*21 MW soit de 32 à 42 MW de biomasse

Soit une puissance totale installée en chaufferie d'Alençon comprise entre 142 et 152 MW selon la solution retenue.

Les valeurs limites d'émission du projet déterminées par 2CTec dans son étude sont les suivantes :

	Valeur limite d'émission retenue (mg/Nm <sup>3</sup> )	Réglementation la plus contraignante
SO <sub>2</sub>	200	Directive européenne 2010/75-UE du 24/11/2010 relative aux émissions industrielles – Concerne les puissances comprises entre 50 et 300 MW Réglementation ICPE – Concerne les puissances supérieures à 20 MW soumises à autorisation
NO <sub>x</sub>	200	
Poussières	10	Arrêté préfectoral du 9/06/2009 – Concerne les puissances comprises entre 4 et 20 MW

CO	150	Réglementation ICPE – Concerne les puissances supérieures à 20 MW soumises à autorisation
----	-----	---

Le seuil réglementaire d'émissions de poussières pour les installations de plus de 20 MW est de 20 mg/Nm<sup>3</sup> ; toutefois, il a été choisi dans l'étude de retenir la réglementation la plus contraignante, qui concerne les installations de puissance inférieure à 20 MW en Ile de France.

- **Démarches administratives**

La transformation de la chaufferie fioul en chaufferie biomasse + fioul nécessite une mise à jour de l'autorisation d'exploiter, et donc la réalisation d'une étude de danger, une étude d'impact et une enquête publique.

- **Planning**

Le planning proposé pour les travaux est le suivant :

- Etude d'avant-projet, étude d'impact et étude de danger réalisées simultanément : 6 mois
- Demande d'autorisation d'exploiter et instruction du dossier, enquête publique, études détaillées et consultation des entreprises (PRO/DCE/ACT) réalisées simultanément : 10 mois
- Etudes EXE, travaux et mise en service : 18 mois

Soit un planning s'étendant au total sur 2 ans et 8 mois. Ce planning est présenté dans le chapitre « Plan d'actions ».

La chaufferie biomasse pourrait donc être mise en service pour la saison de chauffe 2019-2020.

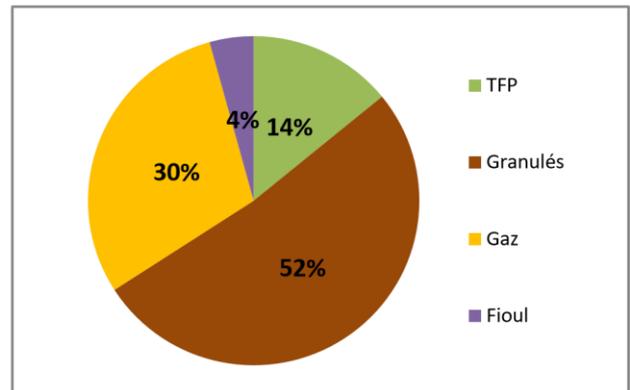
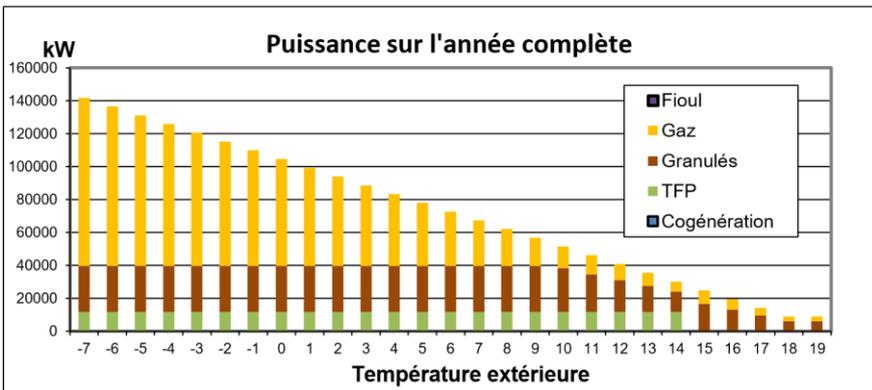
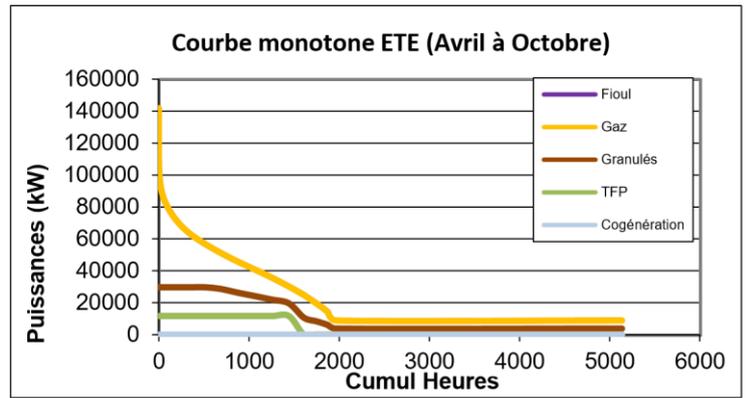
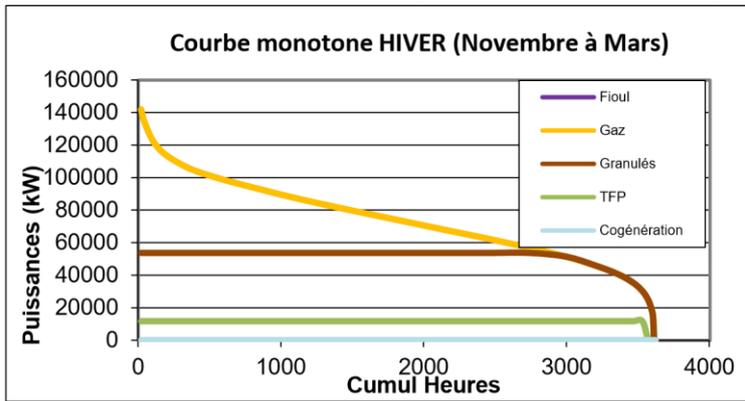
#### 5.1.2.2. Bilan énergétique

Pour les 3 scénarii de distribution, le bilan énergétique du réseau de chaleur a été réalisé avec les énergies suivantes par ordre de priorité :

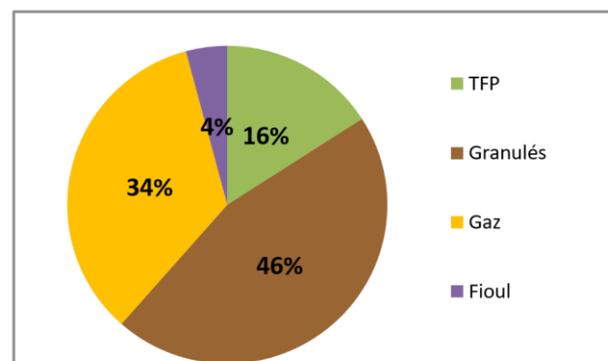
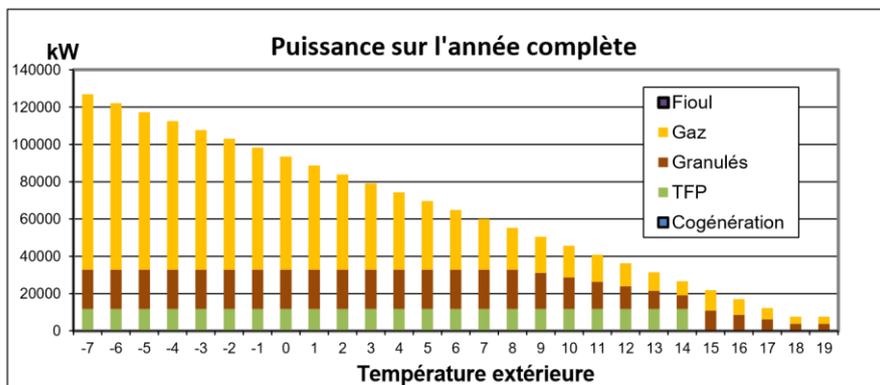
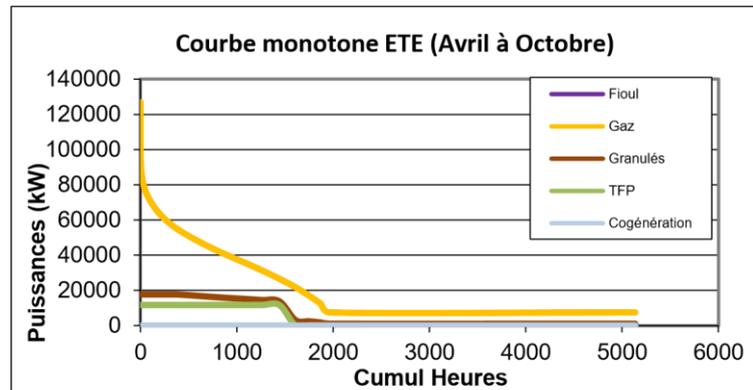
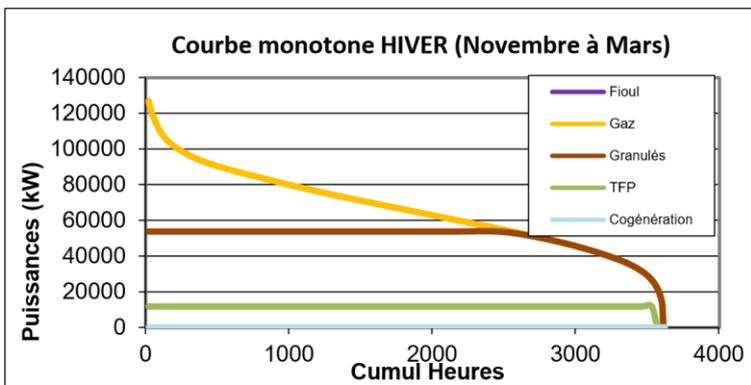
- Cogénération gaz de 18 MWth en base de novembre à mars jusqu'en 2020 (rendement thermique 56%)
- Thermo-frigo-pompe de 11,7 MWth
  - Débit minimum réseau : 800 m<sup>3</sup>/h
- Chaufferie agropellets de 42 MW
  - Minimum technique de 40% de la puissance maximale des brûleurs soit 4,2 MW
  - Rendement 88%
  - Arrêt de la biomasse l'été : selon le scénario
- Chaufferie gaz naturel en appoint (rendement 90%)
- Chaudières fioul pour l'écrêtage (rendement 88%) Le rendement réseau est de 93%.

L'analyse énergétique a été réalisée pour chaque période considérée. Les résultats présentés cidessous sont ceux de fin de période (2027) ; la cogénération n'apparaît donc pas puisqu'elle est arrêtée en 2020.

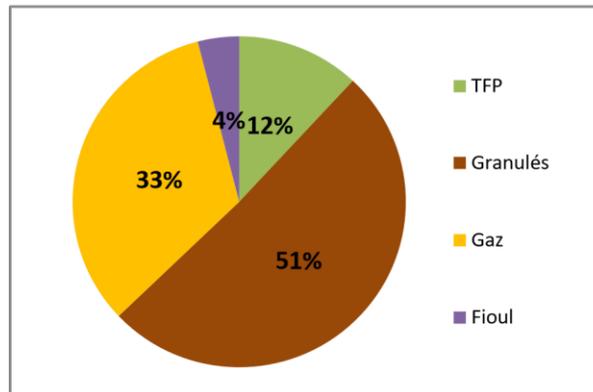
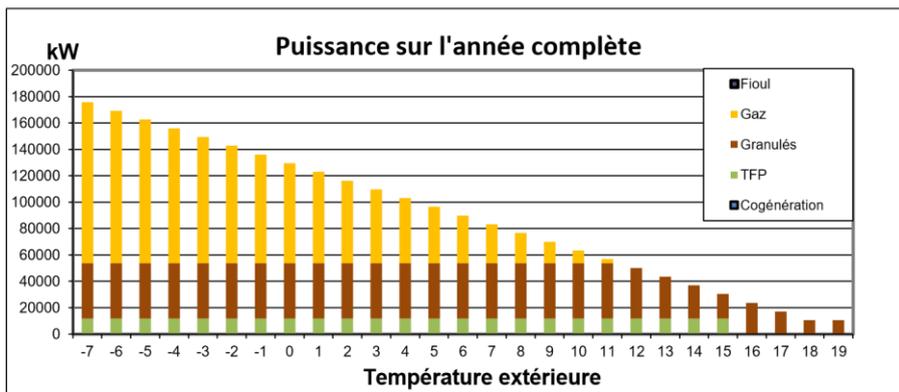
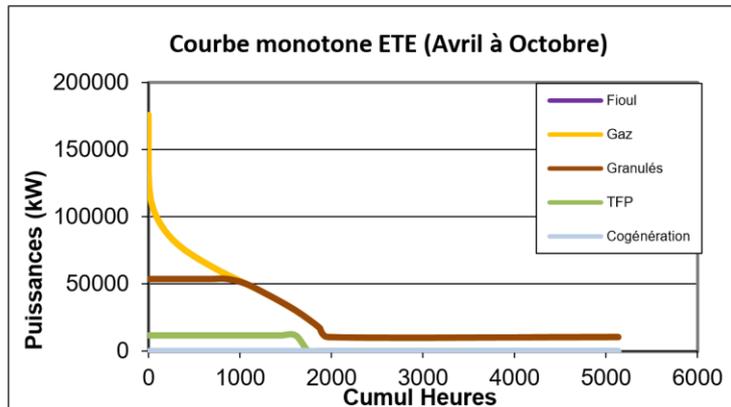
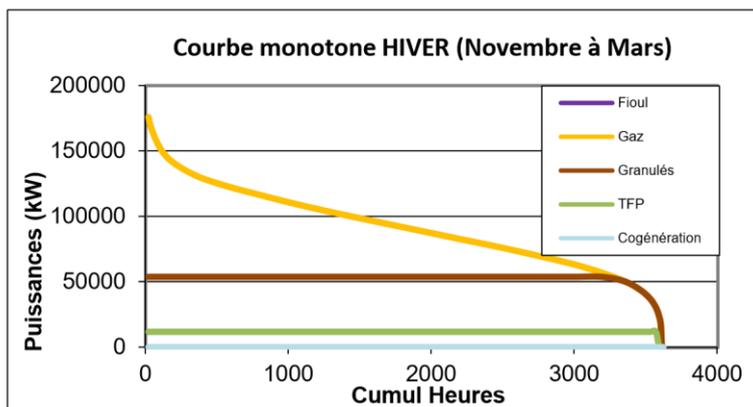
• Scénario 1 (305 GWh livrés en 2027)



• Scénario 2 (345 GWh livrés en 2027)



• Scénario 3 (424 GWh livrés en 2027)



• **Taux de couverture ENR&R selon la période**

Le taux ENR&R recherché est de 60%.

Ce taux varie en fonction des besoins du réseau et donc de la période considérée :

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Jusqu'en 2020	63%	63%	63%
2021-2025	64%	61%	60%
2026-2027	62%	66%	63%

• **Récapitulatif énergétique des scénarii en 2027**

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Taux de couverture ENR&R	62%	66%	63%
MWh livrés	305 GWh	345 GWh	424 GWh
Puissance lissée en tête de réseau	131 MW	143 MW	180 MW

## 5.2. Réseaux de froid

### 5.2.1. Réseau de froid Enertherm

L'évolution prévisionnelle des consommations et des puissances sur le réseau Enertherm est la suivante, en MWh livrés aux abonnés :

	2019-2020	2021-2025	2026-2027
Consommation (MWh livrés)	126 971	140 650	153 943
Puissance appelée (kW)	115 911	127 486	138 734
Puissance souscrite (kW)	123 021	136 911	150 408

La puissance appelée en fin de période est de 139 MW.

La puissance installée étant de 115 MW + 60 MW de stockage, soit 175 MW, les installations existantes sont suffisantes pour assurer la production jusqu'en 2027.

A noter que ce scénario est « maximaliste », puisque les consommations des bâtiments neufs ont été considérées comme équivalentes à celles des bâtiments existants.

Les consommations et la puissance souscrite sur le réseau de froid d'Enertherm sont donc prévues pour augmenter à hauteur de plus de 20%. Le business plan de la DSP actuelle ne devrait pas subir de modifications particulières, les charges supplémentaires étant couvertes par les recettes supplémentaires.

Par conséquent, l'analyse économique détaillée n'a pas été menée pour ce réseau.

### 5.2.2. Réseau de froid SUC

L'évolution prévisionnelle des consommations et des puissances sur le réseau SUC est la suivante, en MWh livrés aux abonnés, y compris export vers les réseaux voisins :

	Situation actuelle	2016-2020	2021-2027
MWh livrés	77 929	77 929	96 159
Puissance appelée (kW)	60 000	60 000	84 344
Puissance souscrite (kW)	65 116	73 116	102 329

L'augmentation contractuelle de la puissance souscrite du réseau de la Ville de Courbevoie est appliquée en 2016 mais ne modifie pas les consommations et puissances appelées. Elle constitue un apport de recettes important pour la Délégation.

Sur la période 2021-2027, la hausse de consommations est due pour moitié au projet Hermitage.

Si le projet Hermitage est réalisé, la puissance appelée en fin de période sera de 84 MW ; cela correspond à la puissance de production prévisionnelle suite à la rénovation de la centrale Gambetta, qui sera de 85 MW. Le stockage de glace qui sera mis en place, de l'ordre de 7 MW, permettra de bénéficier d'une surpuissance de 8%. La future centrale est donc bien dimensionnée pour les besoins à venir.

En l'absence d'investissements importants à venir et au vu de l'évolution croissante des besoins qui devrait se traduire par une bonification des comptes d'exploitation, l'analyse économique détaillée n'a pas été menée pour ce réseau.

## 6. ANALYSE ECONOMIQUE – RESEAU DE CHALEUR

### 6.1. Les investissements

Les investissements engendrés par le projet sont estimés comme suit.

#### 6.1.1. Production

L'investissement pour l'adaptation de la chaufferie Alençon à la combustion d'agropellets est détaillé dans la partie 5.1.2.2. Estimation du budget d'investissement.

Le montant total d'investissement pour la production retenu est de **21 266 k€**.

#### 6.1.2. Distribution

##### 6.1.2.1. Densification

Il est précisé dans l'avenant 2, qui modifie l'article 61 du contrat de concession, que les droits de raccordement sont séparés en deux parties :

- Une partie proportionnelle à la puissance souscrite destinée exclusivement aux travaux de renouvellement et de gros entretien ;
- Une partie sur devis destinée à la compensation exclusive des travaux réalisés pour le raccordement.

Les travaux de raccordement étant financés par ces droits de raccordement sur devis, les coûts d'investissement pour les raccordements de densification n'ont pas été pris en compte dans la présente analyse.

En parallèle, les droits de raccordement sur devis n'ont donc pas non plus été pris en compte.

Par ailleurs, aucun investissement n'a été prévu pour la création du réseau structurant sur le quartier des Groues, le portage de l'investissement n'ayant pas encore été défini entre les acteurs du projet.

##### 6.1.2.2. Extensions

#### • Eco-quartier des Bergères

Les coûts de raccordement de la ZAC des Bergères sont définis par la convention signée le 2 mars 2015 entre la Ville de Puteaux, le GENERIA et Enertherm. Ils sont définis comme suit :

Poste	Coût k€ HT	Payé par
Réseau de distribution interne à l'éco-quartier	1 350	Ville de Puteaux
Réalisation et aménagement du local sous-station d'échange HP/BP	Non défini	Ville de Puteaux
Extension du réseau primaire Enertherm	1 540	Enertherm

Fourniture et pose des équipements de la sousstation d'échange HP/BP
--

Enertherm
-----------

Le montant d'investissement à prendre en charge par Enertherm est donc de 1 540 k€ selon l'estimation de la convention. Toutefois Enertherm prévoit un investissement de **3 566 k€**, c'est donc ce montant qui a été pris en compte dans la présente analyse. Ce montant est réparti sur la durée :

k€	Coût de raccordement de l'éco-quartier Bergères
Avant 2020	1 963
2021-2025	1 053
2026-2027	550
<b>Total</b>	<b>3 566</b>

• **Autres extensions**

De la même manière que pour la densification, le coût des sous-stations est considéré comme couvert par les droits de raccordement sur devis et n'est donc pas pris en compte ici.

Seuls les coûts de réseau sont donc pris en compte.

Prospect	Nature des travaux	k€ HT
Université + CROUS	Création d'une sous-station HP/BP en centrale Noël Pons	300
	900 m de réseau BP en DN 150	810
Tours Hermitage	400 m de réseau HP en DN 150	800
Résidences OPHLM les Champs aux Melles et Fontenelles	650 m de réseau HP en DN 100 700 m de réseau HP en DN 125	2 365

**Remarque** : dans l'étude d'évolution des besoins du réseau, les tours Hermitage ont été considérées comme de la densification car faisant partie des projets de l'ÉPADESA. Au vu de la distance qui les sépare du réseau, il est toutefois nécessaire de prendre en compte le coût de l'extension.

• **Réseaux de chaleur**

Les liaisons reliant Enertherm aux réseaux de Courbevoie et de Puteaux sont déjà existantes.

La liaison avec le réseau de Courbevoie est fonctionnelle ; aucun coût supplémentaire ne sera donc engendré, mis à part pour le remplacement éventuel des échangeurs. Toutefois ce coût serait pris en charge par la Ville de Courbevoie ou son Délégué.

La liaison avec le réseau de Puteaux est quant à elle hors service à ce jour, le réseau de Puteaux étant en basse pression (il n'existe pas d'échangeurs). La remise en service de cette liaison et la création d'une sous-station HP/BP seront toutefois prises en charge par la Ville de Puteaux ou son Délégué.

Par conséquent, aucun investissement n'a été pris en compte côté Enertherm pour l'interconnexion avec les réseaux voisins.

Notons néanmoins que dans un scénario de desserte de ces réseaux, l'exploitation et l'entretien de ces interconnexions font partie des charges considérées dans les simulations économiques jusqu'aux limites de responsabilités contractuelles.

• **Coût selon les scénarii et par période**

Les coûts d'investissement pour les extensions échelonnés dans le temps selon le scénario étudié sont donc les suivants :

k€	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
<i>Prospects raccordés</i>	<i>Eco-quartier Bergères Tours Hermitage</i>	<i>Prospects Scénario 1 Université + CROUS Résidences OPHLM</i>	<i>Prospects scénario 2 Réseau de Courbevoie Réseau de Puteaux</i>	<i>Prospects Scénario 1 Besoins ENR des réseaux de Courbevoie et de Puteaux</i>
Avant 2020	1 963	1 963	1 963	1 963
2021-2025	1 853	2 963	2 963	1 853
2026-2027	550	2 915	2 915	550
<b>Total</b>	<b>4 366</b>	<b>7 841</b>	<b>7 841</b>	<b>4 366</b>

## 6.2. Les mécanismes de financement mobilisables

### 6.2.1. Les droits de raccordement

• **Eco-quartier Bergères**

Les droits de raccordement étant déjà connus dans les prévisions Enertherm, les montants réels ont été pris en compte :

k€	Droits de raccordement de l'éco-quartier Bergères
Avant 2020	1 443
2021-2025	1 706
2026-2027	923
<b>Total</b>	<b>4 072</b>

• **Autres raccordements**

Comme précisé ci-dessus, l'avenant 2, qui modifie l'article 61 du contrat de concession, distingue les droits de raccordement en deux parties :

- Une partie proportionnelle à la puissance souscrite destinée exclusivement aux travaux de renouvellement et de gros entretien ;
- Une partie sur devis destinée à la compensation exclusive des travaux réalisés pour le raccordement.

Il a été choisi dans la présente analyse économique de neutraliser les coûts de raccordement (antenne + sous-station) lorsqu'ils ne nécessitent pas d'extension importante, puisque ceux-ci sont financés par les droits de raccordement.

Les droits de raccordement sur devis ne sont donc pas pris en compte.

La part proportionnelle a quant à elle été prise en compte pour chaque prospect raccordé (selon avenant 8, montants au 30/09/2015):

Droit de raccordement logements = Puissance souscrite (kW) \* 108,88 € HT/kW

Droit de raccordement tertiaire = Puissance souscrite (kW) \* 141,54 € HT/kW

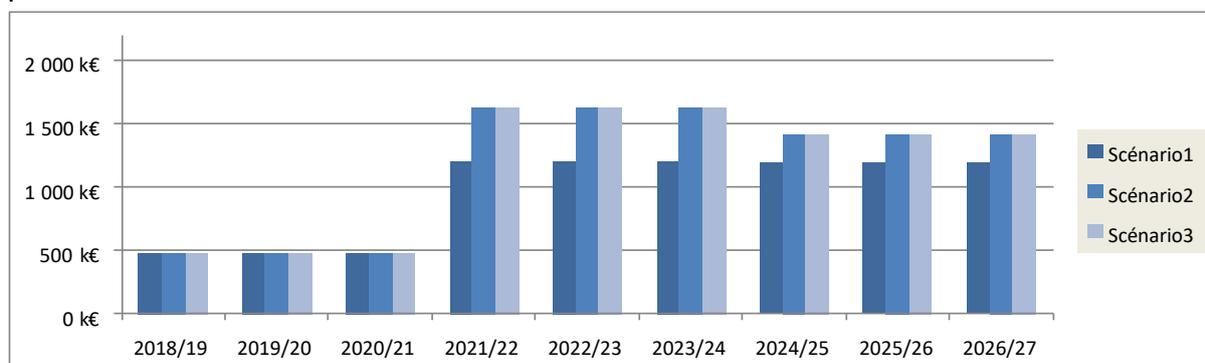
Les puissances souscrites estimées sont présentées dans la partie 5.1.1 Scénarii de distribution.

Aucun droit de raccordement n'a été considéré pour l'export vers les réseaux voisins. Ces montants seront à déterminer lors des négociations entre les autorités délégantes.

Les montants pris en compte sont alors les suivants (hors Bergères) :

k€	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
<i>Prospects raccordés</i>	<i>Eco-quartier Bergères Tours Hermitage</i>	<i>Prospects Scénario 1 Université + CROUS Résidences OPHLM</i>	<i>Prospects scénario 2 Réseau de Courbevoie Réseau de Puteaux</i>	<i>Prospects Scénario 1 Besoins ENR des réseaux de Courbevoie et de Puteaux</i>
Avant 2020	-	-	-	-
2021-2025	1 614	2 875	2 875	1 614
2026-2027	2 497	3 153	3 153	2 497
<b>Total</b>	<b>4 111</b>	<b>6 028</b>	<b>6 028</b>	<b>4 111</b>

La répartition des droits de raccordement sur la durée est présentée ci-dessous pour chaque scénario :



### 6.2.2. Les subventions

Les subventions ont été estimées conformément aux règles du Fonds Chaleur 2016 :

- Pour la production : 16 €/tep biomasse produit pendant 20 ans
- Pour les extensions : 70% de l'aide maximale allouée selon les DN, selon le document Fonds Chaleur

Les montants de subventions pris en compte sont alors les suivants :

k€	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
<i>Prospects raccordés</i>	<i>Eco-quartier Bergères Tours Hermitage</i>	<i>Prospects Scénario 1 Université + CROUS Résidences OPHLM</i>	<i>Prospects scénario 2 Réseau de Courbevoie Réseau de Puteaux</i>	<i>Prospects Scénario 1 Besoins ENR des réseaux de Courbevoie et de Puteaux</i>
Avant 2020	4 129	5 291	6 399	5 325
2021-2025	-	344	344	-
2026-2027	-	516	516	-
<b>Total</b>	<b>4 129</b>	<b>6 151</b>	<b>6 151</b>	<b>5 325</b>

Ainsi, les taux de subvention pris en compte dans l'évaluation économique se situent entre 16 % et 25 % de l'investissement total, d'un scénario à l'autre.

Seules les subventions du fonds chaleur sont prises en compte dans l'analyse, mais elles sont cumulables à d'autres sources de subventions qui peuvent venir s'ajouter (Région, FEDER...) dans la limite du respect de l'encadrement communautaire quant au cumul des aides publiques. L'obtention de subventions complémentaires constitue une amélioration potentielle du bilan économique présenté.

Les modalités de versement du fonds chaleur ont été prises en compte. En effet l'aide est versée en 3 étapes : un versement à la notification, après signature du contrat avec l'ADEME ; un versement à la réception de l'installation ; le solde sur présentation des résultats réels des deux premières années, ce solde ne pouvant excéder 20% de l'aide totale.

### **6.2.3. Le financement des investissements à réaliser par le délégataire**

Le reliquat des apports de financement s'effectue en emprunts auprès d'établissements bancaires et en apport de fonds propres. Les simulations économiques reposent sur une hypothèse de ratio capitaux / emprunts de 40% (capitaux propres) / 60% (emprunts). Une hypothèse de coût de financement de l'emprunt de 4% a été retenue.

Pour un montage par le secteur privé, l'arbitrage entre fonds propres et dettes, peut s'échelonner entre 10 / 90 et 40 / 60 selon la structure de l'entreprise et du projet. Le coût de la dette peut être plus favorable au regard des conditions actuelles du marché, très avantageuses à l'heure des analyses. Toutefois, il convient de rester sur une approche structurelle plutôt que conjoncturelle, dans une logique prudente quant aux conditions de financement en 2019. Par ailleurs le coût de refinancement d'un délégataire reste plus onéreux que celui d'une collectivité.

## **6.3. Les charges d'exploitation**

Chaque poste des catégories suivantes ont fait l'objet d'une évaluation pour l'activité chaleur :

- le P1, lié aux consommations de l'énergie ;
- le P2 : les charges d'exploitation de la maintenance courante aux redevances contractuelles ;
- Le P3 concernant les charges de gros entretien et renouvellement P3, liés à l'exploitation.

Les hypothèses prises pour les coûts des énergies (charges P1) sont les suivantes :

- Agropellets : 41,5 € HT/MWh PCI décomposé comme suit :
  - Fourniture : 132,5 €/tonne soit 30,1 € HT/MWh PCI (selon courriers des fournisseurs)

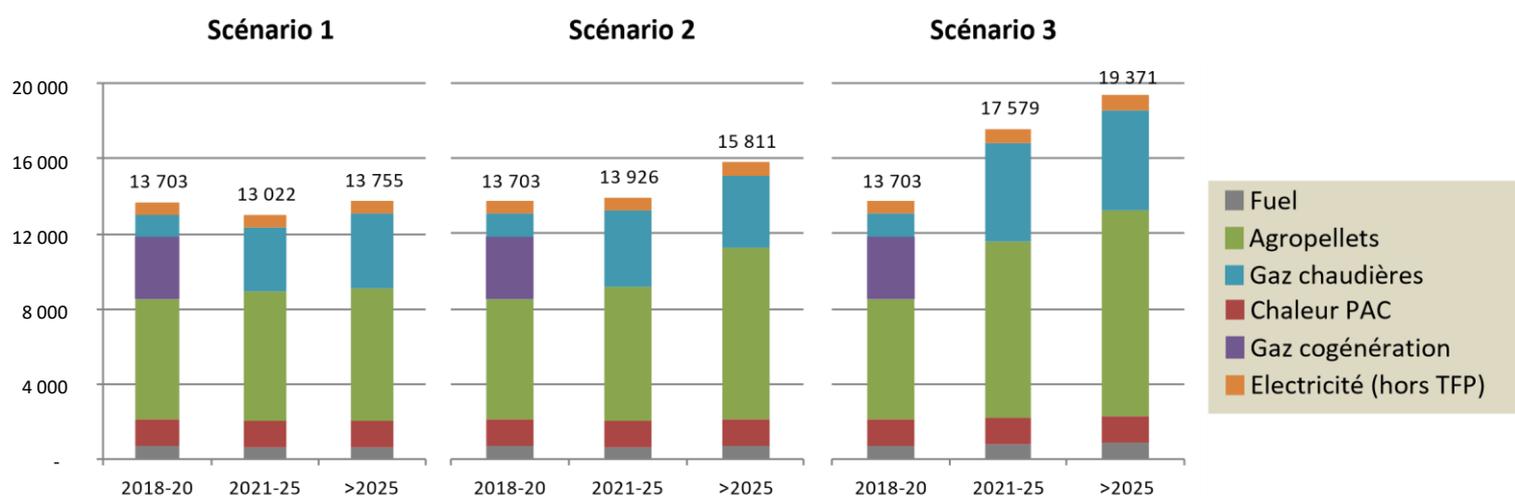
- Transport : le coût du transport d'agropellets par voie ferrée étant inconnu, il a été choisi de retenir le prix actuel pour le transport du fioul transmis par Enertherm, soit 50 €/tonne soit 11 € HT/MWh PCI
- Gaz naturel : 28,3 € HT/MWh PCS
  - Fourniture : 26,8 € HT/MWh PCS (soit moyenne constatée sur les comptes Enertherm sur l'exercice 2014-2015)
  - TICGN : 1,52 € HT/MWh PCS (taux maintenu à la valeur du 31/12/2013 pour les entreprises soumises aux quotas de gaz à effet de serre)
- Electricité : 68,5 € HT/MWh PCS, CSPE comprise (soit moyenne constatée sur les comptes Enertherm sur l'exercice 2014-2015)
- Fioul : 40 € HT / MWh PCI (soit 448 € HT / tonne). Le fioul est conservé pour les besoins d'écêtement à hauteur de 4 à 5% des besoins énergétiques.

Notons que les scénarios excluent l'usage de biomasse liquide qui a cependant fait l'objet de simulations. Mais le niveau des coûts d'approvisionnement estimés à au moment de l'étude (de l'ordre de 47 € / MWh PCI) n'a pas justifié son introduction dans le mix énergétique. Cependant, cette introduction est envisageable et constituera une option pour améliorer si besoin la proportion de chaleur produite à base de source d'énergie renouvelable (à partir du moment où celle-ci serait reconnue par l'ADEME comme énergie renouvelable, et lorsque les conditions de production seront moins onéreuses).

En termes de volumes d'énergie consommés, pour les livraisons aux usagers existants comme pour celles aux usagers futurs, la biomasse vient remplacer partiellement les consommations d'énergies fossiles. La biomasse représente d'un scénario à l'autre entre 47% et 57% des achats d'énergie, alors que les énergies fossiles (gaz naturel et fioul) représentent entre 29% et 38% des dépenses d'un scénario à l'autre. Ainsi les bilans économiques des scénarios envisagés présentent une faible sensibilité par rapport à l'évolution du coût des énergies fossiles.

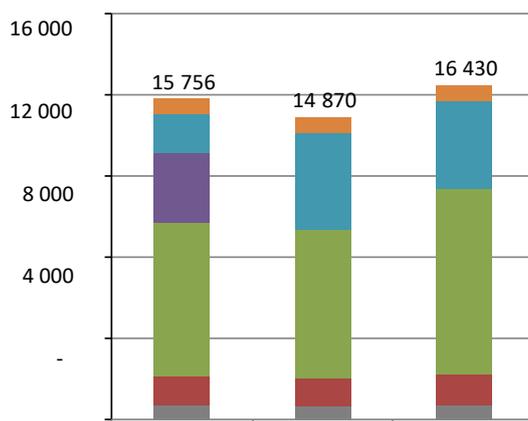
Le détail des charges d'exploitation P1 est fourni dans le compte d'exploitation en annexe 10 au présent rapport.

Les charges de combustible sont présentées graphiquement ci-dessous pour chaque scénario :



Scénario 4

20 000



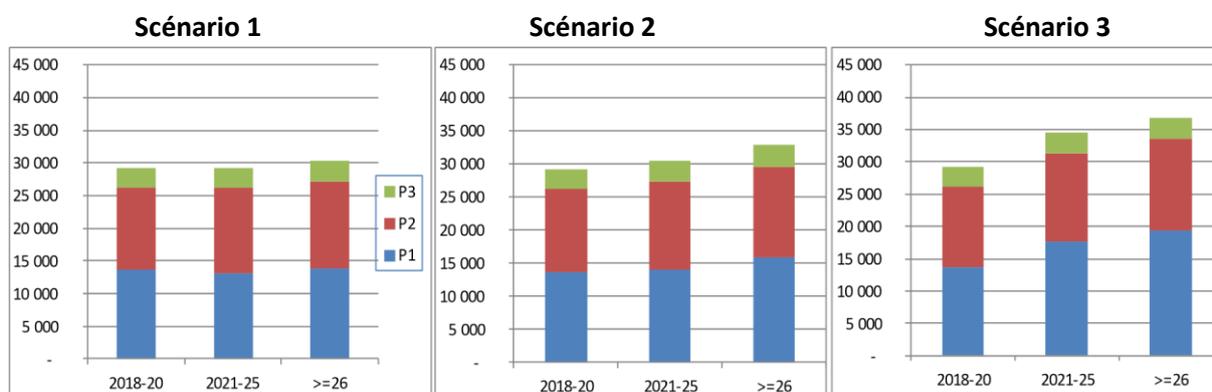
Les autres dépenses d'exploitation (P2 : eau, entretien, maintenance, redevances, impôts et taxes, assurances, frais de gestion, et autres) ont été identifiées à partir des comptes annuels d'Enertherm analysés dans l'audit économique joint en annexe, et l'estimation des nouvelles charges induites par les nouveaux investissements. Les charges P2 s'échelonnent entre 12 et 14 M€ selon le scénario et la période (en 2014-15, ce poste à périmètre comparable s'élevait à 19,5 M€ pour les activités froid et chaleur dont environ 60% concernent les activités chaleur).

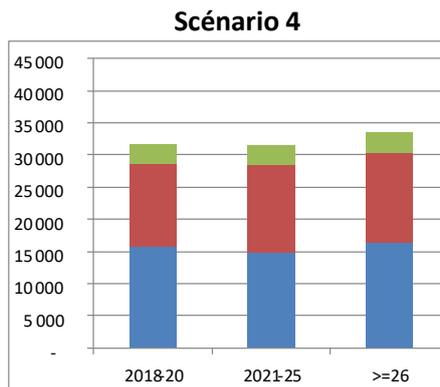
Aux charges constatées pour les derniers exercices (part de l'activité chaleur évaluée. Le dernier exercice comptable connu pour cette étude était l'exercice 2014-15), s'ajoutent donc :

- les dépenses d'exploitation des extensions de réseau et nouvelles sous stations envisagées d'un scénario à l'autre ;
- les charges supplémentaires envisagées pour l'exploitation de la centrale biomasse ;
- l'évolution des charges de gestion en fonction du chiffre d'affaires supplémentaire prévu ; des impôts et taxes selon notamment la valeur ajoutée.

Les charges P3 sont calculées à partir du prévisionnel pour gros entretien et renouvellement mis à jour à fin 2015. Elles varient selon les scénarios, périodes et engagements de dépenses, mais sont de l'ordre de 3 M€ en moyenne pour l'activité chaleur (8 à 9 % du total de charges d'exploitation P1-P2-P3).

Les hypothèses de dépenses d'exploitation sont les suivantes au total (P1 : cout des énergies présenté ci-dessus, P2 : charges d'exploitation, P3 : charges de gros entretien et renouvellement) :





Notons par ailleurs que les charges simulées sont aussi impactées par :

- Des charges d'entretien de la turbine de cogénération qui produit de l'énergie électrique valorisée par contrat d'achat venant à échéance en 2020. Au-delà de 2020, il est supposé l'arrêt de la turbine donc de la production d'électricité et la disparition des charges d'entretien afférentes. Son maintien éventuel en fonctionnement pour valoriser l'électricité aux prix de marché reste une éventualité qui fournirait un volant de recettes supplémentaires non pris en compte dans les simulations.
- Le coût du crédit-bail contracté par Enertherm dans le cadre du financement des travaux de premier établissement, venant à échéance en 2024. Cette charge est intégrée pour sa quote-part chaleur estimée dans la simulation jusqu'à 2024.
- Les flux des charges d'amortissement et provisions et charges financières à associer au financement de l'activité de la concession en cours et s'étalant jusqu'au terme de celle-ci. Ces charges ont en effet un impact fiscal à prendre en compte dans l'analyse de la rentabilité de l'activité chaleur.

#### 6.4. Les produits d'exploitation

Les produits d'exploitation correspondent à la facturation R1 et R2 pour la chaleur.

En complément, les produits de vente d'électricité de la cogénération sont pris en compte jusqu'en 2020, date de fin du contrat d'achat. Au-delà, ne connaissant pas les conditions économiques futures, il a été considéré que la cogénération serait arrêtée.

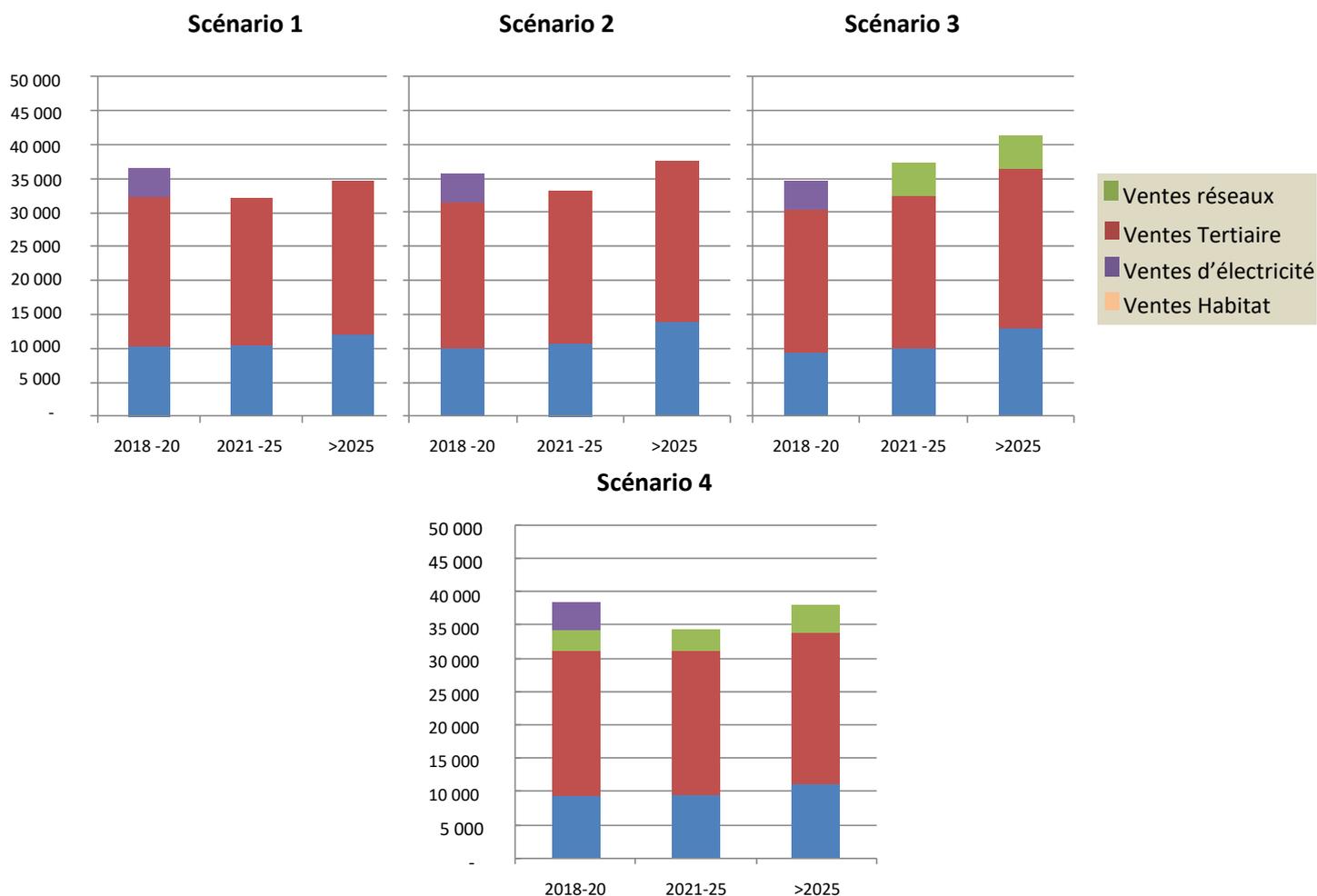
La chaleur exportée vers les réseaux de chaleur voisins a été considérée comme vendue à un prix inférieur au prix abonnés. L'analyse juridique de cette hypothèse est fournie dans l'annexe 11.

Dans le scénario 3, réalisé initialement, le prix de la chaleur mixte exportée a été estimé à 61 € HT/MWh. Dans le scénario 4, suite au démarrage des négociations avec la Ville de Courbevoie, le prix de la chaleur 100% ENR exportée a été déterminé à partir des coûts réels estimés liés au fonctionnement de la chaufferie biomasse Enertherm. Ce prix a alors été estimé à 74 € HT/MWh. (composante R1 de 57 €/MWh HT, composante R2 de 65 € / kW HT).

Ces valeurs ont été estimées à partir du coût identifié supra des agropellets et des charges correspondant à l'investissement et l'entretien de la centrale biomasse.

Il est à noter que dans ce dernier scénario, les besoins et donc les puissances souscrites par les deux réseaux sont inférieurs à ceux du scénario 3.

Les recettes annuelles sont présentées graphiquement ci-dessous pour chaque scénario :



Le détail est fourni dans le compte d'exploitation en annexe 10.

## 6.5. Budget prévisionnel

Le compte d'exploitation détaillé pour chaque scénario est fourni en annexe 10 au présent rapport.

## 6.6. Autres hypothèses économiques

### 6.6.1. Hypothèses de projection économiques

- Investissement sur l'activité chaleur seule ; évaluation portant sur cette seule activité
- Hypothèse d'une exploitation sur 20 ans à compter de 2019
- 40% capitaux propres / 60 % endettement
- Taux de subvention (Ademe – fonds chaleur) : entre 16 % et 25 % de l'investissement
- Taux emprunt : 4%
- TRI projet cible : 8% net impôts

- Période de référence : moyenne saison 2014/15 permettant de comparer au prix moyen 2014 – 2015

### 6.6.2. Prix de référence pour la chaleur

Le prix de référence pour la simulation économique est le coût moyen de la chaleur sur l'exercice 2014/2015. On trouvera sa décomposition ci-dessous :

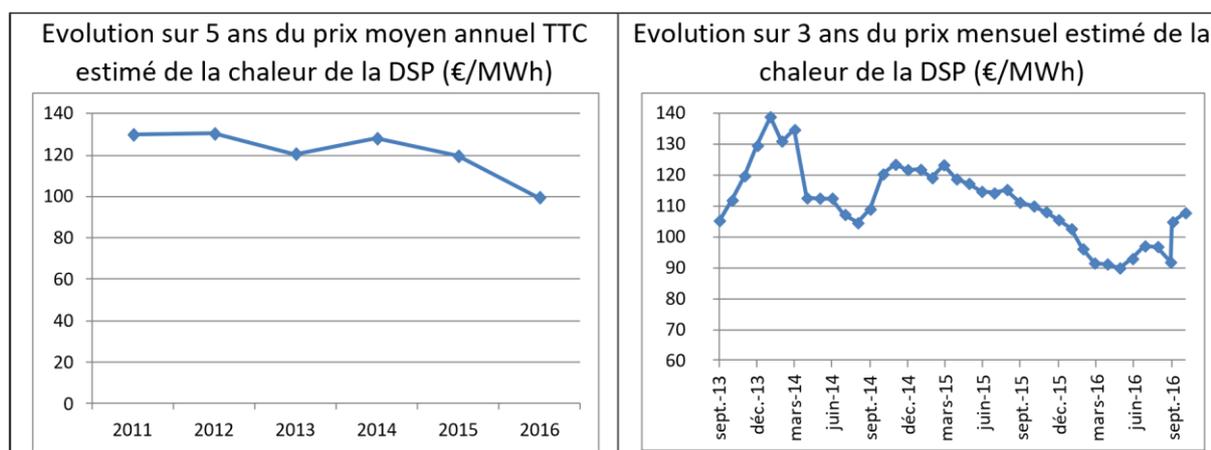
	Tertiaire	Habitat
R1 (€ HT/MWh)	62	56
R2 (€ HT/kW)	58	53

		Tertiaire	Habitat	Global
R1 + R2	€ HT/MWh	108	87	105
	€ TTC/MWh	123	100	119

Il constitue le scénario de référence de prix moyen de la chaleur avec lequel les scénarios de développement ont été comparés.

Cette valeur de référence est en cohérence avec les paramètres de construction des simulations économiques qui reposent sur les données observées en 2014-15 dans les comptes d'Enertherm, notamment les coûts moyens des approvisionnements en énergie.

Ces données ont évolué au cours de 2016 et le prix de référence a baissé significativement, corrélativement avec des prix des énergies fossiles particulièrement faibles. Mais, l'année 2014-15 est représentative des tendances pour les prix de la chaleur de la DSP, contrairement à 2016, comme le montrent les graphiques ci-dessous :

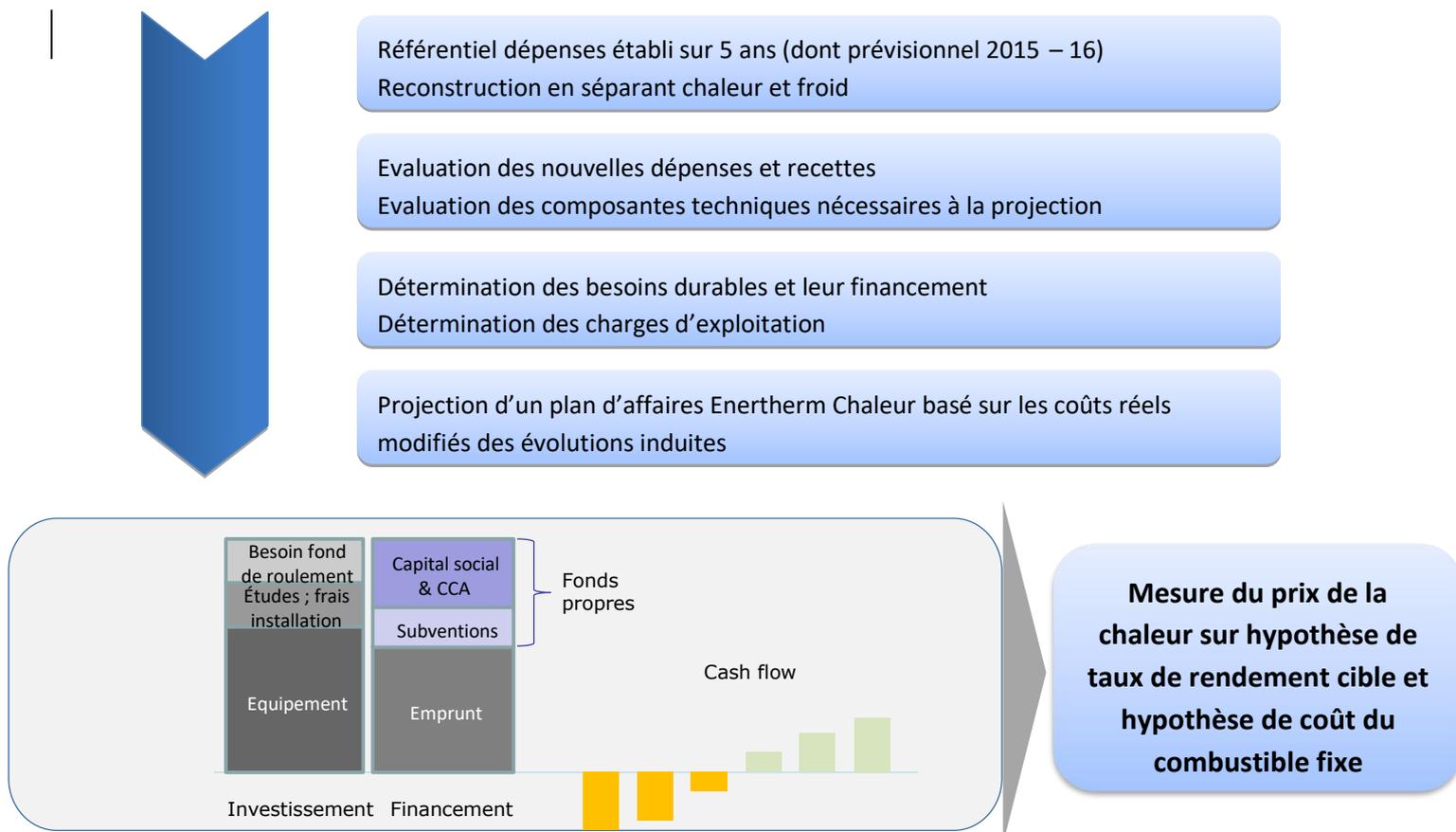


### 6.6.3. Méthodologie de l'analyse économique

L'analyse a ainsi été menée préférentiellement par recherche d'un équilibre économique d'ensemble représenté par un taux de rentabilité interne net d'impôts (TRI projet net d'impôts) de 8 % cible du projet. Le projet est évalué sur 20 ans à compter de 2019, durée nécessaire pour que l'outil de

production d'EnR puisse déverser sa valeur sur le territoire. Elle est donc construite dans le cadre de ce rapport indépendamment de toute hypothèse de gouvernance.

La méthodologie d'analyse procède au travers des 4 étapes décrites ci-dessous, se résumant à construire pour chaque scénario étudié un plan d'affaires complet de l'activité chaleur et à évaluer l'impact de l'investissement sur les prix de la chaleur aux usagers, sous contrainte du maintien de la rentabilité ciblée. Ce coût de la chaleur émanant du projet est à comparer à l'état des lieux. Un ensemble de test de sensibilité des résultats aux aléas de prix et de volumes sont ensuite réalisés.



Chaque scénario est évalué selon le prix de la chaleur qui permet de maintenir à un niveau conforme des critères financiers calculés, qui comprennent :

- le taux de rentabilité interne du projet (TRI),
- la valeur actualisée nette (VAN),
- le temps de retour actualisé,
- la capacité de couverture du service de la dette associés aux emprunts pour financer l'investissement (DSCR : Debt Service Coverage Ratio),
- les ratios d'exploitation moyens suivants : Excédent brut d'exploitation / chiffre d'affaires ; Résultat d'exploitation / chiffre d'affaires ; Résultat avant impôts / chiffre d'affaires ; Résultat net / chiffre d'affaires.

La comparaison de chaque scénario est réalisée par rapport à la situation de référence constituée par les prix moyens de la chaleur observés en 2014-15.

## 6.7. Impact tarifaire des scénarios de développement

La chaleur résultante est vendue à un taux de TVA réduit de 5.5% sur l'ensemble des termes R1 et R2, puisque le taux d'approvisionnement en ENR&R est supérieur à 50%.

L'impact tarifaire du projet est présenté ci-dessous pour chaque scénario :

€ HT/MWh	Prix de référence	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Tertiaire	108	117	114	112	115
Habitat	87	98	93	89	93
Réseau				61	74
<b>Global</b>	<b>105</b>	<b>113</b>	<b>108</b>	<b>98</b>	<b>104</b>

€ TTC/MWh	Prix de référence	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Tertiaire	123	123	120	118	121
Habitat	100	103	98	94	99
				64	78
<b>Global</b>	<b>119</b>	<b>119</b>	<b>114</b>	<b>103</b>	<b>110</b>

On constate que :

- Pour le scénario 1 qui repose sur un développement minimum des raccordements, les nouveaux raccordements, les subventions et la réduction de la TVA permettent de juste garantir un maintien du prix de vente TTC, et d'amortir le verdissement du réseau ;
- Pour les scénarios 2 et 3, les raccordements supplémentaires permettent un gain sur le prix de vente TTC de la chaleur ; notamment, sur le scénario 3, le raccordement à moindre coût des réseaux de chaleur, qui représentent des besoins importants, engendre un levier économique important. Mais ces deux scénarios reposent sur des hypothèses de nouveaux raccordements optimistes.
- Sur l'ensemble des scénarii, le projet engendre une hausse du prix de la chaleur pour les abonnés tertiaires (hors public), qui sont concernés par le prix hors taxe puisqu'ils récupèrent la TVA ;
- Les scénarios 2 et 3 permettent d'engendrer un coût de la chaleur inférieur à la référence pour les logements, grâce à l'effet de la TVA réduite.
- Le scénario 4, qui repose sur des hypothèses de nouveaux raccordements moins optimistes et des livraisons de chaleur aux autres réseaux ajustées, présente un prix moyen inférieur à la référence, mais considérant les livraisons aux autres réseaux. Il correspond à un prix habitat TTC maintenu au niveau de référence mais un prix tertiaire HT qui reste au-dessus du niveau de référence.

Autrement dit, le scénario 1 permet de maintenir un prix TTC cible mais n'est pas satisfaisant en termes de coût de la chaleur acquitté par chacun des utilisateurs, au niveau de subvention pris en hypothèse dans la simulation.

Les scénarios 2, 3 et 4 permettent de maintenir le prix habitat TTC à niveau ou un peu en-dessous du prix de référence, mais ils ne permettent pas de maintenir le prix HT tertiaire, dans les hypothèses de

niveaux de subventions considérées dans cette simulation. Dans ces scénarios, les prix TTC aux utilisateurs tertiaires privés sont améliorés, mais ils ne constituent pas les prix effectivement constatés puisque ceux-ci récupèrent la TVA acquittée sur l'achat de la chaleur (notons qu'en revanche les utilisateurs tertiaires publics ne la récupèrent pas et bénéficient donc du maintien du prix TTC).

Les hypothèses de subventions retenues constituent donc des minimaux pour permettre d'atteindre des conditions économiques qui se maintiendraient pour tous les utilisateurs.

## 6.8. Simulations de sensibilité

Un ensemble de simulations pour tester la sensibilité des résultats à la subvention a été réalisé. Quelques un des tests élaborés sont présentés ci-dessous. Ils évaluent la sensibilité du prix moyen TTC de la chaleur, tous usages, en fonction des facteurs de risques les plus significatifs, associés aux aléas de l'exploitation :

- le coût d'approvisionnement en agropellets ;
- le coût des énergies fossiles ; - l'évolution des livraisons
- ; - l'absence de subvention.

Test			Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Sensibilité du prix de la chaleur au prix d'achat de l'agropellet (prix MWh)	- 10€	113	108	96	104	
	Actuel	119	114	103	110	
	+ 10€	125	121	109	116	
Sensibilité du prix de la chaleur au prix d'achat du gaz et du fioul (prix MWh)	- 10€	112	108	96	103	
	Actuel	119	114	103	110	
	+ 10€	126	121	110	117	
Sensibilité du prix à l'évolution des livraisons	+10%	114	109	99	105	
	Actuel	119	114	103	110	
	-10%	124	119	107	115	
Sensibilité du prix par rapport à la subvention	Avec	119	114	103	110	
	Sans	121	117	105	112	

Ces tests montrent uniquement l'impact sur le prix moyen des différents aléas de manière indépendante, concernant :

- Une variation du coût d'approvisionnement en agropellets. Elle dépend de la part de cette énergie dans le mix énergétique. Représentant entre 45 et 52% de la chaleur produite selon les périodes et les scénarios, son impact est significatif et proche de la moitié de la hausse du consommable.
- Une variation des prix d'approvisionnement en gaz et en fioul. Elle dépend aussi de la part de ces énergies dans le mix énergétique. Représentant entre 34 et 42% de la chaleur produite selon les périodes et les scénarios, son impact est significativement réduit par rapport à la situation actuelle qui présente une forte exposition à l'évolution des énergies fossiles.

- Une évolution à la hausse ou à la baisse des livraisons par rapport au prévisionnel de chaque scénario. L'évolution à la hausse ou à la baisse de 10% des livraisons (puissances souscrites constantes) créé un impact d'environ 5 euros à la hausse ou à la baisse du prix moyen de la chaleur.
- Enfin, l'impact d'une absence de subvention ADEME sur le prix moyen de la chaleur de la concession est relativement réduit dans la mesure où celle-ci ne représente qu'entre 16 et 25% de l'investissement prévu dans nos hypothèses de construction.

Ces facteurs de risque sont pris ici indépendamment les uns des autres mais sont potentiellement cumulatifs et doivent être pris en compte dans l'élaboration du projet. Dans un cadre où le prix des agropellets serait sécurisé sur le long terme, le principal risque porté par un tel investissement réside dans une évolution défavorable des livraisons.

L'augmentation du niveau de subvention est une solution qui permettrait de mieux garantir le maintien des prix des usagers malgré l'avènement de ce risque et le financement de l'apport en énergie renouvelable.

## 6.9. Synthèse des résultats

Les tableaux ci-dessous synthétisent les principaux éléments constitutifs des simulations :

k€ HT	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
<b>Investissements</b>	25 632	29 107	29 107	25 632
<b>Subventions</b>	4 129	6 151	7 259	5 326
<b>Capitaux propres</b>	8 601	9 182	8 739	8 123
<b>Endettement</b>	12 902	13 774	13 109	12 184
<b>Taux de subvention (subvention / investissement total)</b>	16%	21%	25%	21%
<b>TRI net ciblé</b>	8%	8%	8%	8%

<b>Prix moyen chaleur (€ TTC / MWh)</b>	<b>119</b>	<b>114</b>	<b>103</b>	<b>110</b>
<b>Prix moyen chaleur (€ HT / MWh)</b>	113	108	98	104
<b>Part R1</b>	54%	55%	51%	53%
<b>Part R2</b>	46%	45%	49%	47%
<i>Prix TTC Habitat / MWh</i>	103	98	94	99
<i>Prix HT Tertiaire / MWh</i>	117	114	112	115

Prix HT réseaux / MWh			61	74
-----------------------	--	--	----	----

Si sur 20 ans, les scénarios, 3 et 4 permettent de battre le coût de référence moyen de la chaleur global TTC sur la DSP, notamment à l'aide d'une baisse de la TVA sur la redevance R1, dès lors que le taux d'EnR atteint plus de 50% de besoins énergétiques, les utilisateurs du secteur tertiaire conservent un prix HT supérieur au prix de référence. Or ceux-ci, récupérant la TVA (en ce qui concerne le tertiaire privé), perçoivent le niveau HT.

Les utilisateurs habitat peuvent par contre bénéficier d'un prix légèrement inférieur à celui acquitté en 2015, dans les scénarios 2, 3 et 4.

Mais les tests de sensibilité démontrent la fragilité de ce maintien au prix d'équilibre. Un moyen de mieux sécuriser ce niveau serait de bénéficier d'un niveau de subvention supplémentaire.

## **7. EVOLUTION ET INTEGRATION CONTRACTUELLE, POLITIQUE ET JURIDIQUE**

La note d'analyse juridique est fournie en annexe 11 au présent rapport.

## 8. SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE, CHOIX DU SCENARIO ET PLAN D'ACTION

### 8.1. Synthèse de l'étude

#### 8.1.1. Réseau de froid Enertherm

L'évolution prévisionnelle des consommations et des puissances souscrites sur le réseau de froid Enertherm est la suivante, en MWh livrés aux abonnés :

	2016-2020	2021-2025	2026-2027
Consommation (MWh livrés)	126 971	140 650	153 943
Puissance appelée (kW)	115 911	127 486	138 734
Puissance souscrite (kW)	123 021	136 911	150 408

La puissance appelée en fin de période est de 139 MW.

La puissance installée étant de 115 MW + 60 MW de stockage, soit 175 MW, les installations existantes sont suffisantes pour assurer la production jusqu'en 2027.

A noter que ce scénario est « maximaliste », puisque les consommations des bâtiments neufs ont été considérées comme équivalentes à celles des bâtiments existants.

Les consommations et la puissance souscrite sur le réseau de froid d'Enertherm sont donc prévues pour augmenter à hauteur de plus de 20%. Le business plan de la DSP actuelle ne devrait pas subir de modifications particulières, les charges supplémentaires étant couvertes par les recettes supplémentaires.

Par conséquent, l'analyse économique n'a pas été menée pour ce réseau.

#### 8.1.2. Réseau de froid SUC

L'évolution prévisionnelle des consommations et des puissances sur le réseau SUC est la suivante, en MWh livrés aux abonnés, y compris export vers les réseaux voisins :

	Situation actuelle	2016-2020	2021-2027
MWh livrés	77 929	77 929	96 159
Puissance appelée (kW)	60 000	60 000	84 344
Puissance souscrite (kW)	65 116	73 116	102 329

L'augmentation contractuelle de la puissance souscrite du réseau de la Ville de Courbevoie est appliquée en 2016 mais ne modifie pas les consommations et puissances appelées. Elle constitue un apport de recettes important pour la Délégation.

Sur la période 2021-2027, la hausse de consommations est due pour moitié au projet Hermitage.

Si le projet Hermitage est réalisé, la puissance appelée en fin de période sera de 84 MW ; cela correspond à la puissance de production prévisionnelle suite à la rénovation de la centrale Gambetta, qui sera de 85 MW. Le stockage de glace qui sera mis en place, de l'ordre de 7 MW, permettra de

bénéficier d'une surpuissance de 8%. La future centrale est donc bien dimensionnée pour les besoins à venir.

En l'absence d'investissements importants à venir et au vu de l'évolution croissante des besoins qui devrait se traduire par une bonification des comptes d'exploitation, l'analyse économique détaillée n'a pas été menée pour ce réseau.

### 8.1.3. Réseau de chaleur Enertherm

Le réseau de chaleur Enertherm est aujourd'hui alimenté principalement par des énergies fossiles. Une part des besoins (26%) est couverte par la thermo-frigo-pompe, considérée comme une énergie de récupération.

Le prix de référence du réseau de chaleur est de 119 € TTC/MWh sur l'exercice 2014-2015, ce qui le place parmi les réseaux les plus chers de France.

L'objectif du schéma directeur est donc double : mettre en place des énergies renouvelables et de récupération à hauteur de plus de 50%, et maintenir, sinon diminuer, le prix de la chaleur. Pour cela, le développement du réseau est nécessaire.

La solution technique retenue pour la production est l'adaptation de la chaufferie Alençon en chaufferie biomasse de 42 MW, alimentée par des agropellets.

Les différents scénarii se différencient par le volume de besoins de chaleur considéré, le scénario 3 étant le plus ambitieux en termes de raccordements.

Le scénario 4 constitue un scénario « réaliste » en termes de raccordements.

Scénario	Prospects raccordés
Scénario 1	Eco-quartier Bergères Tours Hermitage
Scénario 2	Prospects Scénario 1 Université + CROUS Résidences OPHLM
Scénario 3	Prospects scénario 2 Réseau de Courbevoie Réseau de Puteaux
Scénario 4	Prospects Scénario 1 Besoins ENR des réseaux de Courbevoie et de Puteaux

Les résultats économiques sont synthétisés ci-dessous :

		Référence 2014-2015	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
MWh livrés en 2027	GWh	275	305	345	424	361
Puissance souscrite en 2027	MW	191	226	241	300	240
Investissements	k€		25 632	29 107	29 107	25 632

Subventions	k€		- 4 129	- 6 151	- 7 259	- 5 325
Droits de raccordement	k€		- 8 183	- 10 100	- 10 100	- 8 183
Prix moyen de la chaleur	€ TTC/MWh	119	119	114	103	110
Prix de la chaleur logements	€ TTC/MWh	100	103	98	94	99
Prix de la chaleur tertiaire	€ HT/MWh	108	117	114	112	115
Prix de la chaleur export	€ HT/MWh				61	74

Le scénario 4 correspond à un scénario de raccordements réaliste. Il est par ailleurs optimisé puisqu'il représente un potentiel de besoins plus important que le scénario 2, tout en nécessitant moins d'investissements.

Dans ce scénario, le prix de la chaleur pour l'habitat est maintenu voire légèrement réduit grâce à l'effet de la TVA réduite. Toutefois, les abonnés tertiaires ne bénéficient pas de ce levier puisqu'ils sont impactés par le prix hors taxe ; leur coût de la chaleur est donc en hausse de 6% par rapport à la saison 2014-2015.

## 8.2. Plan d'action

### 8.2.1. Réseaux de froid

Le schéma directeur a permis d'identifier les évolutions prévisionnelles des réseaux de froid comptetenu du Plan de renouveau de la Défense.

Ces évolutions n'impliquent pas d'actions particulières qui ne seraient pas prévues au contrat (la rénovation de la centrale Gambetta étant en cours).

Toutefois, en vue d'optimiser la situation existante, il est préconisé :

- **De mettre en place des conventions d'export de froid** avec les Villes de Courbevoie et Puteaux.  
En effet, les Collectivités ont le devoir d'assurer la continuité du service public et donc de la fourniture d'énergie ; pour cela il leur est nécessaire de maîtriser l'approvisionnement et donc d'être partie prenante dans les conventions (voir cadrage juridique en annexe 11).
- **De redéfinir les limites de prestations**  
Selon la convention passée entre SUC et Cenevia (délégataire de Courbevoie), la pompe en tête de réseau est sous la responsabilité du délégataire de Courbevoie ; cette pompe étant située dans la centrale de production SUC, son entretien par un autre opérateur semble difficile. La rédaction d'une nouvelle convention pourra permettre de mieux définir ces limites de prestations.
- **De mettre en place des compteurs d'énergie en tête de réseau**  
A ce jour, le froid est facturé au Délégataire de Courbevoie selon l'énergie comptabilisée en sous-stations abonnés. Afin de respecter les limites de prestations et de responsabiliser chaque délégataire sur son périmètre, il serait nécessaire de mesurer les quantités de froid livrées en tête de réseau.

### 8.2.2. Réseau de chaleur

- **Approvisionnement biomasse**
  - **Fourniture** : Enertherm a obtenu des courriers d'intention d'approvisionnement de la part de deux fournisseurs d'agropellets, pour un volume total livré de 45 000 tonnes. Selon les scénarii, 30 à 60 000 tonnes d'agropellets sont nécessaires. Il pourra donc être nécessaire d'identifier un troisième fournisseur afin de sécuriser l'approvisionnement.
  - **Transport** : L'étude est basée sur un approvisionnement en agropellets via la voie ferrée, moyen utilisé aujourd'hui pour la livraison du fioul. En effet des rotations de camions dans l'environnement urbain très dense autour de la chaufferie Alençon ne sont pas envisageables. Toutefois les offres proposées à ce jour par les fournisseurs sont basées sur une livraison par camions. La mise en place d'une filière d'approvisionnement par voie ferrée est nécessaire pour la bonne réalisation du projet et doit être assurée par Enertherm, en partenariat avec les fournisseurs.

## ○ Mise en œuvre de la chaufferie biomasse

- **Procédure légale** : La transformation de la chaufferie fioul en chaufferie biomasse implique une mise à jour, voire une nouvelle demande d'autorisation d'exploiter. Afin de mettre en œuvre cette démarche, il est nécessaire de réaliser en amont :
  - Une étude de danger
  - Une étude d'impact
  - Une enquête publique
  
- **Avenant à la DSP** : La mise en œuvre de la chaufferie biomasse dans le cadre de la DSP devra faire l'objet d'un avenant et donc respecter les récentes dispositions relatives aux concessions imposées par l'ordonnance n°2016-65 du 29 janvier 2016 et le décret n°2016-86 du 1<sup>er</sup> février 2016. En particulier, ces textes identifient 6 hypothèses dans lesquelles une modification peut être apportée à une concession existante. L'analyse juridique (voir annexe 11 « Cadrage juridique ») a démontré que l'avenant envisagé présente un risque au regard de ces hypothèses et qu'il présente donc un risque juridique.

## ○ Export de chaleur

- **Certificats verts** : Le projet de chaufferie biomasse dépend des exports aux réseaux voisins de Courbevoie et Puteaux, qui représentent une grande partie des volumes prévisionnels de chaleur livrée. Ces réseaux étant munis de leurs propres centrales de production fonctionnant aux énergies fossiles, leur intérêt consiste à importer de la chaleur 100% ENR&R ou « chaleur verte ». Ce dispositif, qui existe pour le gaz ou l'électricité, consiste à affecter des certificats verts à l'énergie fournie afin de certifier qu'elle a été produite par le biais d'énergies renouvelables. Afin de pouvoir exporter de la « chaleur verte » vers les réseaux voisins, Enertherm devra donc obtenir ces certificats verts pour sa chaleur produite par des ENR&R (cela est applicable pour la biomasse mais pourrait aussi l'être pour la thermo-frigo-pompe).
  
- **Tarification pour l'export** : L'analyse juridique a montré la faisabilité juridique de la mise en place d'une tarification spécifique pour l'export de chaleur verte vers les réseaux voisins. Cette tarification spécifique devra être introduite par voie d'avenant.
  
- **Conventions d'export de chaleur** : De même que pour l'export de froid, l'export de chaleur verte devra faire l'objet de conventions entre autorités délégantes, qui pourront également intégrer Enertherm. Ces conventions devront définir clairement les limites de prestations, les tarifications, les engagements de chaque partie, les modalités de résiliation et les pénalités.





## **9. ANNEXES**

Annexe 1 : Rapport phase 1 : Audit des réseaux de chaleur et de froid Enertherm

Annexe 2 : Rapport phase 1 : Audit du réseau de froid SUC

Annexe 3 : Périmètre de GENERIA et des Concessions

Annexe 4 : Caractéristiques des abonnés Enertherm

Annexe 4.1 : Tableau récapitulatif des caractéristiques des abonnés

Annexe 4.2 : Tableau récapitulatif des consommations des abonnés du réseau de chaleur

Annexe 4.3 : Tableau récapitulatif des consommations des abonnés du réseau de froid  
Annexe 4.4 : Fiches abonnés

Annexe 5 : Plans des réseaux Enertherm Annexe

5.1 : Plan du réseau de chaleur

Annexe 5.2 : Plan du réseau de froid

Annexe 6 : Caractéristiques des abonnés SUC

Annexe 6.1 : Tableau récapitulatif des caractéristiques et consommations des abonnés  
Annexe 6.2 : Fiches abonnés

Annexe 7 : Plan du réseau SUC et des réseaux de froid voisins

Annexe 8 : Schémas de principe SUC

Annexe 8.1 : Centrale Alsace

Annexe 8.2 : Station de pompage

Annexe 9 : Plans des réseaux sur l'Établissement Public Territorial Paris Ouest la Défense

Annexe 9.1 : Plan des réseaux de chaleur

Annexe 9.2 : Plan des réseaux de froid

Annexe 10 : Comptes d'exploitation prévisionnels pour chaque scénario

Annexe 11 : Cadrage juridique