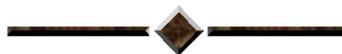


ASSIST Sarl



Mission d'Assistance à maîtrise d'ouvrage pour la réalisation du schéma directeur du réseau de chaleur du SIMACUR



SIMACUR

Hôtel de Ville

1 avenue du Général de Gaulle

91 300 MASSY

☎ : 01.60.13.73.22



Conseil en Energie et Environnement

@ : contact@be-assist.fr

SIEGE & AGENCE LORRAINE

48 Place Mazelle
CS 10671

57 011 METZ Cedex 01

Tél. : 03.87.36.02.02

Fax : 03.87.36.04.44

N° SIRET : 449 077 080 00066 APE 7112B

Sarl au capital de 11 000 €

R.C.S. Metz T1 B 449 077 080

AGENCE FRANCHE COMTE

ZAC PIED DES GOUTTES

4 Rue Armand Bloch

25 200 MONTBELIARD

Tél. : 03.81.98.68.89

Fax : 03.87.36.04.44

N° SIRET : 449 077 080 00058

TVA Intracommunautaire : FR 95 449 077 080

BUREAU ALSACE

ZAC de la Forge

19 rue Jacobi Netter

67 000 STRASBOURG

Version définitive du 28/09/2018

Sommaire

1 -	Phase 1 : Diagnostic du réseau	5
1.1	Contexte et historique du réseau.....	5
1.2	Grille d'indicateurs de performance du réseau	6
1.3	Contexte contractuel	17
1.4	Audit technique.....	19
1.5	Audit économique	31
1.6	Analyse du compte d'exploitation.....	39
2 -	Phases 2-3-4 : Perspectives d'évolution et de développement à l'horizon 2025-2030	46
2.1	Hypothèses retenues pour l'ensemble de l'étude	46
2.2	Evolution sur les bâtiments raccordés.....	48
2.3	Plan de développement prévu dans le contrat de DSP	50
2.4	Autre plan de développement	69
2.5	Bilan total.....	76
3 -	Annexes	81

Table des illustrations

Figure 1 : Raison des coupures	8
Figure 2 : Développement Puissance souscrite	9
Figure 3 : Emissions de CO ₂	9
Figure 4 : Rejets atmosphériques (2016)	10
Figure 5 : Facteur de ressources primaires	11
Figure 6 : Consommation d'eau sur le réseau	11
Figure 7 : Fréquence et gravité des accidents de travail.....	12
Figure 8 : Renouvellement des installations	13
Figure 9 : Prix moyen € HT / MWh.....	14
Figure 10 : Poids de la part proportionnelle aux consommations.....	14
Figure 11 : Synthèse des indicateurs de performance du réseau	16
Figure 12 : Evolution des tarifs R1-R2	18
Figure 13 : Moyens de production d'énergie	19
Figure 14 : Personnel d'exploitation ENORIS	20
Figure 15 : Schéma de principe - Fours d'incinération.....	21
Figure 16 : Bilan 2015/2016- Usine d'incinération (Tableau).....	22
Figure 17 : Bilan 2017- Usine d'incinération (Tableau).....	22
Figure 18 : Bilan 2015/2016/2017 - Usine d'incinération (Graphique).....	22
Figure 19 : Projection des OM incinérées 2015 – 2029 (Tableau).....	23
Figure 20 : Projection des OM incinérées 2015 – 2029 (Graphique).....	23
Figure 21 : Bilan 2015/2016/2017 - Lits Fluidisés Circulant (Tableau).....	24
Figure 22 : Bilan 2015/2016/2017 - Lits Fluidisés Circulant (Graphique).....	24
Figure 23 : Bilan 2015/2016/2017 - Secours FOD.....	25
Figure 24 : Bilan 2015/2016/2017 - Chaufferie Gaz V. Basch (Tableau)	25
Figure 25 : Bilan 2015/2016/2017 - Chaufferie Gaz V. Basch (Graphique)	26
Figure 26 : Evolution mensuelle de la production thermique.....	27
Figure 27 : Bilan énergétique	27
Figure 28 : Mixité énergétique contractuelle	27
Figure 29 : Bilan énergétique en fonction des moyens de production (Année 2017)	28
Figure 30 : Quotas CO ₂ - Arrêté du 24/01/14	28
Figure 31 : Bilan des quotas CO ₂ - 2008/2020	29
Figure 32 : Bilan du solde des quotas CO ₂	29
Figure 33 : Evolution des pertes réseaux	30
Figure 34 : Bilan des pertes réseaux	31
Figure 35 : Répartition des abonnés par typologie.....	31
Figure 36 : Détails Tarification R1 - Phase 1	32
Figure 37 : Détails Tarification R1 - Phase 2	32
Figure 38 : Détails Indice de révisions R1 - Phases 1 & 2	35
Figure 39 : Détails Tarification R2 - Phase 1	36
Figure 40 : Détails Tarification R2 - Phase 2	37
Figure 41 : Détails Indice de révisions R2 - Phases 1 & 2	38
Figure 42 : Evolution de la tarification aux abonnés	39
Figure 43 : Ventes R1-R2 aux abonnés.....	40
Figure 44 : Evolution des déchets incinérés et des recettes en résultant	41
Figure 45 : Répartition des recettes d'exploitation - Graphique.....	42
Figure 46 : Répartition des recettes d'exploitation – Tableau	42
Figure 47 : Achats de combustibles et utilités – Tableau.....	43

Figure 48 : Achats de combustibles et utilités – Graphique.....	43
Figure 49 : Evolution TICGN en € HT/MWh.....	43
Figure 50 : Evolution TICPE en € HT/m ³ FOD.....	44
Figure 51 : Autres charges d'exploitation	45
Figure 52 : Hypothèses d'investissements réseaux	47
Figure 53 : Détails Heures P2 - Extension réseaux.....	48
Figure 54 : Déraccordement Abonnés	49
Figure 55 : Renégociation des PS.....	49
Figure 56 : Développements prévus dans la DSP	50
Figure 57 : Plan du réseau - Développements prévus au contrat de DSP.....	51
Figure 58 : Extension ZAC PARIS BRIIS	52
Figure 59 : Extension CARNOT.....	52
Figure 60 : Extension AMPERE.....	53
Figure 61 : Développements Quartier ATLANTIS.....	53
Figure 62 : Impacts développements CARNOT SEULE	54
Figure 63 : Impacts développements PGO SEULE	55
Figure 64 : Impacts développements PARIS BRIIS SEULE.....	55
Figure 65 : Impacts développements AMPERE SEULE	56
Figure 66 : Impacts développements Ensemble Quartier ATLANTIS.....	56
Figure 67 : Synthèse financière - Extension ATLANTIS.....	57
Figure 68 : Hypothèses financières - Extension ATLANTIS	57
Figure 69 : Quartier OPERA - Projet Ligne 18 Grand Paris Express.....	58
Figure 70 : Extension OPERA 1	59
Figure 71 : Extension OPERA 2	59
Figure 72 : Développements Quartier OPERA.....	59
Figure 73 : Hypothèse Maillage Quartier OPERA	60
Figure 74 : Répartition Bouclage OPERA	60
Figure 75 : Répartition bouclage OPERA - Plan	61
Figure 76 : Impacts développements OPERA 1 SEULE	61
Figure 77 : Impacts développements OPERA 2 SEULE	62
Figure 78 : Impacts développements OPERA 1 & 2	63
Figure 79 : Synthèse financière - Extension OPERA.....	64
Figure 80 : Hypothèses financières - Extension OPERA	64
Figure 81 : Extension PAJEAUD.....	65
Figure 82 : Développements Quartier PAJEAUD	66
Figure 83 : Impacts développements PAJEAUD.....	67
Figure 84 : Synthèse financière - Extension PAJEAUD	68
Figure 85 : Hypothèses financières - Extension PAJEAUD.....	68
Figure 86 : Plan de situation - Quartier VILGENIS.....	70
Figure 87 : Extension VILGENIS	71
Figure 88 : Développements Quartier VILGENIS	71
Figure 89 : Dimensionnement des réseaux - Développement Vilgénis	72
Figure 90 : Impacts développements VILGENIS.....	73
Figure 91 : Synthèse financière - Extension VILGENIS - 1 ^{ère} phase	73
Figure 92 : Synthèse financière - Extension VILGENIS – 2 ^{ème} phase	74
Figure 93 : Hypothèses financières - Extension VILGENIS – 1 ^{ère} phase.....	74
Figure 94 : Hypothèses financières - Extension VILGENIS – 2 ^{ème} phase.....	75
Figure 95 : Synthèses financières – Bilan total	76
Figure 96 : Hypothèses financières – Bilan total	76
Figure 97 : Zone de prospects Industriels et Commerciaux.....	79
Figure 98 : Bilans des moyens de production (Horizon 2020-2030).....	80

1 - Phase 1 : Diagnostic du réseau

1.1 Contexte et historique du réseau

En 1972, le Syndicat Intercommunal de Massy et d'Antony pour le Chauffage Urbain (SIMACUR), confie par contrat d'affermage à la société CURMA la production, le transport et la distribution de chaleur à l'intérieur du périmètre défini dans ladite convention sur les territoires de Massy et d'Antony.

La production de chaleur à partir d'une chaufferie, située rue de Paris à Massy, fonctionnant uniquement au fioul lourd contraint les usagers à subir les fluctuations du prix du combustible, répercutées dans leurs factures.

À la suite de plusieurs chocs pétroliers les élus du Syndicat statuent sur la nécessité de diversifier les combustibles. La multi combustion permettra alors de palier des nouvelles et / ou éventuelles hausses du prix du pétrole et assure une plus grande indépendance énergétique du Syndicat.

De ce fait, le SIMACUR saisit la CURMA d'un projet tendant à réaliser la construction et l'exploitation d'un nouveau centre de production de chaleur, et choisit le charbon comme combustible.

La CURMA, qui s'engage alors à effectuer intégralement le financement, la réalisation et l'exploitation de cette installation, présente toutes les garanties nécessaires tant sur le plan financier que sur le plan technique, devient alors le concessionnaire des installations de production et de distribution de chaleur par convention en date du 28 janvier 1986 qui reprend l'ensemble des responsabilités confiées :

- La réalisation et l'exploitation d'une chaufferie utilisant le charbon, de son réseau de liaison avec les installations existantes du chauffage urbain de Massy-Antony, et des éventuelles extensions du réseau existant,
- La réalisation du 2ème four d'incinération des OM avec récupération de la chaleur dans l'usine déjà construite par le SIMACUR,
- L'exploitation de cette UIOM avec valorisation de l'énergie récupérée destinée à alimenter le réseau,
- L'exploitation de la chaufferie existante destinée à fournir de l'énergie d'appoint et de secours au réseau,
- L'exploitation du réseau de distribution de chaleur installé dans le périmètre des communes de Massy et d'Antony.

Au cours des dix dernières années, le Service Public concédé a fait l'objet d'importants investissements :

- ⇒ Démolition de la chaufferie Fioul lourd et remplacement par une chaufferie gaz de 44 MW rue Victor Basch et par une chaufferie de secours de 44 MW fonctionnant au fioul domestique route de la Bonde,
- ⇒ Mise aux normes les plus exigeantes du système d'épuration des gaz de combustion produits par les fours d'incinération des déchets ménagers,
- ⇒ Extension du réseau de distribution de chaleur aux immeubles construits dans les nouvelles ZAC Paris Briis, Carnot et Ampère.

En 2013, le SIMACUR a lancé une consultation dans le but de désigner un nouveau délégataire pour l'exploitation de ses installations de production et de distribution de chaleur.

Le 1er décembre 2014 marque le début du nouveau contrat de concession. La CURMA laisse donc la place à ENORIS, nouveau nom de la filiale détenue à 95% par ENGIE Réseaux et à 5% par SUEZ.

Dans le cadre de l'appel d'offre, ENGIE Réseaux, en partenariat avec SUEZ, a proposé une énergie renouvelable de récupération en lieu et place des plaquettes forestières : le bois B ou bois fin de vie.

Au cours de l'été 2015, de nombreux travaux sont entrepris afin de mettre en place ce nouveau combustible. La valorisation énergétique de bois en fin de vie avec des chaudières à lits fluidisés circulants est une première en France.

1.2 Grille d'indicateurs de performance du réseau

Le paragraphe suivant présente les principaux indicateurs de performance du réseau. Ils permettent d'évaluer la qualité technique et économique du réseau.

1.2.1 Assurer les besoins des abonnés en chaleur

1.2.1.1 Taux d'appel de puissance

Le taux d'appel de puissance, exprimé en %, représente le rapport entre la puissance maximale appelée pour la température extérieure de base sur la puissance maximale de la production :

$$\text{Taux d'appel de puissance} = \frac{P_{\max}(T^{\circ}\text{ext}_{\text{base}})}{P_{\max \text{ production}}}$$

En 2016, la puissance maximale appelée par le réseau a été relevée le 21 janvier. La puissance relevée était de 73 MW pour une température extérieure de -4,2 °C.

Afin de réaliser des comparaisons entre réseaux, cette puissance maximale est ramenée à la température extérieure de base afin de décorréliser ce ratio de son caractère saisonnier :

$$P_{\max}(T^{\circ}\text{ext}_{\text{base}}) = P_{\max \text{ mesurée}} * \frac{(18 - T_{\text{extérieure}}^{\text{base}})}{(18 - T_{\text{extérieure}}^{\text{relevée}})}$$

Soit pour une température extérieure de base de -9°C, une **puissance maximale appelée de 88,8 MW**.

La production totale étant de 130 MW, le **taux d'appel de puissance est de 68%** :

$$P_{\max}(T^{\circ}\text{ext}_{\text{base}}) = \frac{88,8}{130} = 68\%$$

1.2.1.2 Durée d'utilisation équivalente à pleine puissance

La durée d'utilisation équivalente à pleine puissance, exprimé en nombre d'heures, est le rapport entre la quantité d'énergie thermique livrée (chauffage + ECS) sur la puissance maximale appelée :

$$\text{Durée d'utilisation} = \frac{\text{Qté d'énergie thermique livrée (Chauffage + ECS)}}{\text{Puissance maximale appelée}}$$

En 2016, la quantité d'énergie livrée en sous-station a été de 225 988 MWh.

La durée d'utilisation équivalente à pleine puissance est donc de 3095h :

$$\text{Durée d'utilisation} = \frac{225\,988}{73} = 3\,095\text{ h}$$

1.2.1.3 Taux d'interruption pondéré du service

Le taux d'interruption du service, exprimé en %, est défini selon la formule ci-dessous :

$$\text{Tx d'interruption} = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{Nb heures})_i * PS_i}{\text{Période de fonctionnement} * PS_{\text{totale}}}$$

Avec :

- $i \in [1 ; n]$: i représente la $i^{\text{ème}}$ sous-station et n le nombre total de sous-stations du réseau
- Nb heures : Nombre d'heures d'arrêt pendant la période de fonctionnement
- PS : Puissance souscrite concernée
- Période de fonctionnement : 8 760h dans notre cas
- PS_{totale} : Puissance souscrite totale

En 2016, les résultats obtenus sont les suivants :

Sous-stations HP et BP : $\sum_{i=1}^n (\text{Nb heures})_i * PS_i = 9\,679\,662$

Soit :

$$\text{Tx d'interruption} = \frac{9\,679\,662}{8\,760 * 148\,612}$$

Soit **un taux d'interruption pondéré du service de 0,74%.**

1.2.1.4 Taux d'interruption local du service

Le taux d'interruption local du service, exprimé en %, est défini selon la formule ci-dessous :

$$\text{Tx d'interruption local} = \frac{\text{Nb d'heures d'arrêt}}{\text{Période de fonctionnement}}$$

Soit pour l'année 2016, un taux d'interruption local de 31%.

$$\text{Tx d'interruption local} = \frac{2\,721}{8\,760} = 31\%$$

Nota BENE : les heures de coupure impactant plusieurs sous-stations n'ont été prises en compte qu'une seule fois dans ce calcul.

De plus, cet indicateur n'est pas représentatif des coupures générales sur le réseau. L'intérêt de cet indicateur trouve sa limite au niveau local (un immeuble, une sous-station,..).

1.2.1.5 Taux d'heures d'arrêts programmés par rapport aux heures d'arrêt

Cet indicateur permet de mettre en perspective la qualité de la planification des interventions. Comme pour l'indicateur précédent, l'intérêt de cet indicateur trouve sa limite au niveau local (un immeuble, une sous-station,..). Exprimé en %, il est défini selon la formule suivante :

$$Tx \text{ d'arrêts programmés} = \frac{Nb \text{ d'heures d'arrêts programmés}}{Nombre \text{ d'heures d'arrêt}}$$

Les résultats ci-dessous concernent l'année 2016. Les heures d'arrêts considérées comme arrêts programmés sont également définies dans ce tableau.

Raison de la coupure	Somme de Temps d'indisponibilité	Arrêt programmé
changement compteur ECS	4	OUI
contrôle réglementaire échangeur	1 367	OUI
Fuite sur tuyauterie BP	162	NON
Fuite sur tuyauterie HP	21 534	NON
nettoyage préparateur ECS	7	OUI
remplacement d'une vanne haute pression	5	OUI
remplacement échangeur	69	OUI
remplacement pompe d'eau chaude sanitaire	0	OUI
réparation faisceau échangeur	64	NON
SSI mise en service nouveaux équipement	802	OUI
travaux sur préparateur ECS	17	OUI
Total général	24 031	-

Figure 1 : Raison des coupures

Ainsi, le temps total d'arrêts programmés est de 2 271 heures.

Soit un taux d'arrêts programmés de 83%, démontrant une bonne planification des interventions.

$$Tx \text{ d'arrêts programmés} = \frac{2\,271}{2\,736} = 83\%$$

1.2.1.6 Puissance au km

La puissance souscrite au kilomètre, exprimée en kW/km, est définie selon la formule suivante :

$$Puissance \text{ souscrite au km} = \frac{Puissance \text{ souscrite totale}}{Longueur \text{ totale du réseau de distribution}}$$

En 2016, la puissance souscrite totale était de 148 612 kW (somme des puissances souscrites facturées au cours de l'exercice 2016) pour une longueur totale de 31,7 km environ, soit **une puissance souscrite au km de 4 688 kW/km.**

$$Puissance \text{ souscrite au km} = \frac{148\,612}{31,7} = 4\,688 \text{ kW/km}$$

A titre indicatif, la configuration actuelle du réseau conduit à une densité de **7,13 MWh/km**, reflétant une très bonne densité du réseau. Par comparaison, l'ADEME, dans le cadre du fonds chaleur, exige une densité minimale de 1,5 MWh/km (soit un **réseau de Massy-Antony 5x plus dense**).

1.2.1.7 Développement

Le développement, exprimé en %, permet de mettre en évidence l'évolution des puissances souscrites et donc du développement du réseau. Il est défini par la formule suivante :

$$\text{Développement} = \frac{PS \text{ en fin d'exercice} - PS \text{ en début d'exercice}}{PS \text{ en début d'exercice}}$$

Le tableau suivant donne les évolutions successives ainsi que l'objectif de l'actuelle DSP :

Année		Début DSP	2014	2015	2016	Fin DSP
Puissance souscrite		151 478	141 320	148 048	148 612	169 153
Développement	n/n-1	-	-	↑ 4,8%	→ 0,4%	↑ 13,8%
	n/Début DSP	-	↓ -6,7%	↓ -2,3%	↓ -1,9%	↑ 11,7%

Figure 2 : Développement Puissance souscrite

L'objectif de la DSP est **une augmentation de près de 12%** des puissances souscrites sur l'ensemble du réseau.

1.2.2 Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité

1.2.2.1 Bouquet énergétique

Les résultats sont donnés au paragraphe 1.4.1.5 Bilans énergétiques et environnementaux ci-après.

1.2.2.2 Emission de CO₂

Les résultats donnés ci-dessous concernent la moyenne des années 2015 et 2016. Les calculs sont issus de la méthode de calcul élaborée par le SNCU et retenue pour l'élaboration des contenus CO₂ des réseaux de chaleur (utilisés pour les diagnostics de performance énergétique).

Types d'énergies entrantes		Qté utilisée	Unité	Coef PCI/COP	Energie (MWh PCI)	Valeur CO ₂ (t/MWh PCI)	CO ₂ (tonnes)
		Q	-	P	E	C	T
Chaufferies	Charbon (Houille)	11 500	tonnes	7,22	83 031	0,384	31 884,08
	Biomasse solides (Bois,...)	7 586	tonnes	2,682	20 347	0,013	264,51
	Fioul Lourd (y compris CHV)		tonnes	11,07	0	0,320	0,00
	Fioul Domestique	401	m ³	9,83	3 942	0,300	1 182,65
	GPL		MWh PCS	0,9	0	0,320	0,00
	Gaz naturel	53 524	MWh PCS	0,9	48 171	0,234	11 272,06
	Gaz à caractère renouvelable (biogaz...)		MWh PCS	0,9	0	0,000	0,00
Gaz de récupération (gaz industriel...)		MWh PCS	0,9	0	0,000	0,00	
Elec.	Chaudière électrique		MWhe	0,99	0	0,180	0,00
	Pompe à chaleur		MWhe		0	0,180	0,00
Autres	Chaleur industrielle		MWh	1,0	0	0,000	0,00
	Usine d'incinération d'O.M.	136 929	MWh	1,0	136 929	0,000	0,00
	Géothermie		MWh	1,0	0	0,000	0,00
	Cogénération externe		MWh	1,0	0	0,000	0,00
	Autre réseau		MWh	1,0	0	0,000	0,00
TOTAL ENERGIES ENTRANTES :					292 421		
Electricité produite par Cogénération			MWhe			-0,356	0,00
TOTAL TONNES CO₂ EMISES :							44 603,30
CONTENU EN CO₂ DU RESEAU (kg/kWh d'énergie entrante)							
0,152531206							

Figure 3 : Emissions de CO₂

Le contenu de CO₂ moyen sur 2015-2016 est de 0,153 kg/kWh d'énergie entrante.

1.2.2.3 Rejets atmosphériques

Les résultats sont donnés au paragraphe 1.4.1.5 Bilans énergétiques et environnementaux ci-après.

1.2.2.4 Rejets de polluants

La déclaration annuelle des émissions polluantes a été faite par ENORIS, conformément à l'arrêté du 31 janvier 2008, relatif au registre et à la déclaration annuelle des émissions polluantes et des déchets. Les données transmises pour chaque installation figurent dans le tableau ci-dessous.

Rejets atmosphériques (en tonnes)	La Bonde	V. Basch
Dioxyde de carbone (CO ₂) d'origine Biomasse	76 546	0
Dioxyde de carbone d'origine (CO ₂) non biomasse	34 423	12 011
Méthane (CH ₄)	3,4771	1,0536
Oxydes d'azote (NO _x en éq. NO ₂)	126,7673	5,4702
Oxydes de soufre (SO ₂ +SO ₃ en éq. SO ₂)	105,8234	0,1075
Poussières totales (TSP)	4,6195	0,0000
Protoxyde d'azote (N ₂ O)	3,5950	0,5268
Monoxyde de carbone (CO)	15,0198	
Composés organiques volatils non méthaniques (COVNM)	6,7706	
Chlore et composés inorganiques (HCl)	0,6345	
Fluor et composés inorganiques (HF)	0,0225	
Plomb et ses composés (Pb)	0,0082	
Nickel et ses composés (Ni)	0,0024	
Mercure et ses composés (Hg)	0,0029	
Manganèse et ses composés (Mn)	0,0000	
Dioxines et furanes (PCDD + PCDF) (exprimés en iTeq)	7.2692E-9	
Cuivre et ses composés (Cu)	0,0042	
Chrome et ses composés (Cr)	0,0079	
Cadmium et ses composés (Cd)	0,0013	
Arsenic et ses composés (As)	0,0009	

Figure 4 : Rejets atmosphériques (2016)

1.2.2.5 Facteur de ressources primaires

Le facteur de ressources primaires, exprimé en %, est défini selon la formule suivante :

$$\text{Facteur} = \frac{\text{Qté d'énergie primaire non renouvelable consommée}}{\text{Qté d'énergie thermique livrée}}$$

Facteur de ressources primaires	Consommations moyennes 2015-2016	Facteur de ressources primaires
Charbon	79 064	1,20
Gaz	53 524	1,10
Fioul Domestique	3 942	1,10
Bois	20 347	0,10
Déchets ménagers	136 929	0,00
Quantité d'énergie non renouvelable consommée	160 124	
Quantité d'énergie thermique livrée	215 376	
Facteur de ressource primaire du réseau de chaleur	0,74	

Figure 5 : Facteur de ressources primaires

La grande majorité de l'énergie consommée provenant de déchets ménagers, le facteur de ressources primaires est inférieur à 1. **En moyenne sur 2015 et 2016, il est égal à 74%.**

1.2.2.6 Consommation d'eau sur le réseau

La consommation d'eau sur le réseau, exprimée en m³/MWh livré, est donnée par la formule suivante :

$$\frac{\text{Quantité d'eau consommée sur le réseau}}{\text{Quantité d'énergie thermique livrée}}$$

Les valeurs issues des résultats l'année 2017 sont données ci-dessous.

Facteur de ressources primaires	2017
Quantité d'eau consommée sur le réseau BP (m3)	6 694
Quantité d'eau consommée sur le réseau HP (m3)	31 370
Quantité d'énergie thermique livrée (MWh)	222 433
CONSOMMATION D'EAU SUR LE RÉSEAU	0,171

Figure 6 : Consommation d'eau sur le réseau

La consommation d'eau sur le réseau en 2017 est de 0,171 m³/MWh livré.

1.2.2.7 Coût des sinistres

Le coût des sinistres, exprimé en €/€, est donné par la formule suivante :

$$\frac{\text{Coût des sinistres TTC}}{\text{Part fixe des recettes tarifaires}}$$

La part fixe des recettes tarifaires correspond à la part R2 du tarif aux abonnés.

Les coûts des sinistres ne sont pas disponibles au moment de la rédaction de ce rapport.

1.2.2.8 Fréquence et gravité des accidents de travail

Il s'agit du nombre de jours d'arrêt de travail pour accidents du travail du personnel.

Pour rappel : Article L.411-1 du Code de la Sécurité Sociale : « est considéré comme accident du travail, quelle qu'en soit la cause, l'accident survenu par le fait ou à l'occasion du travail à toute personne salariée ou travaillant, à quelque titre ou en quelque lieu que ce soit, pour un ou plusieurs employeurs ou chefs d'entreprise. »

Les deux ratios sont donnés par les formules suivantes :

Taux de fréquence :

Ce ratio donne le nombre d'accidents avec arrêt sur 1 000 000 heures travaillées.

$$\text{Taux de fréquence} = \frac{\text{Nb de cas d'accidents avec arrêt} * 1\,000\,000}{\text{Heures travaillées}}$$

Calcul des heures travaillées : nombre d'équivalent plein temps (EPT) multiplié par le nombre d'heures annuel d'un EPT de tous les collaborateurs.

Taux de gravité :

Ce ratio donne le nombre d'heures d'absence liées aux accidents sur 1 000 heures travaillées.

$$\text{Taux de gravité} = \frac{\text{Nb d'heures d'absence accidents} * 1\,000}{\text{Heures travaillées}}$$

Calcul des heures d'absence accidents : nombre d'heures d'absence liées aux accidents, au maximum 1 450 heures (180 jours) par an.

Année	Nombre d'accidents	Nombre d'accidents avec arrêt	Nombre de jours d'arrêt	Taux de fréquence	Taux de gravité
2015	1	0	0	0	0
2016	2	0	0	0	0
Moyenne	1,500	0,000	0,000	0,000	0,000

Figure 7 : Fréquence et gravité des accidents de travail

Pour 2015 et pour 2016, ENORIS a déploré respectivement 1 et 2 accidents sans arrêt de travail, entraînant **un taux de fréquence et un taux de gravité de 0.**

1.2.3 Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur et d'ECS

1.2.3.1 Renouvellement des installations

Le renouvellement des installations est mesuré par l'indicateur suivant :

$$\frac{\text{Montant des travaux de gros entretien et de renouvellement}}{\text{Part fixe des recettes tarifaires}}$$

Les travaux de gros entretien et de renouvellement correspondent aux travaux réalisés par ENORIS permettant d'assurer un remplacement à l'identique (ou à performance identique) des ouvrages concernés et dont le renouvellement s'avère nécessaire en raison de leur vétusté.

Ce ratio ne rend pas compte directement du bon état du patrimoine, mais constitue une première approche d'analyse, à approfondir en fonction des caractéristiques intrinsèques du réseau.

En effet son interprétation n'aura de sens que dans un contexte stable et sur une longue période (15-20 ans).

Les résultats ci-dessous sont issus des comptes d'exploitation de la société ENORIS.

Renouvellement des installations	2015	2016	Moyenne
Montant des travaux de gros entretien et de renouvellement (HT)	2 567 000	3 401 000	2 984 000
Part fixe des recettes tarifaires (R2 HT)	9 033 004	8 367 308	8 700 156
Renouvellement des installations	0,284	0,406	0,343

Figure 8 : Renouvellement des installations

Le **ratio moyen 2015/2016 est de 0,343**. En revanche, la part fixe prend en compte l'intégralité des postes R2 (cf. chapitre 1.5.1.1-Tarification). En ne considérant que la part des recettes correspondant aux dépenses GER (R2.3), **le ratio moyen est de 1,835**.

1.2.4 Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers

1.2.4.1 Prix moyen du MWh

Le prix moyen, exprimé en € HT / MWh est donné par la formule suivante :

$$\frac{\text{Recettes d'énergie thermique totales HT}}{\text{Quantité d'énergie thermique livrée}}$$

Le prix moyen, issu du compte d'exploitation d'ENORIS, est donné ci-dessous :

Prix moyen € HT / MWh	2015	2016	Moyenne
Recettes d'énergie thermique totales HT	16 989 983	15 783 772	16 386 878
Quantité d'énergie thermique livrée (MWh)	204 764	225 988	215 376
Prix moyen € HT / MWh	82,973	69,843	76,085

Figure 9 : Prix moyen € HT / MWh

Le détail des ventes est donné au *chapitre 1.5* ci-après.

Le prix moyen, en baisse entre 2015 et 2016, est **en moyenne de 76,085 € HT / MWh**.

1.2.4.2 Poids de la part proportionnelle aux consommations

Cet indicateur, exprimé en %, est défini par :

$$\frac{R1}{\text{Recettes d'énergie thermique}}$$

Le poids de la part proportionnel aux consommations, issu du compte d'exploitation d'ENORIS, est donné ci-dessous (**montants en HT**) :

Poids de la part proportionnelle aux consommations	2015	2016	Moyenne
Recettes d'énergie thermique totales HT	16 989 983	15 783 772	16 386 878
R1 € HT	7 956 979	7 416 464	7 686 722
Poids de la part proportionnelle aux consommations	46,8%	47,0%	46,9%

Figure 10 : Poids de la part proportionnelle aux consommations

Le détail des ventes est donné au *chapitre 1.5* ci-après.

Le poste R1 représente **47% des recettes totales** (stables entre 2015 et 2016).

1.2.4.3 Enquêtes de qualité et de satisfaction

Pas de suivi statistique des enquêtes de qualité et de satisfaction.

1.2.4.4 Réclamations

Pas de suivi statistique des réclamations.

1.2.4.5 Réunions avec les représentants des usagers

Des réunions d'information aux abonnés ont lieu tous les 3 mois. La prochaine aura lieu le 01/10/2018. L'association représentante fournit un ordre du jour, que chaque partie (SIMACUR, ENORIS) peut compléter.

1.2.4.6 Actions et initiatives engagées par ENORIS à l'attention des abonnés

ENORIS a mis en place début 2015 un nouveau site Internet, accessible à l'adresse suivante :

<http://massy-antony.reseau-chaueur.fr/>

Les principales informations sur le réseau y sont disponibles :

- Présentation générale du réseau et historiques
- Demande de renseignements
- Demande de raccordement
- Dernières nouvelles
- ...

En complément de ce site, ENORIS a équipé l'ensemble de ses techniciens réseau de Personal Digital Assistant. Ce PDA prend en charge :

- Les demandes d'interventions de dépannage
- Les relèves de compteurs
- Les opérations de maintenance préventive et curative
- L'accès aux mails

1.2.5 Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public

1.2.5.1 Demandes d'explication de factures

Pas d'informations sur les demandes.

1.2.5.2 Taux d'avoirs

Le taux d'avoir, exprimé en %, est donné par la formule suivante :

$\frac{\text{Nombre d'avoirs}}{\text{Nombre de factures émises}}$

Le nombre d'avoir n'est pas disponible au moment de la rédaction de ce rapport.

1.2.5.3 Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et ENORIS

Cf. chapitre 1.2.4.6 ci-dessus.

1.2.6 Synthèse

Critères	Indices	Valeur	Unité	Année(s) prise(s) en compte	Appréciation	Commentaires
Assurer les besoins des abonnés en chaleur	Taux d'appel de puissance	68%	%	2016		32% de réserve de puissance
	Durée d'utilisation équivalente à pleine puissance	3 095,00	heure	2016		
	Taux d'interruption pondéré du service	0,74%	%	2016		
	Taux d'interruption local	31%	%	2016	-	Indicateur non représentatif des coupures générales sur le réseau. L'intérêt de cet indicateur trouve sa limite au niveau local (un immeuble, une sous-station,..).
	Taux d'heures d'arrêts programmés par rapport aux heures d'arrêt	83%	%	2016		
	Puissance au km	4 688,00	kW/km	2016		Bonne densité du réseau 7,13 MWh/km - Minimum ADEME 1,5MWh/km (soit 5x plus)
	Développement	12%	%	-	-	Objectif de la DSP
Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité	Bouquet énergétique	-	-	-		Cf. paragraphe 1.4.1.5 Bilans énergétiques et environnementaux
	Emission de CO2	0,153	kg CO2 / kWh	2015-2016		0,205 g CO2/kWh pour le gaz naturel*
	Rejets atmosphériques	-	-	-		Cf. paragraphe 1.4.1.5 Bilans énergétiques et environnementaux
	Rejets de polluants	-	-	-		Cf. paragraphe 1.2.2.4 Rejets de polluants
	Facteur de ressources primaires	74%	%	2015-2016		
	Consommation d'eau sur le réseau	0,171	m3/MWh livré	2017		
	Coût des sinistres	-	€ / €	-		Non disponible
	Fréquence et gravité des accidents de travail	0	-			
Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur et d'ECS	Renouvellement des installations	1,835		2015-2016		Interprétation possible que dans un contexte stable et sur une longue période
Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers	Prix moyen du MWh	76,04	€ TTC / MWh	2017		Moyenne nationale : 72,70 € TTC/MWh Moyenne Ile-De-France : 77,70 € TTC/MWh
	Poids de la part proportionnelle aux consommations	47%	%	2015-2016		Moyenne nationale : 55% * Pour une solution 100% Gaz : 80% R1 / 20% R2
	Enquêtes de qualité et de satisfaction	-	-	-		Pas de suivi statistique des enquêtes de qualité et de satisfaction
	Réclamations	-	-	-		Pas de suivi statistique des réclamations
	Réunions avec les représentants des usagers	-	-	-		Réunion d'information tous les trois mois
	Actions et initiatives engagées par ENORIS à l'attention des abonnés	-	-	-		Nouveau site Internet
Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public	Demandes d'explication de factures	-	-	-		Pas d'informations sur les demandes
	Taux d'avoirs	-	-	-	-	Non disponible
	Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et ENORIS	-	-	-		Cf. chapitre 1.2.4.6

* Données issues de l'Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid édition 2017 (SNCU - Septembre 2017)

Figure 11 : Synthèse des indicateurs de performance du réseau

1.3 Contexte contractuel

La nouvelle Délégation de Service Public a pris effet au 1er décembre 2014

Elle résulte de l'Appel d'Offre mené par le SIMACUR au cours de l'année 2013. Cette nouvelle délégation a été signée en février 2014 et est à l'origine de la création de la nouvelle société dédiée ENORIS, effective depuis le 1er décembre 2014.

ENORIS exerce la Délégation de Service Public d'incinération des déchets ménagers et de chauffage urbain dans le cadre de la Convention de Concession conclue avec le SIMACUR le 11 février 2014 et de son 1er avenant signé le 26/06/2015 et entré en vigueur depuis lors.

Le contexte contractuel se réfère aux dispositions contractuelles de Convention de Concession, et notamment :

- ⇒ aux dispositions de l'ordonnance n°2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession.
- ⇒ à la législation relative à la protection de l'environnement propre aux installations d'incinération, qui sont des établissements classés (notamment l'arrêté du 20 septembre 2002 modifié) ; ces dernières étant de ce fait assujetties à des autorisations d'exploiter contrôlées par la DRIEE qui impose des valeurs de rejet, et présentées à la CLIS, désormais appelée Comité de Suivi de Site (CSS),
- ⇒ à la législation relative à la protection de l'environnement propre aux chaufferies qui sont des établissements classés (notamment l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW soumises au titre de la rubrique 2910 et de la rubrique 2931) ; ces dernières étant de ce fait assujetties à des autorisations d'exploiter contrôlées par la DRIEE qui impose des valeurs de rejet.
- ⇒ au décret 2016-86 du 1er février 2016 relatif aux contrats de concession.

Tarification de la chaleur :

Au 1er décembre 2014, date de démarrage de la nouvelle DSP, les nouveaux tarifs R1 et R2 ont été appliqués aux abonnés.

La diminution du tarif moyen R1+R2, par rapport à la DSP précédente, est surtout due à la baisse du R2.

Celle-ci s'explique en partie par la fin des crédits baux et des optimisations des coûts d'exploitation qui ont été étudiés au cours de l'appel d'offre. Depuis le début de la DSP et donc de l'application des nouveaux tarifs de la phase 1, le prix moyen n'a pas sensiblement évolué.

Le nouveau tarif phase 2 est mis en place à compter du 1er janvier 2017, le temps de la réalisation des travaux d'aménagement et modifications des équipements liés à la combustion du Bois B.

Celui-ci présente une baisse de la partie variable, R1, lié à la mise en place du nouveau combustible bois B et une augmentation de la partie abonnement, R2, en raison des travaux de 1er établissement nécessaires à l'introduction de ce nouveau combustible dans le mix énergétique.

Le graphique ci-après présente l'évolution du tarif moyen depuis fin 2014.

Évolution du tarif moyen R1+R2.

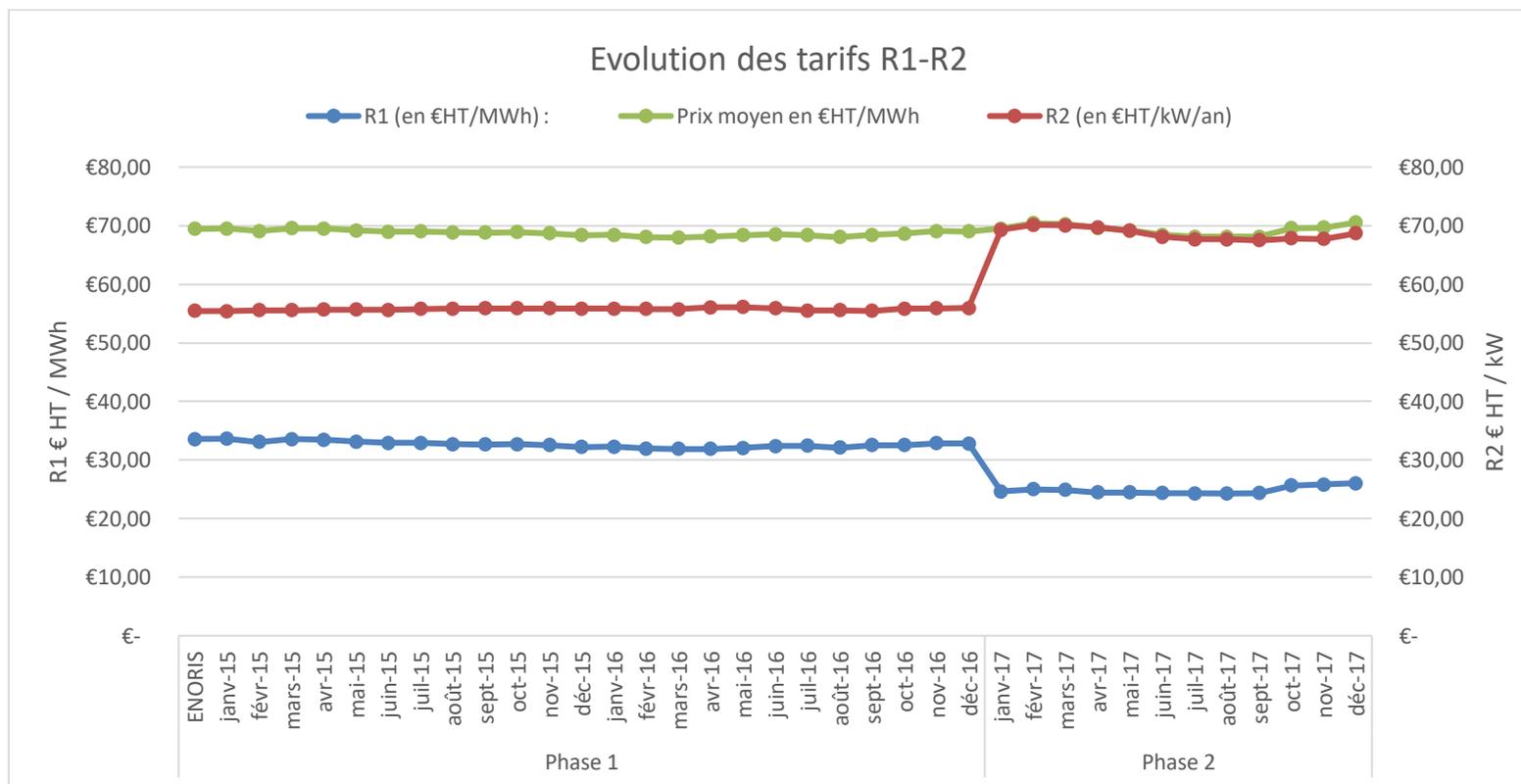


Figure 12 : Evolution des tarifs R1-R2

1.4 Audit technique

1.4.1 Centrales de productions

La chaleur fournie au réseau de chaleur est issue de divers moyens de production :

→ **Chaufferie Route de La Bonde :**

- Récupération de chaleur par condensation de la vapeur issue des fours d'incinération (deux échangeurs de 11 MW chacun),
- Récupération des fumées des lits fluidisés circulant (LFC) fonctionnant en mélange Bois B/Charbon (ligne de 28MW actuellement, ou 32 MW chacune à 100% Charbon, datant de 1989),
- Chaudière de secours fonctionnant au FOD, d'une puissance unitaire de 22 MW et datant de 2004.

→ **Chaufferie V. Basch :**

- Chaudières fonctionnant au Gaz Naturel, d'une puissance unitaire de 22 MW et datant de 2005.

A noter que les deux chaudières FOD viennent en secours des lits fluidisés circulant et ne peuvent pas fonctionner en même temps.

La puissance thermique totale disponible sur le réseau **est au maximum de 130 MW** (LFC à 100% charbon).

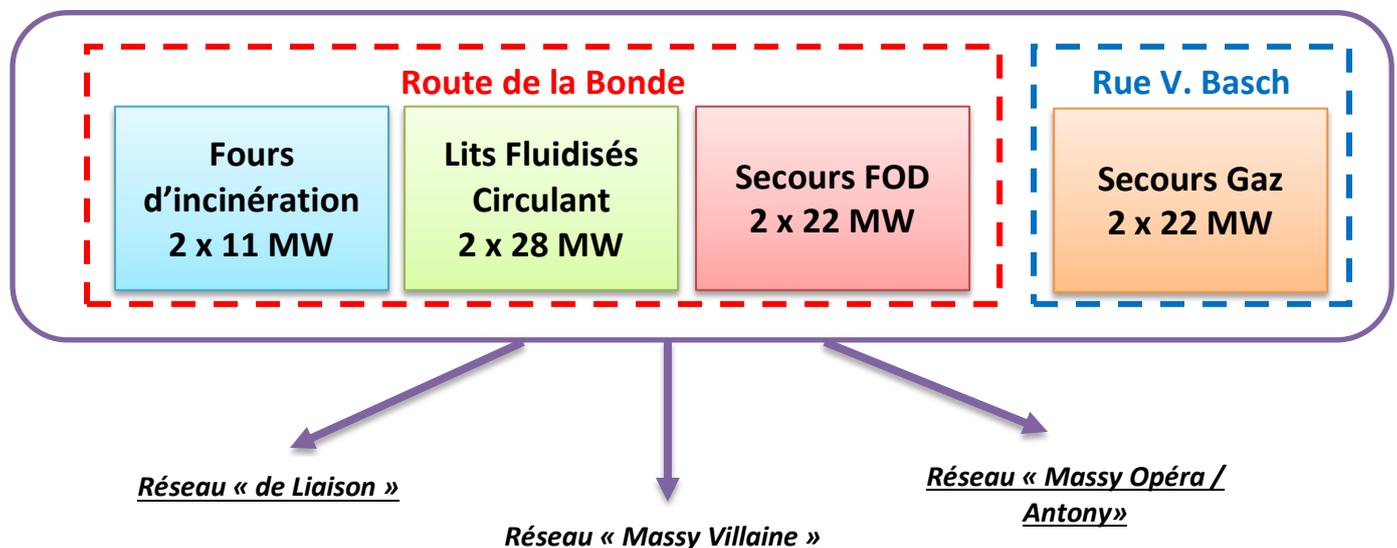


Figure 13 : Moyens de production d'énergie

La priorité est donnée à l'usine d'incinération avec l'utilisation des fours et des lits fluidisés. En cas de besoin (températures extérieures basses, arrêts techniques de l'usine, ...), les chaudières gaz Rue Victor Basch sont mises en route pour assurer le complément de chaleur nécessaire. Enfin, les chaudières FOD présentes sur le site de La Bonde permettent d'assurer l'ultime secours.

Le personnel d'exploitation est présent en permanence sur le site de l'usine d'incinération. En revanche, la chaufferie Gaz située rue Victor Basch fonctionne en autocontrôle sans présence humaine.

Le personnel de la société ENORIS en charge de l'ensemble des installations est donné dans le tableau Figure 14 ci-dessous.

ENORIS	Route de la Bonde – 91 300 MASSY
Téléphone	01 69 30 85 18
Fax	01 64 47 03 39
Service d'astreinte 7j/7 ; 24h/24	0 811 20 10 24 / 0811 20 20 24
Responsable de Département Exploitation	Ziad NEMR ziad.nemr@engie.com 01-69-30-38-53
Responsable Maintenance et Méthodes	Rui PENTEADO rui.penteado@engie.com 01-69-30-81-20
Responsable Exploitation	Jérôme MARTINET jerome.martinet@engie.com 06-66-22-32-06
Ingénieur Exploitation	Noélie MATHIOUDAKIS noelie.mathioudakis@engie.com 06-88-52-83-30
Ingénieur Qualité Sécurité Environnement (depuis février 2017)	Marine CHAUME marine.chaume@engie.com 06-59-94-86-79
Chargée de clientèle	Évelyne GONDOUIN evelyne.gondouin@engie.com 01-69-30-93-84
Responsable Réseau	Arnaud QUENET arnaud.quenet@engie.com 01-69-30-93-85
Adjoint au Responsable Réseau	Pascal BERTHO pascal.bertho@engie.com 01-69-30-95-63
Agence de Versailles	1 avenue du Mal. Juin – 78000 VERSAILLES
Commerciale	Marion VIGNEULLE marion.vigneulle@engie.com 01-39-07-27-81
Gestionnaire de contrat	Élodie CAZAUX elodie.cazaux@engie.com 01-39-07-21-62
Responsable de gestion	Christophe COUHE christophe.couhe@engie.com 01-41-95-27-85
Directeur Général	Grégoire WINTREBERT gregoire.wintrebert@engie.com 01-41-95-57-11

Figure 14 : Personnel d'exploitation ENORIS

Le détail de chaque équipement est donné ci-après.

1.4.1.1 Fours d'incinération

Les fours d'incinération ont une capacité totale de traitement de 11 tonnes/h de déchets (soit 5,5 t/h par four). Les installations datent des années 1986-1987. Les brûleurs des deux chaudières sont plus récents (2005).

Les fumées produites par les fours permettent de produire de la vapeur via un échangeur de chaleur. Cette vapeur a ensuite deux utilités :

- Utilisation de la vapeur dans le « Process » de l'usine (exemple : vaporisation de l'ammoniac)
- Réchauffage de l'eau surchauffée du réseau de chaleur.

Enfin, les fumées sont traitées via une installation de traitement composée de tours de refroidissement, de filtres, d'un catalyseur et de cheminées d'évacuation.

L'ensemble des équipements de traitement de fumées a été mis en place pour respecter les exigences réglementaires en 2006 (directive européenne 2000/76/CE du 4 décembre 2000). En effet, depuis le 28/12/2005, l'usine doit respecter cette directive qui renforce les mesures de sécurité dans les incinérateurs d'ordures ménagères, et plus particulièrement les NOx et les dioxines/furannes.

Le schéma de principe, issu du rapport de délégation d'ENORIS, est repris ci-dessous.

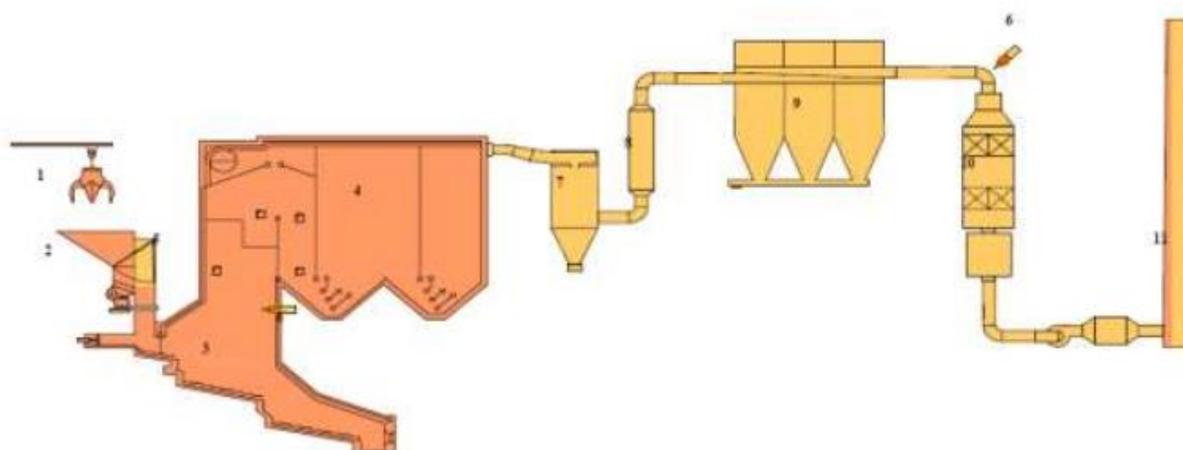


Figure 15 : Schéma de principe - Fours d'incinération

Equipements initiaux (avant 2006)

1. Grappin
2. Trémie d'alimentation
3. Four de combustion
4. Chaudière de récupération de chaleur

Nouveaux équipements (depuis 2006)

5. Arrêt automatique de la chaudière
6. Brûleurs
7. Tour de refroidissement
8. Lieu de captage des acides et dioxines grâce à l'injection de bicarbonate et de charbon actif
9. Filtre à manches
10. Pot catalytique (traitement des NOx et des dioxines)
11. Cheminée

Le bilan des trois dernières années est représenté ci-dessous. L'usine a incinéré en moyenne **81 000 tonnes, soit 9,3 tonnes/h**, pour une production énergétique de **137 000 MWh**. Le PCI moyen des OM est de **1 711kWh/tonne** en 2017 (1,859 kWh/tonne en moyenne sur 2015-2016).

		2015	2016	Moyenne
<i>Usine d'incinération</i>	TOTAL OM incinérées (tonnes)	81 427	80 685	81 056
	Production th. valorisée UIOM (MWh)	134 370	139 488	136 929
	Production th. non valorisée UIOM (MWh)	9 435	18 115	13 775
	PCI moyen OM (MWh / t)	1,766	1,953	1,859

Figure 16 : Bilan 2015/2016- Usine d'incinération (Tableau)

		2017
<i>Usine d'incinération</i>	TOTAL OM incinérées (tonnes)	83 754
	Production th. valorisée UIOM (MWh)	137 014
	Production th. non valorisée UIOM (MWh)	6 272
	PCI moyen OM (MWh / t)	1,711

Figure 17 : Bilan 2017- Usine d'incinération (Tableau)

Remarque : plus de 10 000 tonnes ont été réexpédiées durant ces 3 années au moment de l'arrêt annuel pour la maintenance des 2 fours d'incinération.

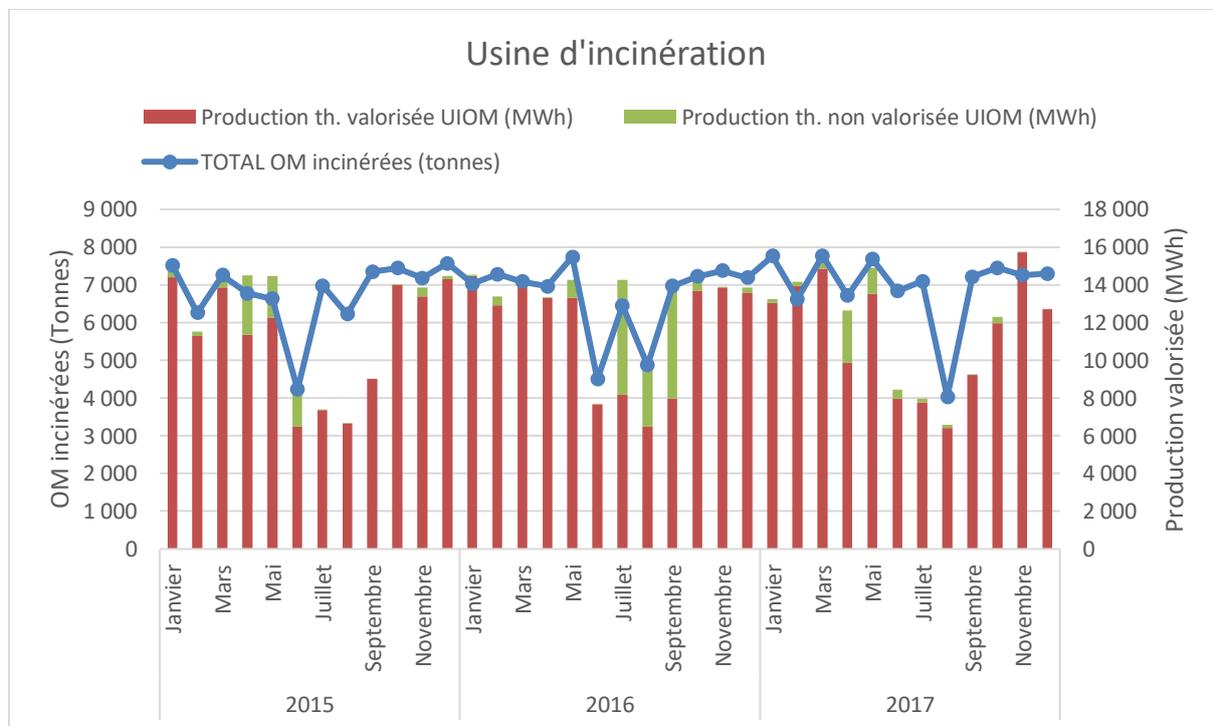


Figure 18 : Bilan 2015/2016/2017 - Usine d'incinération (Graphique)

Le PCI moyen des OM est relativement constant tout au long de l'année, excepté lors des périodes estivales lors desquels on note une forte baisse, liée à la nature des déchets incinérés durant cette période.

La projection sur les 12 prochaines années du volume de déchets traités est donnée ci-dessous :

Hypothèses :

- Population en 2019 : 257 000 habitants
- Population en 2020 : 260 000 habitants
- croissance démographique : 1,71%/an entre 2020 et 2029

- stagnation des OM incinérées : compensation de la croissance démographique avec les évolutions des modes de vie ainsi que les impacts des campagnes de tri des déchets (bio-déchets, ...)

Année	Usine d'incinération		
	TOTAL OM incinérées (tonnes)	Nombre d'habitants concernés	Ratio OMR incinérées / hab.
2015	81 427	255 519	0,319
2016	80 685	255 889	0,315
2017	83 754	256 260	0,327
2018	83 754	256 631	0,326
2019	83 754	257 000	0,326
2020	83 754	260 000	0,322
2029	83 754	300 000	0,279

Figure 19 : Projection des OM incinérées 2015 – 2029 (Tableau)

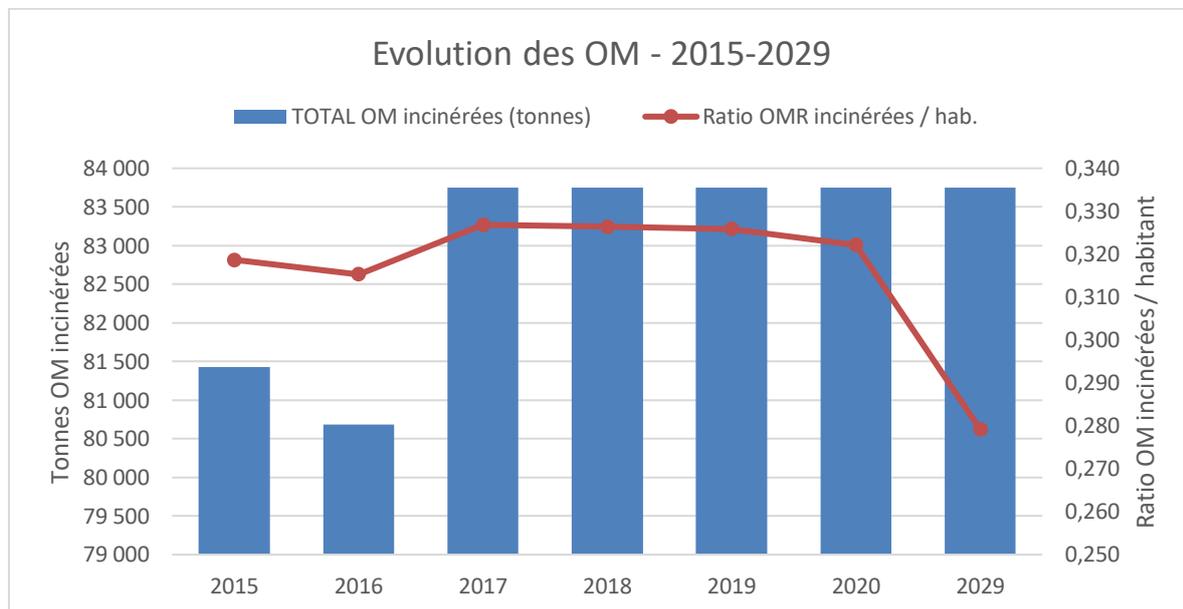


Figure 20 : Projection des OM incinérées 2015 – 2029 (Graphique)

Malgré une croissance démographique estimée sur le territoire de Massy-Antony, on note une baisse significative du ratio d'Ordures Ménagères incinérées par habitant. Cette baisse est due à la modification des habitudes de consommations mais également des nouveaux dispositifs de tri des déchets en cours et envisagés (extension des consignes de tri des plastiques, collecte des bio-déchets, ...).

1.4.1.2 Lits fluidisés circulant

Deux lits fluidisés circulant sont également présents sur le site de la Bonde. Chacun fonctionne au mélange Bois B / Charbon, pour une puissance totale de 64 MW. Le démarrage des chaudières s'effectue à l'aide de brûleurs FOD d'une puissance unitaire de 12 MW. Ces installations datent de 1989.

La récupération de chaleur s'effectue sur les fumées, via un échangeur. La puissance disponible dépend du mix Bois B / Charbon. La limite actuelle, autorisée par la DRIEE, est de 3 tonnes/heure de bois B. Un dossier a été déposé en 2017 pour bénéficier d'une levée de la limite quant à l'utilisation de ce combustible.

Les installations fonctionnent de Novembre à Avril, soit 6 mois dans l'année. La mixité énergétique en faveur du bois a fortement chuté en 2016 passant de 33,6% à 5,2% (**1,6 tonnes/h à 0,1 tonne/h**), dû notamment aux travaux engagés fin 2015 (les essais au bois B sur la ligne 2 ont débuté début décembre, d'où la faible consommation de Bois en 2016). L'année 2017 a vu la mixité en faveur du bois augmenté, **passant à plus de 40%**. Les bilans des années suivantes permettront de voir si l'objectif est atteint (objectif 80/20 dépendant de la limite d'utilisation du bois B imposée par le DRIEE).

L'année 2016 n'étant pas significative pour les raisons rappelées ci-dessus, la moyenne ci-dessous concerne uniquement les années 2015 et 2017.

Les résultats de l'année 2016 sont tout de même donnés à titre d'information.

Le rendement global des installations de LFC est de **82,8% en moyenne** sur 2015 et 2017.

	2015	2017	Moyenne 2015 - 2017	2016	
LFC	Consos Biomasse (tonnes)	13 974	11 520	12 747	1 198
	PCI moyen Biomasse kWh / t	2 534	4 270	3 318	4 410
	Production th. Biomasse (MWh)	35 409	49 192	42 301	5 285
	Consos Charbon (tonnes)	10 160	10 372	10 266	12 840
	PCI moyen Charbon kWh / t	6 628	6 772	6 701	7 071
	Production th. Charbon (MWh)	67 336	70 242	68 789	90 792
	Consommation FOD affectée à LFC (MWh)	2 746	1 890	2 318	4 598
	Mixité Biomasse	33,6%	40,5%	37,3%	5,2%
	Mixité Charbon	63,8%	57,9%	60,7%	90,2%
	Mixité FOD	2,6%	1,6%	2,0%	4,6%
	Energie entrante (MWh)	105 492	121 324	113 408	100 675
	Energie sortante (MWh)	87 951	99 822	93 887	88 418
	Rendement (%)	83,4%	82,3%	82,8%	87,8%

Figure 21 : Bilan 2015/2016/2017 - Lits Fluidisés Circulant (Tableau)

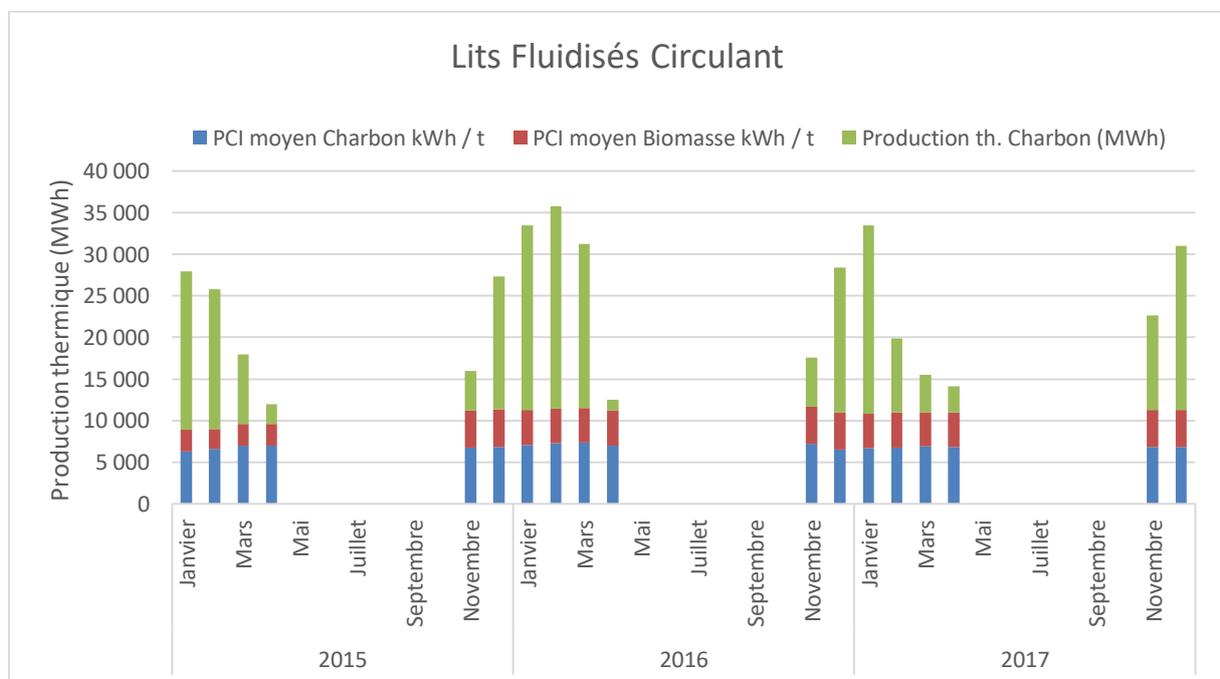


Figure 22 : Bilan 2015/2016/2017 - Lits Fluidisés Circulant (Graphique)

1.4.1.3 Secours FOD

Le site de la Bonde est équipé de 2 chaudières FOD de secours, d'une puissance unitaire de 22 MW et datant de 2004. Ces chaudières ne sont utilisées qu'en extrême secours. Depuis leurs installations, elles n'ont fonctionné que 6 jours.

Le rendement moyen des installations FOD est de 84,2% (la chaleur issue des chaudières en 2015 n'a pas été injectée sur le réseau).

Un pic de consommation a été observé en novembre 2016, dû aux travaux sur les lignes LFC (cf. §1.4.1.5 ci-dessous).

		2015	2016	2017	Moyenne
FOD	Consommation FOD (MWh)	120	420	361	300
	Production th. FOD (MWh)	0	370	312	227
	Rendement (%)	0,0%	97,9%	96,1%	84,2%

Figure 23 : Bilan 2015/2016/2017 - Secours FOD

1.4.1.4 Chaudière Gaz – Victor Basch

La chaufferie Victor Basch est équipée de 2 chaudières fonctionnant au gaz naturel. Ces installations, d'une puissance unitaire de 22 MW, datent de 2005.

Cette chaufferie permet l'appoint en intersaison et lors de grand froids ou lors d'arrêts techniques de l'usine d'incinération.

L'année 2016 n'étant pas significative pour les raisons rappelées ci-dessus, la moyenne ci-dessous concerne uniquement les années 2015 et 2017.

Les résultats de l'année 2016 sont tout de même donnés à titre d'information.

La consommation moyenne de Gaz est de **39 708 MWh PCI** pour une production de **36 706 MWh**, soit un **rendement global moyen de 92,4% sur 2015 et 2017**.

		2015	2017	Moyenne 2015 - 2017	2016
Gaz	Consommation Gaz (MWh PCS)	42 085	46 154	44 120	64 962
	Consommation Gaz (MWh PCI)	37 877	41 539	39 708	58 466
	Production th. Gaz (MWh)	34 088	39 323	36 706	56 955
	Rendement (%)	90,0%	94,7%	92,4%	97,4%

Figure 24 : Bilan 2015/2016/2017 - Chaufferie Gaz V. Basch (Tableau)

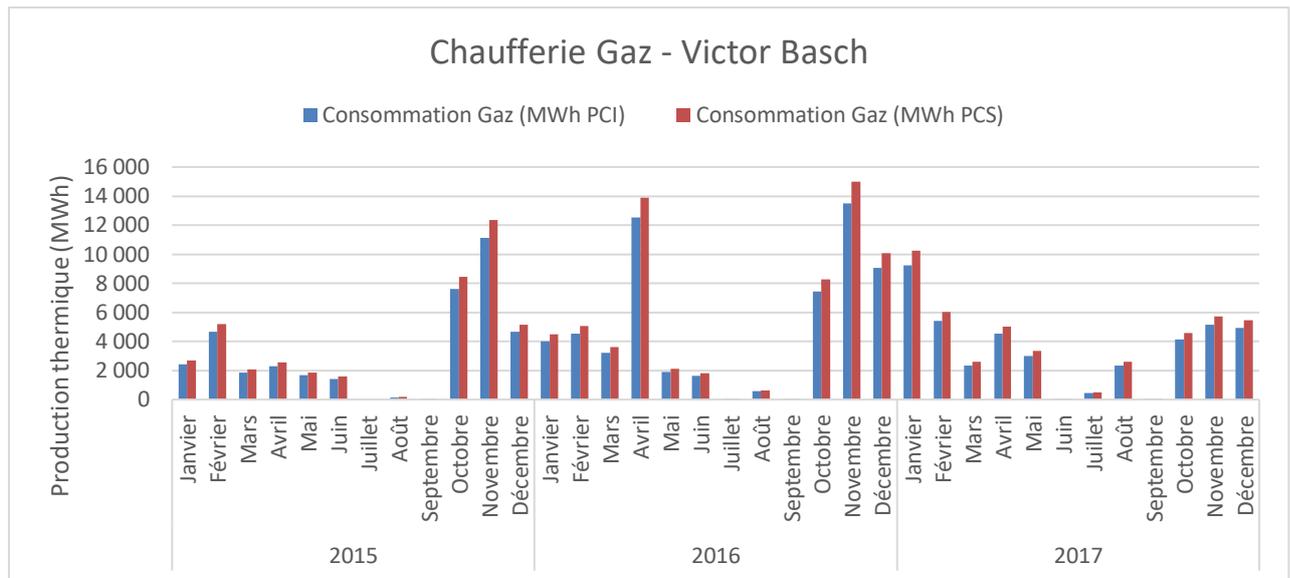


Figure 25 : Bilan 2015/2016/2017 - Chaufferie Gaz V. Basch (Graphique)

On note une plus forte consommation en août de chaque année, liée aux arrêts techniques de l'usine durant cette période (3 semaines en Août).

Les travaux pour substituer le bois plaquette forestière par du bois B ont également entraîné des consommations de gaz sur la période 2015-2016 (solicitation des chaudières gaz lors des phases de mise au point et des essais). De plus, le démarrage du LFC 2, suite aux travaux, s'est fait fin novembre, début décembre. La période de demi-saison a donc été assurée en partie par l'utilisation des chaudières gaz.

1.4.1.5 Bilans énergétiques et environnementaux

Bilan énergétique :

L'année 2016 n'étant pas significative pour les raisons rappelées ci-dessus, la moyenne ci-dessous concerne uniquement les années 2015 et 2017.

Les résultats de l'année 2016 sont tout de même donnés à titre d'information

La production totale de l'usine et de la chaufferie V. Basch **est de 266 440 MWh** en moyenne sur les 2015 et 2017.

La **mixité énergétique en faveur des EnR est de 65%**, avec une nette baisse entre 2015 et 2016. Cela s'explique par les travaux engagés en 2015 et poursuivis en 2016 pour substituer le bois plaquette forestière par du bois B. La compensation du bois B s'est essentiellement faite au charbon et au gaz lors des phases de mise au point des chaudières.

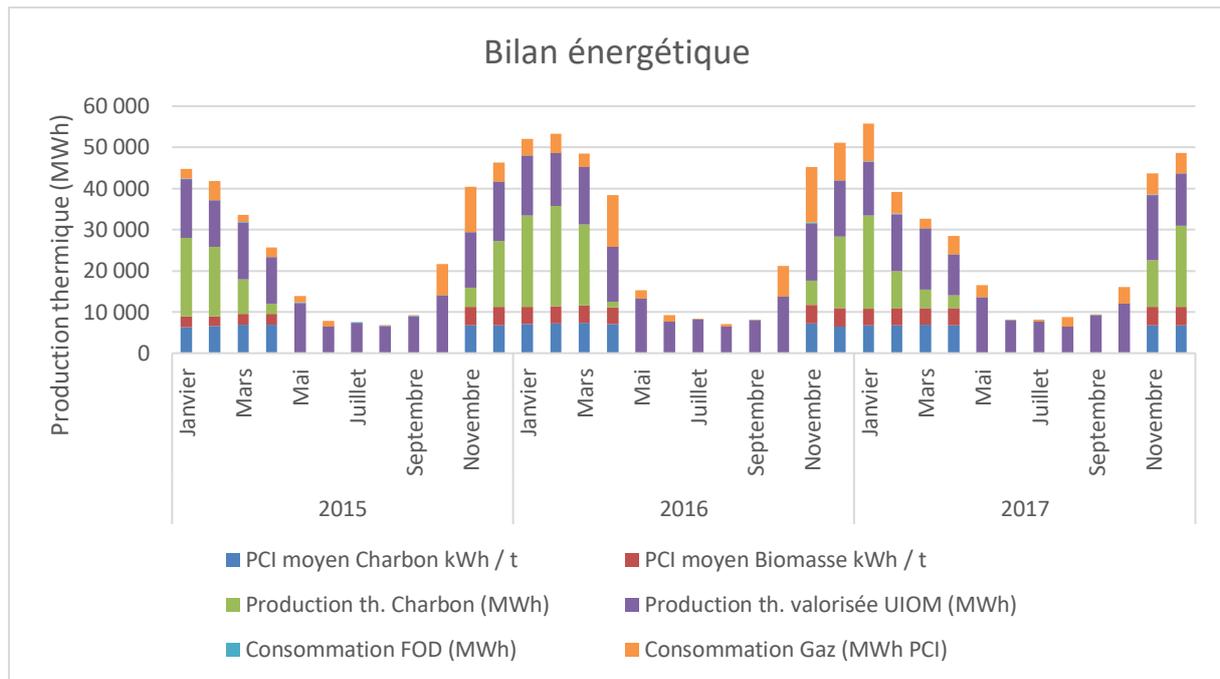


Figure 26 : Evolution mensuelle de la production thermique

Bilan énergétique	2015		2016		2017	
	Valeur	%	Valeur	%	Valeur	%
Production th. valorisée UIOM (MWh)	134 370	52,4%	139 488	48,9%	137 014	49,6%
LFC - Biomasse (Energie sortante MWh)	31 736	12,4%	4 526	1,6%	41 886	15,2%
LFC - Charbon (Energie sortante MWh)	54 480	21,2%	79 991	28,0%	56 374	20,4%
LFC - FOD (Energie sortante MWh)	1 735	0,7%	3 900	1,4%	1 562	0,6%
Production th. FOD (MWh)	0	0,0%	370	0,1%	312	0,1%
Production th. Gaz (MWh)	34 088	13,3%	56 955	20,0%	39 323	14,2%
Production total (MWh)	256 409	100,0%	285 231	100,0%	276 471	100,0%
Production total ENR (MWh)	166 106	64,78%	144 014	50,49%	178 900	64,71%

Figure 27 : Bilan énergétique

Les travaux réalisés en 2016 ont entraîné une baisse importante du taux d'énergie renouvelable du réseau. Celui-ci a été légèrement supérieur à 50% (seuil ouvrant droit à un taux de TVA réduit).

La figure suivante représente la part de chaque énergie sur les 3 années ainsi que la mixité contractuelle utilisée dans la tarification aux abonnés.

Mixité énergétique	Tarification contractuelle Phase 2	2015	2016	2017
UIOM	47%	52%	49%	50%
Biomasse	21%	12%	2%	15%
Charbon	25%	21%	28%	20%
Gaz	7%	13%	20%	14%
FOD	0%	1%	1%	1%
Total	100%	100%	100%	100%

Figure 28 : Mixité énergétique contractuelle

Les années 2015 et 2017 sont plus représentatives, bien que des modifications sur le 2^{ème} four ont encore été réalisées en 2017 (les 2 fours ne sont opérationnels que depuis Novembre 2017). Le taux d'ENR est **d'environ 65% sur ces 2 années**.

L'année 2018 sera plus représentative.

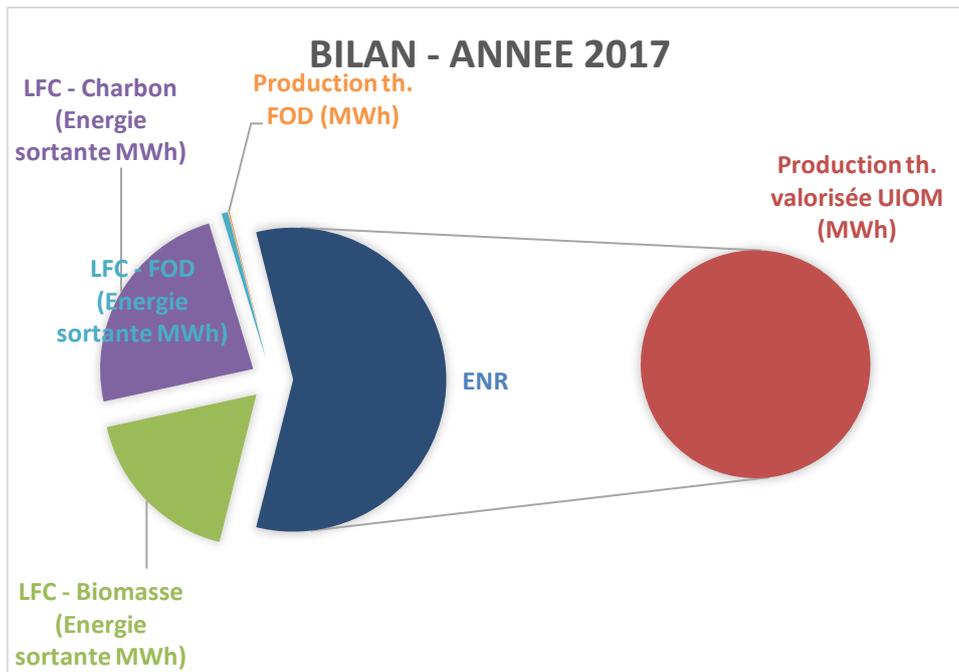


Figure 29 : Bilan énergétique en fonction des moyens de production (Année 2017)

Bilan environnemental :

L'arrêté du 24 janvier 2014 a fixé la liste des exploitants auxquels sont affectés des quotas d'émission de gaz à effet de serre et le montant des quotas affectés à titre gratuit pour la période 2013-2020.

Il s'agit du 3^{ème} Plan d'Allocation des Quotas de CO₂ (PNAQ3), qui remplace le PNAQ 2 qui concernait la période précédente (2008-2012). Chaque installation de combustion classée (d'une puissance supérieure à 20 MW) est concernée par ce système. Les deux chaufferies gérées par ENORIS y sont donc soumises.

Les quotas affectés à ENORIS par l'arrêté du 24/01/2014 sont :

Année	Quotas CO ₂ - Arrêté du 24/01/2014			Evolution n/n-1
	La Bonde	V. Basch	TOTAL	
2013	27 512	6 792	34 304	-
2014	22 628	6 079	28 707	-16,3%
2015	19 138	5 384	24 522	-14,6%
2016	16 745	4 711	21 456	-12,5%
2017	14 425	4 058	18 483	-13,9%
2018	12 180	3 427	15 607	-15,6%
2019	10 008	2 816	12 824	-17,8%
2020	7 917	2 227	10 144	-20,9%
TOTAL	130 553	35 494	166 047	-

Figure 30 : Quotas CO₂ - Arrêté du 24/01/14

Les quotas sont en fortes baisses (-15% en moyenne sur la période 2014-2020). Pour rappel, les quotas CO₂ affectés lors du PNAQ 2 étaient de 55 532 t/an pour les deux sites, soit en baisse de près de 50% par rapport au PNAQ 3.

Le bilan sur les deux chaufferies est donné ci-dessous. Le bilan prévisionnel sur la période 2017-2020 est celui proposé par ENORIS. Il correspond à la moyenne annuelle des émissions de 2008/2013.

PNAQ	Année	Allocation annuelle	Emission de CO2 Tonnes	Achat	Cession	Solde annuel Tonnes	Solde cumulé Tonnes
PNAQ 2	2008	55 532	35 958	25 184	14 790	29 968	29 968
	2009	55 532	28 483	3 694	21 694	9 049	39 017
	2010	55 532	35 493	1 641	42 641	-20 961	18 056
	2011	55 532	27 326	2 482	25 482	5 206	23 262
	2012	55 532	29 588	13 394	13 394	25 944	49 206
PNAQ 3	2013	34 304	41 335	0	0	-7 031	42 175
	2014	28 707	29 550	0	0	-843	30 938
	2015	24 522	30 910	0	0	-6 388	27 641
	2016	21 456	45 048	0	0	-23 592	4 049
	2017	18 483	33 000			-14 517	-10 468
	2018	15 607	33 000			-17 393	-27 861
	2019	12 824	33 000			-20 176	-48 037
	2020	10 144	33 000			-22 856	-70 893

Figure 31 : Bilan des quotas CO2 - 2008/2020

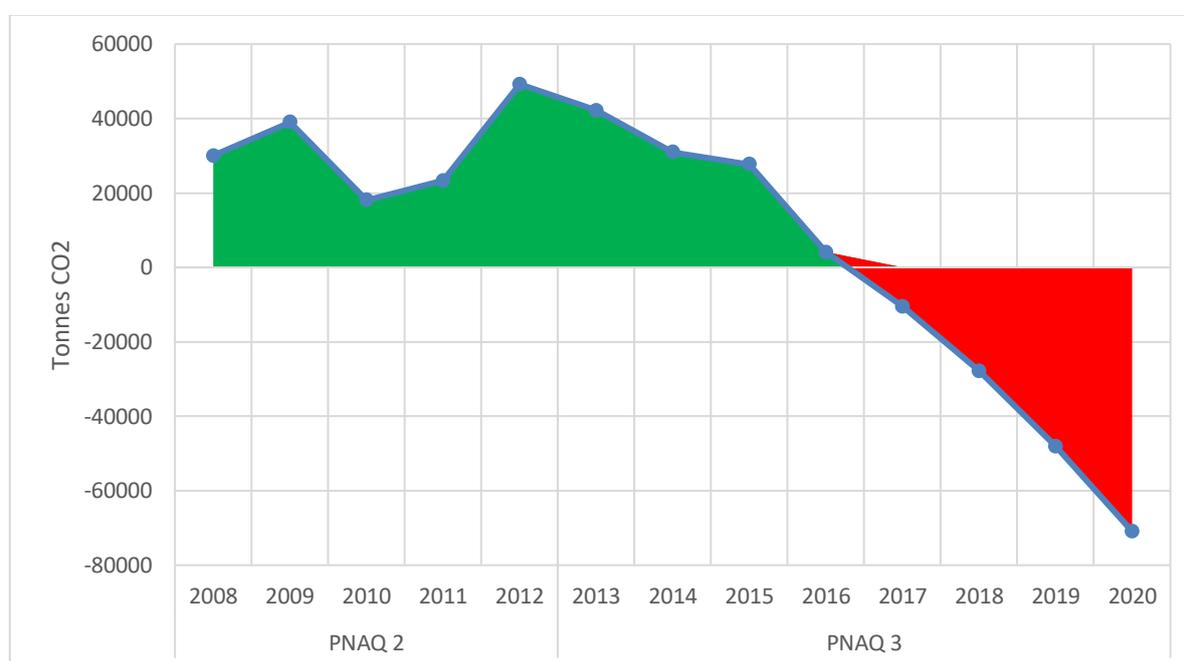


Figure 32 : Bilan du solde des quotas CO2

Les émissions prévisionnelles sur la période 2017-2020 paraissent cohérentes au vue des années précédentes. Cela signifie **qu'un solde négatif est à prévoir à partir de fin 2017**. Les travaux entrepris en 2016 combinés à une réglementation plus stricte sur cette période conduiront à l'achat de quotas CO₂.

1.4.2 Réseau de distribution et sous-stations

Le réseau, alimenté en eau surchauffé, comprends trois branches distinctes :

- **Le réseau dit « de liaison »**, d'une longueur de 2,1 km, qui relie le site de la Bonde à la chaufferie Victor Basch et alimente la ZAC Ampère et quelques sous-stations. Dans ce réseau, le fluide caloporteur est de l'eau surchauffée à une température inférieure ou égale à 180°C, circulant sous une pression maximale de 16 bars.
- **Le réseau dit « Massy Villaine »**, d'une longueur de 10,2 km qui dessert, depuis la chaufferie rue Victor Basch, les quartiers de Villaine, la ZAC Paris-Briis et de la gare TGV. Dans ce réseau, le fluide caloporteur est de l'eau surchauffée à une température inférieure ou égale à 180°C, circulant sous une pression maximale de 16 bars.

- **Le réseau dit « Massy Opéra »**, d'une longueur de 18,5 km qui dessert, depuis la chaufferie Victor Basch, le quartier Opéra, la ZAC du Moulin de Massy et le quartier des Baconnets d'Antony. Dans ce réseau, le fluide caloporteur est de l'eau surchauffée à une température inférieure ou égale à 180°C, circulant sous une pression maximale de 16 bars.

La distribution de chaleur est également réalisée sous forme d'eau chaude à une température inférieure ou égale à 110°C, à partir de postes d'échange eau surchauffée/eau chaude :

- A partir du réseau HP OPERA pour les sous-stations A2, A3, CV1B, CV2, S4 et W
- A partir du réseau HP VILLAINÉ pour les sous stations MPH (secteur Gare TGV), VS1 et PB
- A partir du réseau HP DE LIAISON pour la sous-station ZA

Le plan du réseau ainsi que les principales caractéristiques de chaque tronçon sont fournis en Annexe (Annexes 1 & 2). Les dénominations des tronçons sont également représentées sur ce plan.

1.4.2.1 Analyse des incidents techniques

En 2016, l'ensemble des incidents intervenus sur les réseaux est dû à l'usure des tuyauteries. En effet, tous les incidents ont été la conséquence de la corrosion externe des réseaux.

Ces incidents sont liés à l'usure « normale » du réseau. En effet, le réseau a été créé dans les années 60 et certains tronçons sont encore d'origine. Les fuites ont été observées sur des réseaux datant des années 60-70. Une surveillance accrue sur ces tronçons sera nécessaire pour anticiper les fuites. ENORIS semble avoir mis en place, fin 2016, un suivi des consommations en eau du réseau, ce qui permettra de détecter rapidement les fuites. L'efficacité de ce dispositif pourra être mesurée lors des années suivantes.

1.4.2.2 Analyse des pertes thermiques

Le rendement du réseau peut être déterminé à partir des ventes de chaleur aux abonnés. L'évolution des pertes réseaux entre 2015 et 2017 est donnée sur le graphique ci-dessous.

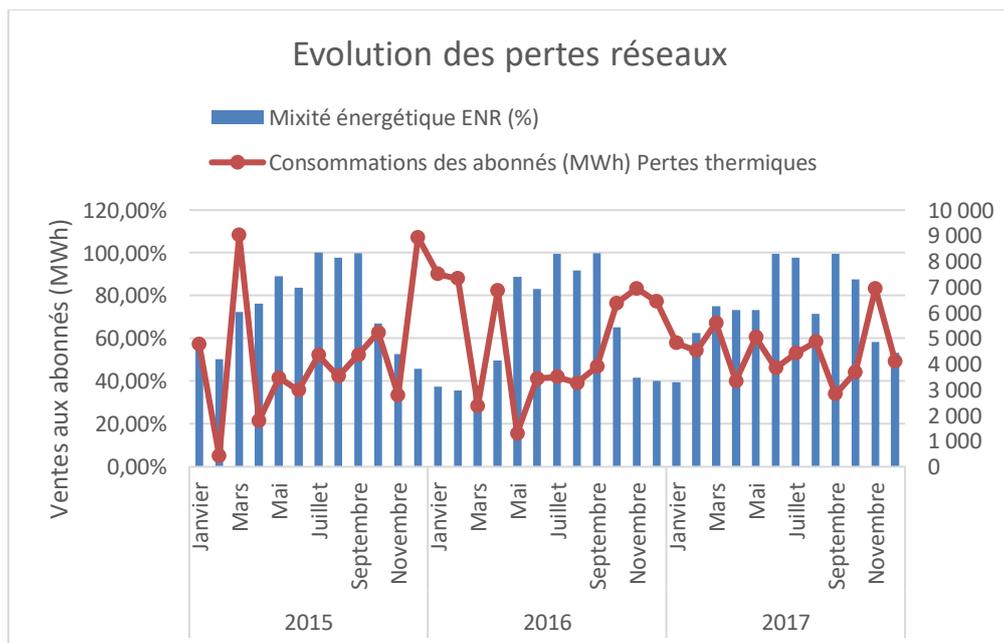


Figure 33 : Evolution des pertes réseaux

Les pertes réseaux sont plus importantes en été, dues aux consommations d'ECS.

		2015	2016	2017	Moyenne
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
Réseaux	Consommations des abonnés (MWh)	204 764	225 988	222 433	217 728
	Pertes thermiques	51 645 20,14%	59 244 20,77%	54 038 19,55%	54 975 20,16%

Figure 34 : Bilan des pertes réseaux

Les pertes réseaux sont de **20% en moyenne** entre 2015 et 2017. Ces pertes réseaux sont principalement dues aux fuites ayant eu lieu sur les réseaux durant cette période.

1.4.3 Patrimoine raccordé – installations secondaires

Fin 2016, on dénombre 290 sous-stations sur le réseau de chaleur, répartis de la façon suivante :

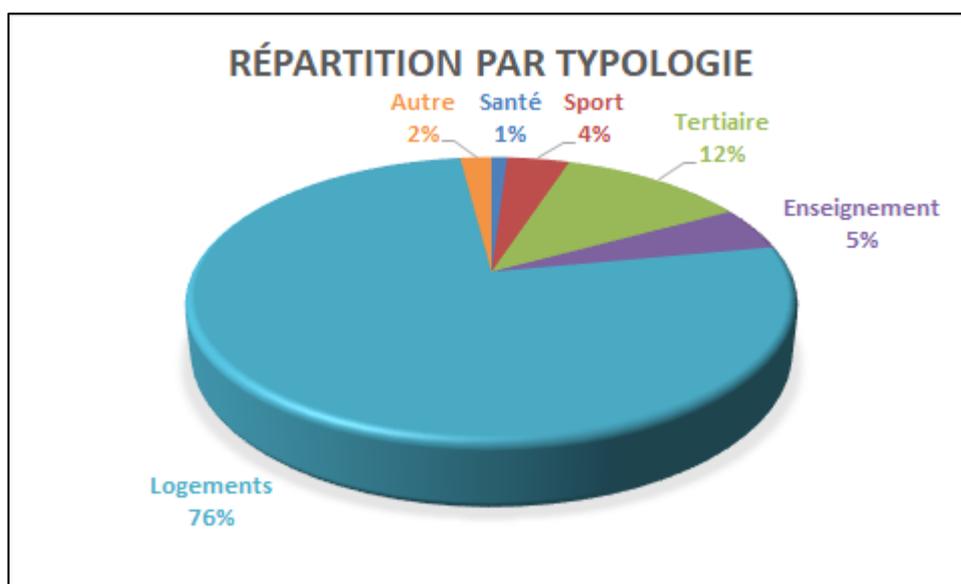


Figure 35 : Répartition des abonnés par typologie

L'ensemble des caractéristiques des bâtiments raccordés est fourni en annexe (Annexe 3).

1.5 Audit économique

1.5.1.1 Tarification aux abonnés

La tarification de la chaleur est constituée de 2 termes :

- R1 : proportionnel à la consommation de l'abonné
- R2 : proportionnel à la puissance souscrite de l'abonné

Tarification R1 :

Le R1 est un élément de facturation proportionnelle à la consommation de l'abonné et est mesuré au compteur de chaleur en sous-station. Il représente le coût des combustibles et énergies réputées nécessaires en qualité et quantité pour assurer la fourniture d'un MWh pour le chauffage et l'Eau Chaude Sanitaire ;

La valeur de base du terme R1 est déterminée à partir des prix unitaires de chaque énergie et de la mixité contractuelle des combustibles ci-dessous (date de valeur au 31/12/2012) :

▪ **Phase 1 :**

Détail tarif R1 - PHASE 1			
Tarif	Prix unitaire € HT / MWh	Indice Mixité	Valeur mixité %
R1 UIOM	24,71 €	u	47,0%
R1 Biomasse	43,15 €	b	16,0%
R1 Charbon	33,98 €	c	24,0%
R1 Gaz	62,15 €	g	13,0%
R1Chauffage	34,75 €	-	100%

Figure 36 : Détails Tarification R1 - Phase 1

avec :

$$R1_{Chauffage} = u * R1_{UIOM} + b * R1_{Biomasse} + c * R1_{Charbon} + g * R1_{gaz}$$

Chaque terme fait l'objet d'une révision mensuelle par application des formules de révisions suivantes :

$$R1_{UIOM} = k * PU_0 * (0.25 + 0.30 * \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0.25 * \frac{FSD2}{FSD2_0} + 0.15 * \frac{BT01}{BT01_0} + 0.05 * \frac{IE}{IE_0})$$

$$R1_{Biomasse} = R1_{biomasse_0} * (0.24 * \frac{IT}{IT_0} + 0.64 * \frac{ICEEB(PF)}{ICEEB(PF)_0} + 0.12 * \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0})$$

$$R1_{Charbon} = R1_{Charbon_0} * (0.9 * \frac{H}{H_0} + 0.05 * \frac{TICC}{TICC_0} + 0.05 * \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0})$$

$$R1_{Gaz} = R1_{Gaz_0} * (0.97 * \frac{G}{G_0} + 0.03 * \frac{TICGN}{TICGN_0} * x(1 - T))$$

▪ **Phase 2 :**

Détail tarif R1 - PHASE 2			
Tarif	Prix unitaire € HT / MWh	Indice Mixité	Valeur mixité %
R1 UIOM	24,71 €	u	47,0%
R1 Biomasse	6,57 €	b	20,7%
R1 Charbon	32,39 €	c	25,0%
R1 Gaz	74,43 €	g	7,3%
R1Chauffage	26,51 €	-	100%

Figure 37 : Détails Tarification R1 - Phase 2

avec :

$$R1_{Total} = u * R1_{UIOM} + b * R1_{Biomasse} + c * R1_{Charbon} + g * R1_{gaz}$$

Chaque terme fait l'objet d'une révision mensuelle par application des formules de révisions suivantes :

$$R1_{UIOM} = k * PU_0 * (0.25 + 0.30 * \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0.25 * \frac{FSD2}{FSD2_0} + 0.15 * \frac{BT01}{BT01_0} + 0.05 * \frac{IE}{IE_0})$$

$$R1_{Biomasse} = R1_{biomasse_0} * (0.79 * (0.35 * \frac{TR}{TR_0} + 0.35 * \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0.3 * \frac{A38CC}{A38CC_0}) + 0.21 * \frac{TGAP}{TGAP_0})$$

$$R1_{Charbon} = R1_{Charbon_0} * (0.94 * \frac{H}{H_0} + 0.06 * \frac{TICC}{TICC_0})$$

$$R1_{Gaz} = R1_{Gaz_0} * (0.98 * \frac{G}{G_0} + 0.02 * \frac{TICGN}{TICGN_0} * x(1 - T))$$

Dans lesquelles :

Terme	Indice	Référence	Indice de base	Date de valeur	Valeur	Unité
UIOM	k	Coefficient de distribution en sous-station de la chaleur valorisée en sortie de l'UIOM	-	31-déc.-2012	1,176	-
	PU	Prix de cession du MWh par le service public d'incinération des ordures ménagères au service public de chauffage urbain	PU ₀	31-déc.-2012	21	€ / MWh
	ICHT-IME	Indice du Coût Horaire du Travail - Industries mécaniques et électriques avec effet CICE	ICHT-IME ₀	31-déc.-2012	110,4	-
	FSD2	Indice « Frais et Services Divers catégorie 2 »	FSD2 ₀	31-déc.-2012	129,1	-
	BT01	Indice composite Bâtiment et Travaux Publics	BT01 ₀	31-déc.-2012	875,3	-
	IE	Indice Énergie – Marché français, identifiant NRG000 (Base 2010)	IE ₀	31-déc.-2012	122,1	-
Biomasse	IT	Indice des coûts du Transport Routier « Régional 40 t »	IT ₀	31-déc.-2012	136,03	-
	ICEEB	Indice du Centre d'Etudes de l'Economie du Bois	ICEEB ₀	31-déc.-2012	98,9	-
	ICHT-IME	Indice du Coût Horaire du Travail - Industries mécaniques et électriques avec effet CICE	ICHT-IME ₀	31-déc.-2012	110,4	-
	TR	Indice Transport Routier dans les marchés de longue durée	TR ₀	31-déc.-2012	190,1	-
	A38CC	Indice du prix de production de l'industrie française pour le marché français, articles en bois, papier et cartons, travaux d'impression et reprographie – Prix de marché publié à la date de l'indexation sur le site de l'INSEE (code FMOACC0000)	A38CC ₀	31-déc.-2012	102,2	-
	TGAP	Taxe sur les activités polluantes correspondant à l'utilisation du bois de récupération comme combustible	TGAP ₀	31-déc.-2012	4,0 1,40	€ / tonne € / MWh
Charbon	H	Moyenne des valeurs connues au 31 octobre de l'année « n », même provisoires, des mois d'avril-mai-juin de l'année « n » de l'indice INSEE « Houille pour les autres industries hors zone Euro » CPF 05.10, identifiant A0HD 051001	H ₀	31-déc.-2012	139,8	-
	TICC	Taxe intérieure de consommation sur les houilles lignites et cokes	TICC ₀	31-déc.-2012	1,19	€ / MWh

Terme	Indice	Référence	Indice de base	Date de valeur	Valeur	Unité
	ICHT-IME	Indice du Coût Horaire du Travail - Industries mécaniques et électriques avec effet CICE	ICHT-IME ₀	31-déc.-2012	110,4	
Gaz	G	Prix du gaz fourni au Délégitaire pour la chaufferie	G ₀	31-déc.-2012	Voir Contrat	€ / MWh
	TICGN	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel	TICGN ₀	31-déc.-2012	1,19	€ / MWh
	T	Taux d'exonération de la TICGN	-	-	-	-

Figure 38 : Détails Indice de révisions R1 - Phases 1 & 2

Dans le cas où la quantité d'eau chaude sanitaire consommée est mesurée en mètres cubes, la quantité de chaleur nécessaire pour le réchauffage d'un mètre-cube d'eau chaude sanitaire est estimée d'après le coefficient suivant :

$$q = 0,110 \text{ MWh/m}^3$$

La valeur de base R1_{ECS} du prix de vente du réchauffage de l'eau sanitaire est alors déterminée par la formule suivante :

$$R1_{ECS} = q * R1_{chauffage}$$

Dans le cas où le réchauffage de l'eau sanitaire est facturé à partir de l'énergie thermique consommée, le terme R1_{chauffage} est également utilisé pour la facturation de l'eau chaude sanitaire (ce qui n'interdit pas son comptage distinct et sa facturation séparée).

Tarification R2 :

Le R2 est élément de facturation proportionnelle à la puissance souscrite, sous forme d'URF (Unité de Répartition Forfaitaire), représentant les coûts suivants :

- ⇒ Prestations de conduite, de petit et gros entretien nécessaire pour assurer le fonctionnement des installations ;
- ⇒ Le cout de l'énergie électrique utilisée à des fins mécaniques, pour assurer le fonctionnement des installations de production et de distribution de l'énergie ;
- ⇒ Le coût d'achat de l'eau, du traitement de l'eau pour assurer la protection des équipements primaires ;
- ⇒ Le coût de renouvellement – gros entretien et renouvellement – GER des installations ;
- ⇒ Les redevances diverses autres que la taxe professionnelle.
- ⇒ Le coût des charges financières liées au financement et à l'amortissement des emprunts des premiers établissements, travaux d'améliorations techniques et de modifications techniques des installations.

Ici, le terme R2 se décompose en cinq termes :

- ➔ **R2.2** : valeur représentative du coût des prestations de conduite et de petit entretien pour assurer le fonctionnement des installations primaires y compris le coût de l'électricité utilisée mécaniquement
- ➔ **R2.3** : valeur représentative du gros entretien et renouvellement des matériels primaires à la charge du Délégué
- ➔ **R2.4** : valeur représentative du coût du financement des investissements prévus en début de contrat : reprises d'amortissement, acquisitions foncières, coût des travaux de premier établissement en phase 1 (R2.4 ph1) et en phase 2 (R2.4 ph2)
- ➔ **R2.5** : valeur négative ou nulle représentative du montant des subventions, aides et/ou surplus de recettes de vente de certificats d'économie d'énergie effectivement perçu par le Délégué
- ➔ **R2.q** : valeur représentative du coût des quotas CO₂

Le tarif R2 diffère selon les Phases 1 et 2. Il est établi aux conditions économiques du 31 décembre 2012 en valeur hors taxes :

▪ **Phase 1 :**

Détail tarif R2 - PHASE 1	
Tarif	Prix unitaire € HT / kW souscrit
R2.2	33,28 €
R2.3	10,41 €
R2.4	10,68 €
R2.5	0,00 €
R2.q	0,00 €
R2 Total	54,37 €

Figure 39 : Détails Tarification R2 - Phase 1

Chaque terme fait l'objet d'une révision mensuelle par application des formules de révisions suivantes :

$$R2.2 = R2.2_0 * (0.14 * \frac{Elec}{Elec_0} + 0.86 * (0.125 + 0.70 * \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0.175 * \frac{FSD2}{FSD2_0}))$$

$$R2.3 = R2.3_0 * (0.125 + 0.875 * \frac{BT40}{BT40_0})$$

Le terme R2.4 n'est pas révisé, mais fera l'objet d'une actualisation le 1er septembre 2015 suivant la formule suivante :

$$R2.4 = R2.4_0 * (0.88 + 0.12 * (0.1 + 0.30 * \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0.3 * \frac{TP01}{TP01_0} + 0.3 * \frac{242001}{242001_0}))$$

▪ **Phase 2 :**

Détail tarif R2 - PHASE 2	
Tarif	Prix unitaire € HT / kW souscrit
R2.2	39,88 €
R2.3	10,90 €
R2.4	14,96 €
R2.5	0,00 €
R2.q	0,00 €
R2 Total	65,75 €

Figure 40 : Détails Tarification R2 - Phase 2

Chaque terme fait l'objet d'une révision mensuelle par application des formules de révisions suivantes :

$$R2.2 = R2.2_0 * (0.22 * \frac{Elec}{Elec_0} + 0.78 * (0.125 + 0.70 * \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0.175 * \frac{FSD2}{FSD2_0}))$$

$$R2.3 = R2.3_0 * (0.125 + 0.875 * \frac{BT40}{BT40_0})$$

Le terme R2.4 n'est pas révisé, mais fera l'objet d'une actualisation à l'issue de la mise en service effective des travaux objet de la phase 2 et au plus tard le 1er janvier 2017 suivant la formule suivante :

$$R2.4 = R2.4_0 * (0.739 + 0.107 * \frac{ICHT - IME}{ICHT - IME_0} + 0.027 * \frac{TP01}{TP01_0} + 0.027 * \frac{242001}{242001_0} + 0.1 * \frac{BT01}{BT01_0})$$

Dans lesquelles :

Terme	Indice	Référence	Indice de base	Date de valeur	Valeur	Unité
R2.2	Elec	Indice Electricité tarif vert A5 option base (code 351107)	Elec ₀	31-déc.-2012	118,3	-
	ICHT-IME	Indice du Coût Horaire du Travail - Industries mécaniques et électriques avec effet CICE	ICHT-IME ₀	31-déc.-2012	110,4	-
	FSD2	Indice « Frais et Services Divers catégorie 2 »	FSD2 ₀	31-déc.-2012	129,1	-
R2.3	BT40	Indice Bâtiment chauffage central	BT40 ₀	31-déc.-2012	1009,5	-
R2.4	ICHT-IME	Indice du Coût Horaire du Travail - Industries mécaniques et électriques avec effet CICE	ICHT-IME ₀	31-déc.-2012	110,4	-
	TP01	Indice « Travaux publics »	TP01 ₀	31-déc.-2012	702,3	-
	242001	Indice « Tubes profilés en acier ordinaire »	242001 ₀	31-déc.-2012	167,4	-
	BT01	Indice composite Bâtiment et Travaux Publics	BT01 ₀	31-déc.-2012	875,3	-

Figure 41 : Détails Indice de révisions R2 - Phases 1 & 2

Tarifification globale :

La facturation totale à l'abonné est la suivante :

$$Facturation = R1_{chauffage} * nbre\ de\ MWH\ consommés + R2 * nombre\ de\ kW$$

ou

$$Facturation = R1_{chauffage} * nbre\ de\ MWH\ consommés + R1_{ECS} * nbre\ de\ m^3\ consommés + R2 * nombre\ de\ kW$$

La quantité de chaleur consommée pour le chauffage des installations pourra se mesurer, suivant l'emplacement du compteur, en lecture directe ou après déduction la part nécessaire à l'eau chaude sanitaire.

Le graphique ci-dessous, issu du rapport de délégation d'ENORIS, représente l'évolution de la tarification des abonnés du réseau.

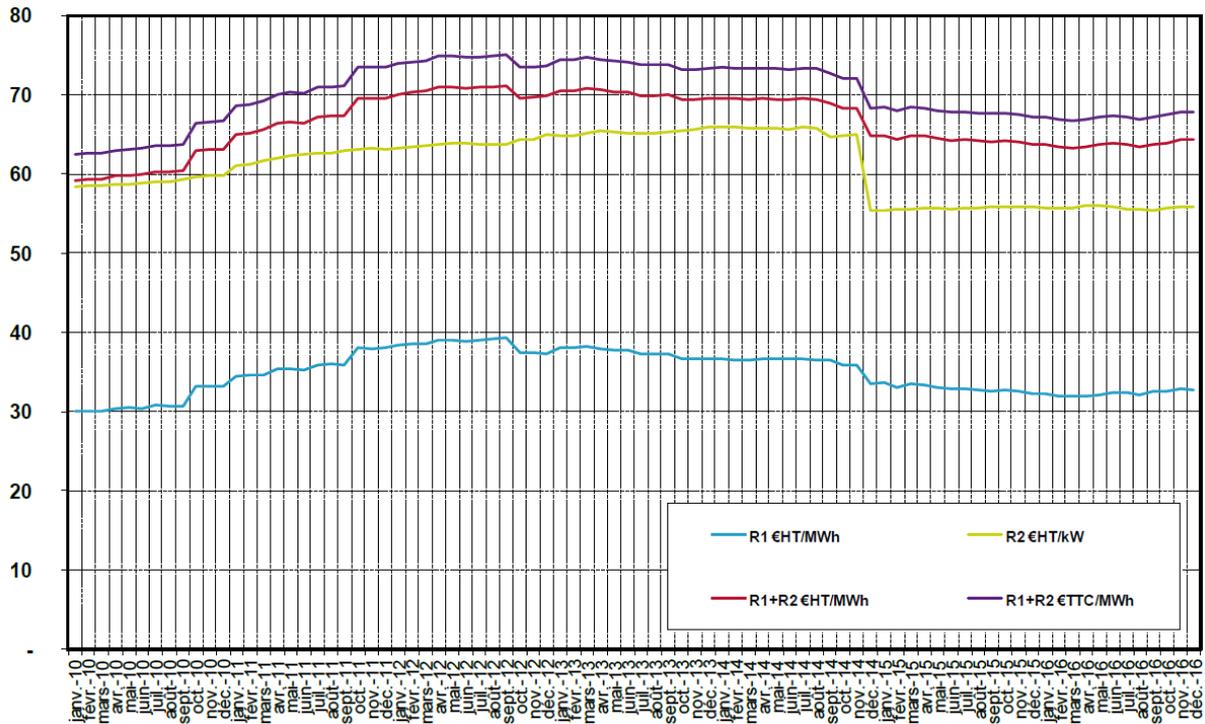


Figure 42 : Evolution de la tarification aux abonnés

1.6 Analyse du compte d'exploitation

1.6.1 Recettes d'exploitation

1.6.1.1 Ventes aux abonnés

Les ventes R1-R2 (cf. chapitre 1.5.1.1) sur les 2 années d'exploitation 2015-2016 sont données ci-dessous.

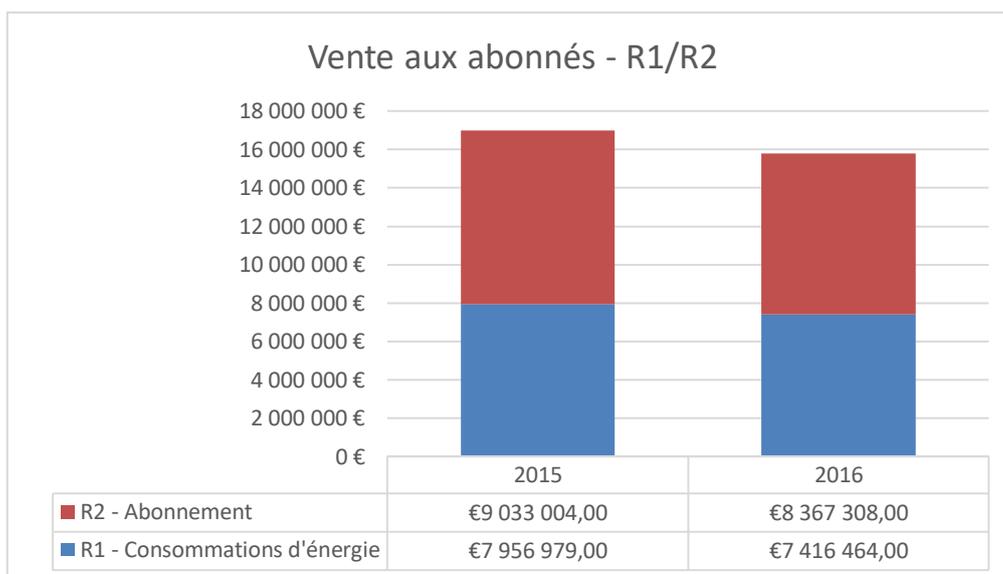


Figure 43 : Ventes R1-R2 aux abonnés

La part R2 liée à l'abonnement représente une part importante dans le prix de la chaleur avec environ **53% en 2015 et 2016** (part fixe moyenne dans la facturation sur 102 réseaux en Ile de France : 52%¹).

Ainsi, la fourniture en énergie ne représente que 47% de la facture énergétique. Il s'agit du poste subissant le plus de fluctuation et de hausse imprévisible, mais cependant limité pour le bois à 30 ou 40% de la conjoncture des produits pétroliers. Les risques d'augmentation non maîtrisés sont donc réduits.

1.6.1.2 Traitement des déchets

La majorité des déchets incinérés provient du SIMACUR (80%). On observe une stabilisation de la quantité de déchets entre 2015 et 2016. Le prix moyen de la tonne est également stable entre les deux années (+0,5%).

¹ Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid – Edition 2017 - SNCU

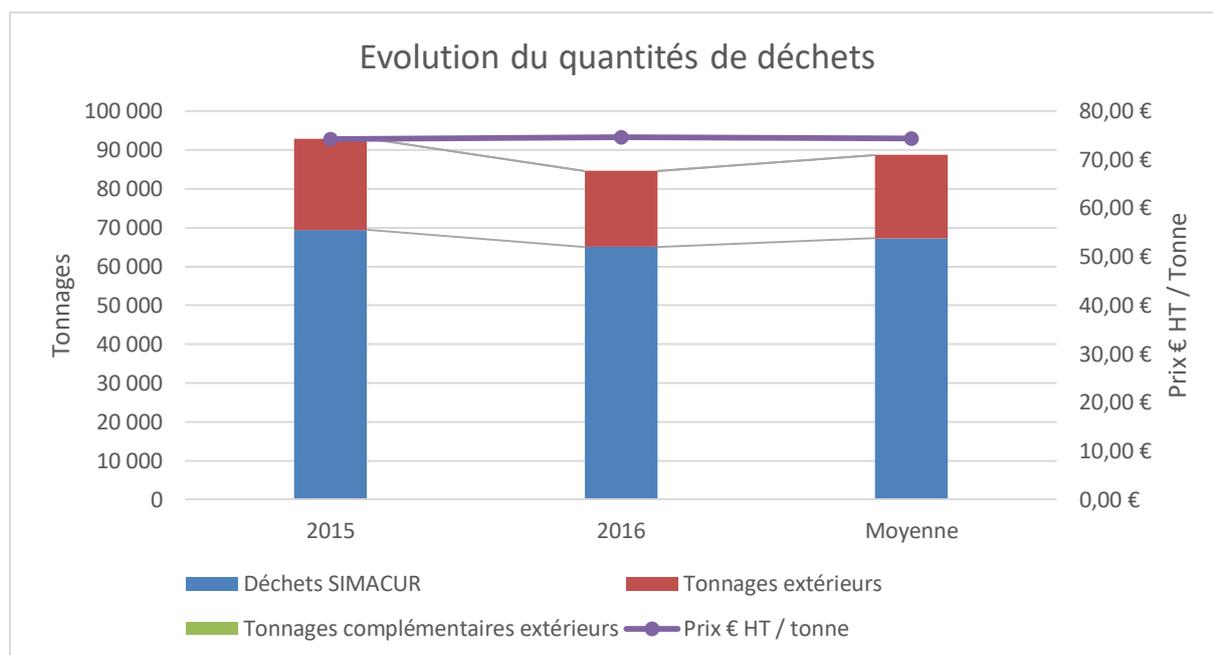


Figure 44 : Evolution des déchets incinérés et des recettes en résultant

Le prix observé reste tout de même en dessous de la moyenne nationale, se situant aux alentours de 88 € HT / tonne².

Remarque : les résultats de l'année 2015 incluent également les tonnages et les recettes de décembre 2014.

1.6.1.3 Autres recettes

Les autres recettes sont issues de postes courants dans le cadre de la DSP :

- Production immobilisée : 3 538 689 €
- Reprises sur amortissements et provisions : 2 635 122 €
- Autres postes : 31 429 €

1.6.1.4 Total des recettes - Année 2016

Le graphique ci-dessous représente la proportion des différentes recettes d'exploitation issue du bilan comptable de l'année 2016.

² Source : ENQUETE SUR LES PRIX DE L'INCINERATION DES DECHETS MUNICIPAUX – Novembre 2011 ADEME
RAPPORT AUDIT GLOBAL – SCHEMA DIRECTEUR DES RESEAUX DE CHALEUR DU SIMACUR

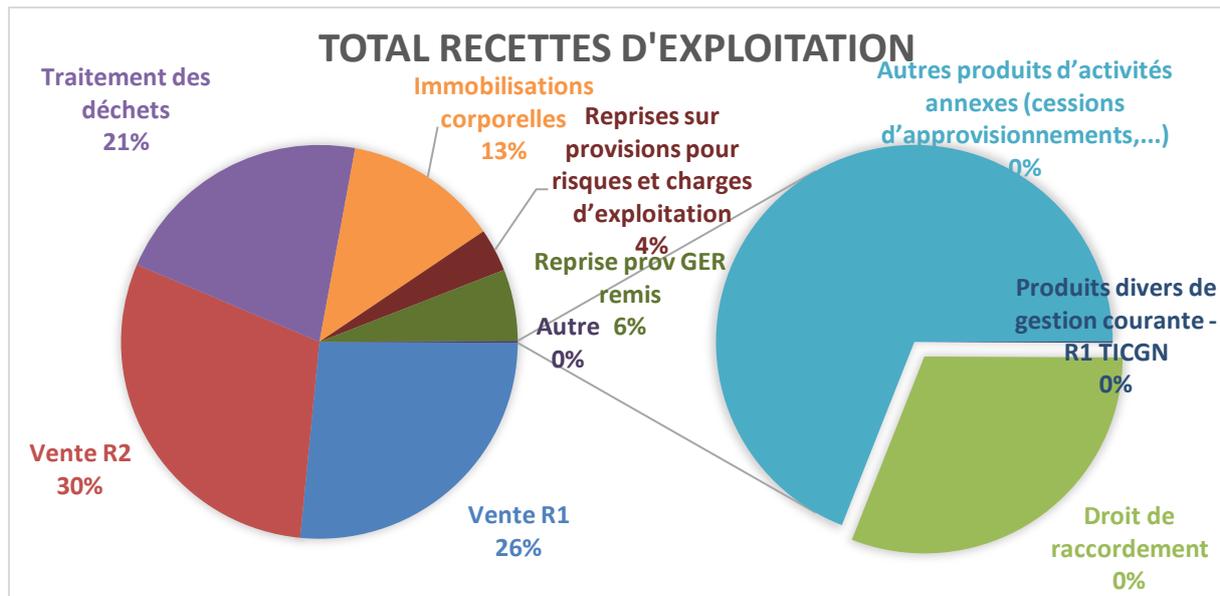


Figure 45 : Répartition des recettes d'exploitation - Graphique

Postes	Recettes	%
Vente R1	7 416 464,00 €	26%
Vente R2	8 367 308,00 €	30%
Droit de raccordement	14 038,00 €	0%
Traitement des déchets	6 019 694,00 €	21%
Autres produits d'activités annexes (cessions d'approvisionnements,...)	31 365,00 €	0%
Immobilisations corporelles	3 538 689,00 €	13%
Produits divers de gestion courante - R1 TICGN	64,00 €	0%
Reprises sur provisions pour risques et charges d'exploitation	990 061,00 €	4%
Reprise prov GER remis	1 645 060,00 €	6%
TOTAL RECETTES D'EXPLOITATION	28 022 743,00 €	100%

Figure 46 : Répartition des recettes d'exploitation – Tableau

Les recettes issues des ventes aux abonnés représentent la plus grande part des recettes d'exploitation (56%). **Le montant total des recettes pour l'année 2016 s'élève à 28 022 743 €.**

1.6.2 Charges d'exploitation

1.6.2.1 Poids financier de chaque énergie

Le tableau ci-dessous reprend les charges liées aux consommations d'énergies (combustibles + stock) ainsi que les charges liées aux utilités (électricité, eau et gaz pour le fonctionnement de l'UIOM) pour l'année 2016.

Postes	Charges	%
Fuel FOD	166 801,00 €	3%
Charbon	1 602 539,00 €	30%
Bois	28 268,00 €	1%
Gaz	2 170 158,00 €	40%
Taxes	63 499,00 €	1%

Postes	Charges	%
Gaz - Traitement des déchets	168 937,00 €	3%
Eau	154 052,00 €	3%
Electricité	1 007 278,00 €	19%
COMBUSTIBLES	5 361 532,00 €	100%

Figure 47 : Achats de combustibles et utilités – Tableau

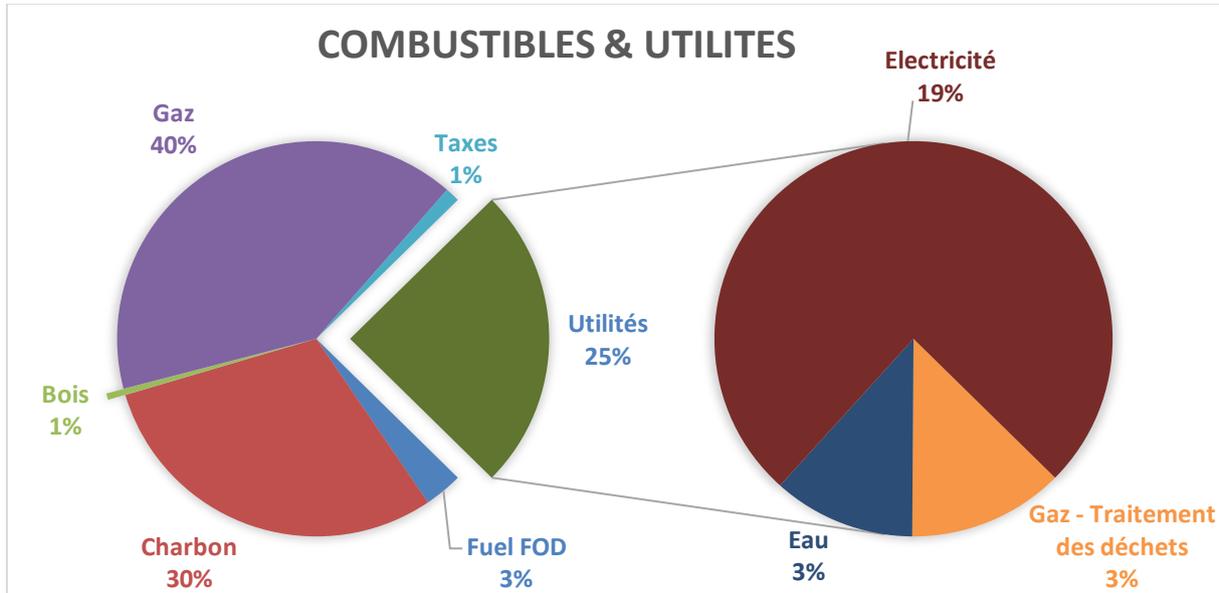


Figure 48 : Achats de combustibles et utilités – Graphique

Les achats de gaz ont représenté la plus grande part des achats de combustible sur l'année 2016. Ceci n'est pas représentatif du fonctionnement normal des installations, car ces consommations sont surtout liées aux travaux entrepris sur les lignes de production (cf. *chapitre 1.4.1*).

Les travaux devront permettre d'améliorer la mixité en faveur du bois notamment, ce qui permettra de compenser les évolutions à venir sur les taxes notamment sur la TICGN et la TICPE (cf. schémas ci-dessous). En effet, la loi de finance a acté une évolution de plus de 170% de la TICGN d'ici à 2022.

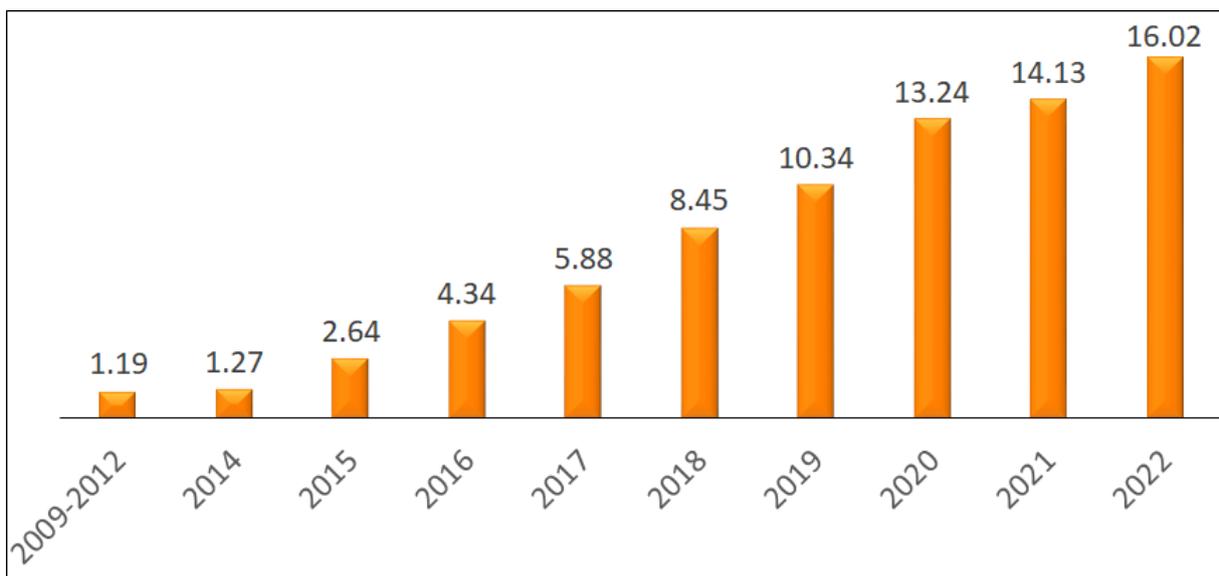


Figure 49 : Evolution TICGN en € HT/MWh

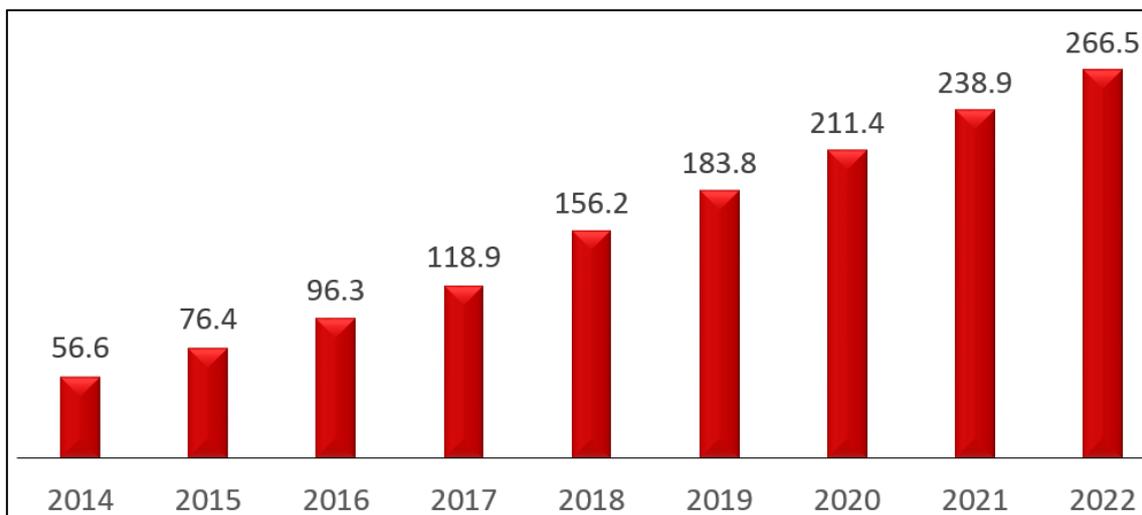


Figure 50 : Evolution TICPE en € HT/m³ FOD

Actuellement, les entreprises soumises au marché des quotas de gaz à effet de serre bénéficient du maintien du taux en vigueur en 2013, à savoir :

- TICGN : 1,52 € HT / MWh
- TICC : 1,19 € HT / MWh

L'amélioration de la mixité énergétique en faveur des EnR et notamment du bois, permettra de réduire l'impact de ces éventuelles évolutions sur les charges d'exploitation.

1.6.2.2 Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation sont répertoriées ci-dessous. Ces dépenses concernent les charges liées à l'exploitation/maintenance (P2), le gros entretien et renouvellement (P3), les frais financiers (P4) et les travaux et investissements (P5).

Postes		Charges	%
Etudes et sous-traitance	Frais d'analyse et de contrôle	583 028,00 €	2,5%
	Sous-traitance matériel	603 475,00 €	2,6%
Fournitures et frais accessoires	Achats de fournitures	3 466 927,00 €	14,8%
	Frais accessoires achat marchandises	336 059,00 €	1,4%
Sous-traitance générale	Sous-traitance générale	5 937 705,00 €	25,4%
Autres services extérieurs	Locations, droits de passage et servitudes diverses	36 697,00 €	0,2%
	Entretiens et réparations	63 463,00 €	0,3%
	Primes d'assurance	182 861,00 €	0,8%
	Etudes et recherches	213 246,00 €	0,9%
Convention d'exploitation et assistances techniques	Convention d'exploitation	2 939 203,00 €	12,6%
	Assistance technique et administrative Engie Réseaux	1 380 437,00 €	5,9%
	Assistance SUEZ	238 615,00 €	1,0%
Autres dépenses	Honoraires	34 867,00 €	0,1%
	Frais d'actes et de contentieux	1 562,00 €	0,0%
	Divers	500,00 €	0,0%

Postes		Charges	%
	Parrainages	- 35 858,00 €	-0,2%
	Transports sur achats	7 122,00 €	0,0%
	Frais d'affranchissement	3 308,00 €	0,0%
	Lignes spécialisées	6 193,00 €	0,0%
	Services bancaires	576,00 €	0,0%
	Autres frais généraux	3 199,00 €	0,0%
Impôts, taxes et versements assimilés	Administrations des impôts	115 386,00 €	0,5%
	Autres organismes	40 815,00 €	0,2%
Autres charges de gestion courante	Redevances au titre de la convention + Redevance AESN	283 774,00 €	1,2%
Charges financières	Intérêts des emprunts longs terme	1 449 301,00 €	6,2%
Dotations aux amortissements et aux provisions	Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles et corporelles	1 511 090,00 €	6,5%
	Dotations aux provisions pour risques et charges d'exploitation	3 890 383,00 €	16,6%
	Provisions pour créances douteuses	110 609,00 €	0,5%
	Autres charges d'exploitation	23 404 543,00 €	100%

Figure 51 : Autres charges d'exploitation

2 - Phases 2-3-4 : Prospectives d'évolution et de développement à l'horizon 2025-2030

2.1 Hypothèses retenues pour l'ensemble de l'étude

2.1.1 Hypothèses techniques

2.1.1.1 Règles de calcul de dimensionnement des réseaux

La vitesse nominale de circulation du fluide dans un réseau de chaleur doit être idéalement inférieure à 2 m/s dans les tronçons, afin de limiter les pertes de charges au maximum avec comme conséquence une optimisation de la puissance absorbée et donc de la consommation annuelle d'électricité des pompes de réseau.

On peut admettre ponctuellement des vitesses plus élevées, la valeur maximale admissible étant de 4 m/s.

Le respect d'une vitesse inférieure à 2 m/s entraîne cependant des investissements supplémentaires du fait des augmentations de Diamètres nominaux (DN intérieur) des tuyaux. De ce fait, une optimisation financière et technique doit être réalisée sur ce point.

L'ensemble des résultats, tronçon par tronçon, est donné en Annexe (Annexe 4).

De ce fait une marge subsiste encore, du fait de l'inertie des réseaux et de la non simultanéité d'appels des besoins thermiques selon les bâtiments (réduit ou antigel différenciés logements, tertiaires, équipements sportifs, ...), et selon la puissance réellement appelée par grands froids par rapport à la puissance souscrite. Le foisonnement pris en compte dans cette modélisation est issu des puissances observées sur le réseau en 2016. **La puissance maximale appelée par le réseau** le 21 janvier 2016 par -4,2°C extérieur a été de **73 MW** (2 fours d'incinération à 2 x 11 MW, LFC1 : 15 MW, LFC2 : 20 MW, CH1gaz : 16 MW). La puissance souscrite totale étant de 154 357 MW par -9°C/-7°C (soit environ 126 916 MW par -4,2°C), **le foisonnement ainsi considéré est de 0,63** (en considérant un coefficient de surpuissance de 10%).

2.1.2 Hypothèses financières

2.1.2.1 Investissements Réseaux

Le dimensionnement des réseaux par branche est réalisé en tenant compte des sommes des puissances desservies sur chaque tronçon du réseau. Ainsi, la vitesse du fluide est calculée sur chaque partie du réseau.

Lorsque la puissance délivrée par un tronçon est supérieure à la puissance maximale admissible, des investissements sont pris en compte pour le remplacement et l'adaptation de ce tronçon. Ces investissements sont estimés à partir d'hypothèses figurant dans le tableau ci-dessous (donnés à titre indicatif).

DN	Coût Réseau (€/ml)	
	BP	HP
0	0	0
15	600	900
25	600	900
32	600	900
40	600	900
50	600	900
65	600	900
80	600	900
100	600	900
125	600	900
150	600	900
200	800	1200
250	800	1200
300	800	1200
350	800	1200
400	800	1200
450	800	1200
500	800	1200
600	1000	1500
700	1000	1500
800	1000	1500
900	1000	1500
1000	1000	1500
1200	1200	1800

Figure 52 : Hypothèses d'investissements réseaux

Remarque : compte tenu de son tracé, le coût de rénovation du tronçon A0 (tronçon principal en sortie de l'UIOM) a été majoré (2 500 € HT /ml).

2.1.2.2 Recettes d'exploitation

⇒ Recettes R1 – Energies :

- MWh vendus : 229 976 MWh (ventes totales 2017 avec la part chauffage ramenés aux DJU trentenaires)
- Tarif de vente : 26,03 € HT /MWh (valeur au 31/12/2017)

⇒ Recettes R2 – Services :

- Puissance souscrite : 146 806 kW (PS année 2016 diminué des PS renégociée (cf. §2.2.2))
- Tarif de vente : 68,72 € HT /kW (valeur au 31/12/2017)

2.1.2.3 Déboursés d'exploitation

- ⇒ **Déboursés R1 – Chauffage Urbain** : déboursés proportionnels au Chiffre d'affaire généré, augmentés de 2,5% pour les pertes en ligne supplémentaires dues aux extensions de réseaux
- ⇒ **Déboursés R2 B – financement** : charges de financement actuelles augmentées d'annuité de remboursement d'emprunt sur 20 ans à 4,5 % (conservatoire)
- ⇒ **Déboursés R2 C – maintenance** : déboursés actuel augmentés du nombre d'heures de main d'œuvre pour la maintenance et l'exploitation des extensions de réseaux et des nouvelles sous-stations, figurant dans le tableau ci-dessous
- ⇒ **Déboursés R2 D – GER** : déboursés actuels augmentés de 3% des investissements pour les déboursés de Garantie des extensions et reprise des réseaux et des nouvelles sous-stations

Détails des heures supplémentaires prises en compte pour chaque extension étudiée :

Quartier	Nombre d'heures de maintenance supplémentaires
PARIS BRIIS	300
CARNOT	300
PGO	300
AMPERE	300
OPERA 1	300
OPERA 2	50
PAJEAUD	500
VILGENIS	1 200

Figure 53 : Détails Heures P2 - Extension réseaux

2.2 Evolution sur les bâtiments raccordés

Les évolutions majeures sur les bâtiments raccordés concernent soit le dé-raccordement de certains abonnés, soit la renégociation des puissances souscrites. Ces renégociations font suite à des campagnes de mesures de puissances appelées de différents abonnés.

2.2.1 Dé-raccordement

Plusieurs abonnés ont été dé-raccordés depuis le début du contrat de DSP.

N° Installation ENORIS	SITES	Puissance souscrite (kW)
145	CENTRE COMMERCIAL BIEVRES 4	25
141	O.I.A.	-
070	C COM FONTAINE MOUTON	-
071	PMI	97
140	JPP RESTAURANT	0
135	VIDEO CABLE	20

N° Installation ENORIS	SITES	Puissance souscrite (kW)
109	MATERNELLE	56
082	DEPOT DES SERVICES TECHNIQUES / LOCAUX ASSOCIATIFS	68
082	PISCINE DES IRIS	541
021	THALES MICROWAVES FACEO SYSTEMS	-
108	BONNAFFAIRE	32
092	CENTRE SOCIAL	66
	TOTAL	905

Figure 54 : Déraccordement Abonnés

Le total des dé-raccordements depuis le début de la DSP s'élève à **-905 kW**.

2.2.2 Renégociation des puissances souscrites

Les abonnés ayant fait l'objet d'une renégociation de leur puissance souscrite sont donnés dans le tableau suivant.

N° Installation ENORIS	SITES	Puissance souscrite AVANT (kW)	Puissance souscrite APRES (kW)	Delta (kW)
133	CV2C2 - RESIDENCE LE RONSARD	275	256	- 19
020	MPObis – RESIDENCE LE CHEMIN DES BOEUFs	361	288	- 73
194	PB5 – RESIDENCE PALAIS ATLANTIC	491	373	- 118
213	PB13 – Résidence "L'ADELIE"	385	313	- 72
231	PB14 – RESIDENCE PLEIN SUD	448	310	- 138
126	S4 Monaco – RESIDENCE MONACO	1 228	773	- 455
116	VS1C - RESIDENCE CHOPIN	285	224	- 61
116	VS1D - RESIDENCE DEBUSSY	652	464	- 188
197	ZA1 - RESIDENCE LES LUMIERES DE MASSY	514	376	- 138
198	ZA2 - RESIDENCE "L'OPERA"	425	314	- 111
206	ZA6B - RESIDENCE "ACTUEL"	335	231	- 104
206	ZA6F - RESIDENCE "ACTUEL"	398	324	- 74
214	ZA7A - RESIDENCE Le Parc des Lumières - Bâtiment A	195	131	- 64
216	ZA9D - RESIDENCE Le Domaine de Coulanges D	499	378	- 121
224	ZA14 - RESIDENCE "Terrasses & Jardins"	541	471	- 70
	TOTAL	7 032	5 226	- 1 806

Figure 55 : Renégociation des PS

La renégociation des puissances souscrites entraîne **une baisse de la puissance souscrite du réseau de 1 806 kW**.

D'autres abonnés sont concernés par une hausse de leur puissance souscrite. En revanche, les avenants aux polices d'abonnement de chacun n'ont pas été signés. La hausse des puissances souscrites de ces abonnés **représente un plus de 1 593 kW sur le réseau.**

2.2.3 Modifications sur le tracé des réseaux

Les modifications sur les bâtiments raccordés n'ont pas entraîné de modifications sur le tracé des réseaux.

2.3 Plan de développement prévu dans le contrat de DSP

ENORIS a mis en place un programme de développement dans le cadre du nouveau contrat de Délégation de Service Public conclue en 2014 :

Ville	Zone	Nom	Puissance (kW)	Livraison
Massy	ZAC PARIS BRIIS	Lot 5D - B32	244	2018
Massy	ZAC PARIS BRIIS	Lot 5B - B31	559	2018
Massy	ZAC PARIS BRIIS	Lot 3A - Foyer	1 568	2018
Massy	ZAC PARIS BRIIS	Lot 1E - B11	769	2018
Massy	ZAC CARNOT	Lot 25I - C31	1 045	
Massy	ZAC CARNOT	Lot 1Ab - C3	1 271	2020
Massy	ZAC CARNOT	Lot 1Bb - C1	990	2021
Massy	ZAC CARNOT	Place du Gd Ouest - Logements	3 135	
Massy	ZAC CARNOT	Place du Gd Ouest - Hôtel	457	
Massy	ZAC AMPERE	5K1 - GS	314	
Massy	ZAC AMPERE	5K3 - A53	446	
Massy	ZAC AMPERE	5O - A55	413	2020
Massy	ZAC AMPERE	5P - A56	380	2020
Massy	ZAC AMPERE	2C2 & 3C - A21	523	
Massy	ZAC AMPERE	5L1 & 5L2 - A54	990	2020
Massy	ZAC AMPERE	EPIF Nord lot B1	290	
Massy	ZAC AMPERE	EPIF Nord lot B2	211	
Massy	ZAC AMPERE	A11	413	
Massy	OPERA 2	Interconstruction 45 logements	235	2015
Massy	OPERA 2	Interconstruction crèche	84	2015
Massy	VILGENIS	Caserne CRS	1 173	
Massy	OPERA 1	Les Franciades	2 090	2016-2017
Antony	QUARTIER PAJEAUD	SPIRITO VERDE (95)	2 090	2017
Antony	QUARTIER PAJEAUD	Complexe nautique (95bis)	1 300	2017
Antony	QUARTIER PAJEAUD	Collège Anne Franck (96)	485	2022
Antony	QUARTIER PAJEAUD	GS Allée de l'Herbier (99)	212	
			21 687	

Figure 56 : Développements prévus dans la DSP

Les développements prévoient **une puissance supplémentaire de près de 22 MW**, répartis sur les différents quartiers (cf. plan Figure 57).

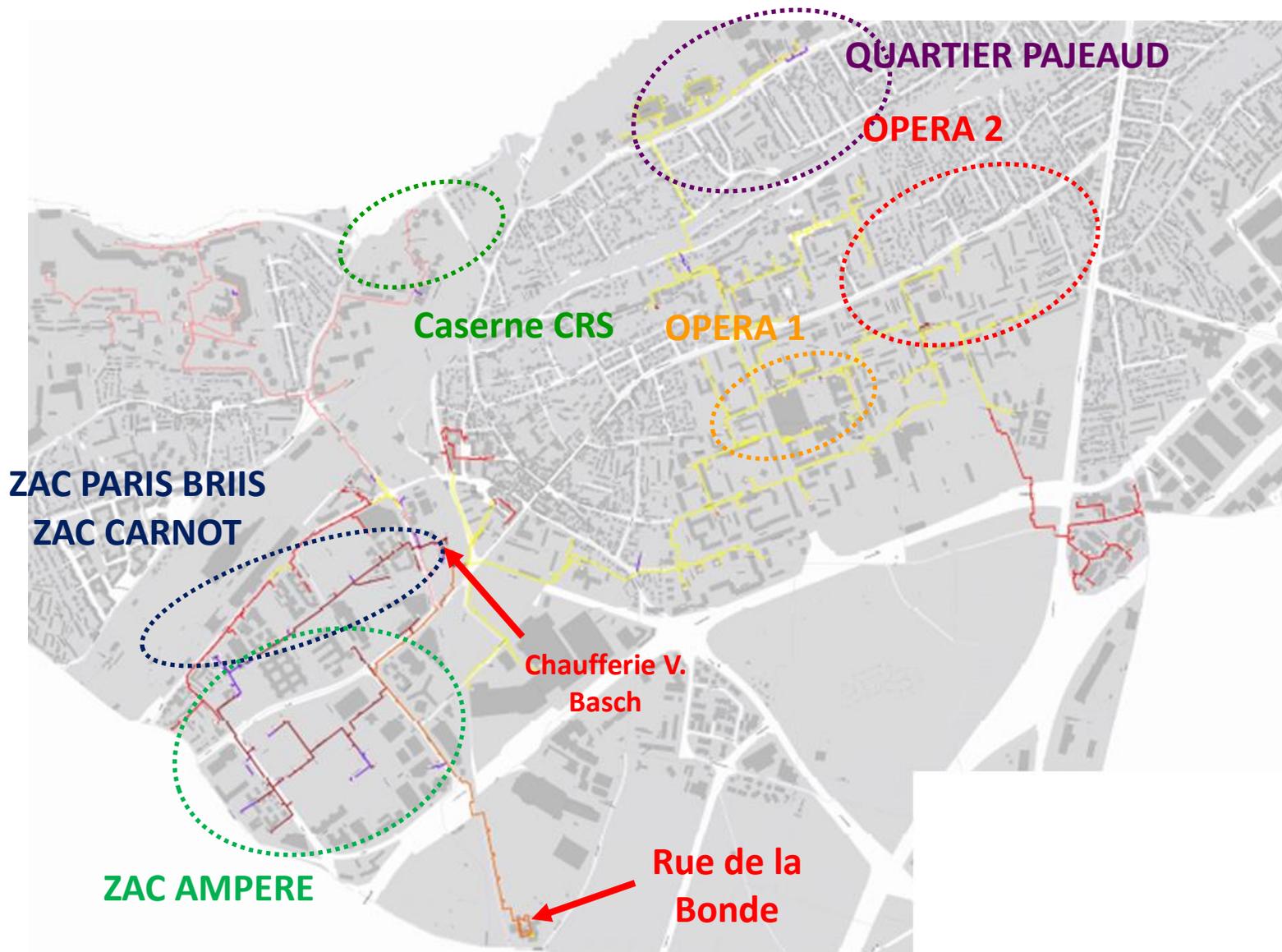


Figure 57 : Plan du réseau - Développements prévus au contrat de DSP

2.3.1 Quartier ATLANTIS

2.3.1.1 Programmation urbaine et faisabilité technique

Les trois Zones d'Aménagement Concerté PARIS BRIIS, CARNOT et AMPERE font partie du quartier ATLANTIS, développé dans les années 60-70. ENORIS a identifié plusieurs projets de raccordement sur cette zone.

Compte tenu de la proximité immédiate du réseau de chaleur, nous considérons que les raccordements de ces nouveaux quartiers seront réalisés dans le cadre du développement endogène du réseau de chaleur

L'augmentation des besoins énergétiques sera d'environ :

- ZAC PARIS BRIIS :

Dénomination	Lot	Sous-station	Consos MWh/an	Puissance kW/an
1 programme immobilier de 129 logements - « 5 Mail Cousteau »	5B	PB18	570	427
1 programme de 310 chambres d'une résidence sociale	3A	Foyer	2 096	1 568
2 programmes tertiaires de bureaux (30 700 m ²)	5D 1E	B32 B11	737	1 013
TOTAL			3 403	3 008

Figure 58 : Extension ZAC PARIS BRIIS

- ZAC CARNOT :

Dénomination	Lot	Sous-station	Consos MWh/an	Puissance kW/an
1 programme immobilier de 199 logements environ	25I	C31	1 397	1 045
2 programmes tertiaires de bureaux (68 500 m ²)	1Ab 1Bb	C3 C1	1 644	2 261
Aménagement de la Place du Grand Ouest (PGO)	-	-	1 700	1 000
TOTAL			4 741	4 306

Figure 59 : Extension CARNOT

- ZAC AMPERE :

Dénomination	Lot	Sous-station	Consos MWh/an	Puissance kW/an
1 programme immobilier de 100 logements environ	2C2 3C	A21	699	523
7 programmes tertiaires de bureaux (95 200 m ²)	5K3 5L1&5L2 5O 5P 14N 14O 2BE4	A53 A54 A55 A56 A41 A40 A11	2 285	3 143

Dénomination	Lot	Sous-station	Consos MWh/an	Puissance kW/an
1 Groupe Scolaire (Léonard de Vinci)	5K1	A51	356	314
1 programme immobilier de 74 logements (2 100 m ²)	3B	ZA25	478	358
1 programme immobilier de 170 chambres + 47 logements + 1 crèche	1B	ZA32 ZA33	1 224	916
TOTAL			5 042	5 254

Figure 60 : Extension AMPERE

Ainsi, l'équation thermique arrondie de ces extensions devient :



Figure 61 : Développements Quartier ATLANTIS

2.3.1.2 Analyse économique et intégration contractuelle

2.3.1.2.1 Investissements réseaux

La vitesse maximale prise en compte est de 4 m/s. Les impacts techniques et financiers des différents raccordements sont donnés ci-dessous (hypothèses prises : voir §2.1.2 - Hypothèses financières).

CARNOT

Developpement CARNOT							
Puissance totale (kW)		3 306					
Tronçons concernés	HP/BP	Longueur	DN mini	DN actuelle	Augmentation de DN	Investissements	Puissance foisonnée disponible après travaux (kW)
A0	HP	741	500	400	OUI	1 852 500,00 €	4 872
A1	HP	339	500	400	OUI	406 800,00 €	5 269
A2	HP	55	450	400	OUI	66 000,00 €	67
A3	HP	228	450	400	OUI	273 600,00 €	1 185
A4	HP	150	450	400	OUI	180 000,00 €	2 012
A5	HP	24	450	400	OUI	28 800,00 €	2 012
A6	HP	182	450	400	OUI	218 400,00 €	2 208
Chaudière Gaz							
BA1	HP	12	300	300	NON	0,00 €	2 761
A6'1	HP	122	300	300	NON	0,00 €	8 897
N0	HP	137	300	300	NON	0,00 €	8 897
N1	HP	37	300	300	NON	0,00 €	9 047
N2	HP	69	300	300	NON	0,00 €	9 413
N21	HP	70	150	150	NON	0,00 €	808
N22	HP	88	150	125	OUI	79 200,00 €	1 762
TOTAL						3 105 300,00 €	-

Figure 62 : Impacts développements CARNOT SEULE

Le développement de **la zone Carnot SEULE** nécessite le remplacement de certains tronçons pour respecter la vitesse maximale dans les réseaux (prise en compte de 3,3 MW supplémentaires – 3 105 k€ essentiellement dû au réseau entre l'UIOM et la chaudière V. BASCH).

Remarque : le DN du tronçon N1 figurant sur les plans ENORIS semble erroné. Au vue de la configuration du réseau sur ce secteur, il semblerait que ce tronçon soit en DN300.

PLACE DU GRAND OUEST

Developpement PGO							
Puissance totale (kW)		1 000					
Tronçons concernés	HP/BP	Longueur	DN mini	DN actuelle	Augmentation de DN	Investissements	Puissance foisonnée disponible après travaux (kW)
A0	HP	741	500	400	OUI	1 852 500,00 €	6 331
A1	HP	339	500	400	OUI	406 800,00 €	6 728
B1	HP	239	200	200	NON	0,00 €	1 827
ZAG							
C1	BP	153	200	350	NON	0,00 €	34 860
C2	BP	25	200	350	NON	0,00 €	36 126
C3	BP	13	200	350	NON	0,00 €	36 325
C4	BP	41	200	250	NON	0,00 €	14 502
C5	BP	37	200	250	NON	0,00 €	15 139
C6	BP	23	150	250	NON	0,00 €	15 563
C7	BP	28	150	250	NON	0,00 €	15 878
C8	BP	40	150	250	NON	0,00 €	16 335
C9	BP	28	150	250	NON	0,00 €	16 682
D1	BP	0	125	150	NON	0,00 €	2 832
D2	BP	129	125	150	NON	0,00 €	3 070
D3	BP	0	125	150	NON	0,00 €	3 866
D4	BP	193	125	150	NON	0,00 €	4 600
D5	BP	80	100	150	NON	0,00 €	5 895
TOTAL						2 259 300,00 €	-

Figure 63 : Impacts développements PGO SEULE

Le développement de **la zone PGO SEULE** nécessite le remplacement de certains tronçons pour respecter la vitesse maximale dans les réseaux (prise en compte de 1,0 MW supplémentaires – 2260k€).

PARIS BRIIS

Developpement PARIS BRIIS							
Puissance totale (kW)		3 008					
Tronçons concernés	HP/BP	Longueur	DN mini	DN actuelle	Augmentation de DN	Investissements	Puissance foisonnée disponible après travaux (kW)
A0	HP	741	500	400	OUI	1 852 500,00 €	5 060
A1	HP	339	500	400	OUI	406 800,00 €	5 457
A2	HP	55	450	400	OUI	66 000,00 €	256
A3	HP	228	450	400	OUI	273 600,00 €	1 374
TOTAL						2 598 900,00 €	-

Figure 64 : Impacts développements PARIS BRIIS SEULE

Le développement de **la zone PARIS BRIIS SEULE** nécessite le remplacement de certains tronçons pour respecter la vitesse maximale dans les réseaux (prise en compte de 3,0 MW supplémentaires – 2600k€).

AMPERE

Developpement AMPERE							
Puissance totale (kW)		5 254					
Tronçons concernés	HP/BP	Longueur	DN mini	DN actuelle	Augmentation de DN	Investissements	Puissance foisonnée disponible après travaux (kW)
A0	HP	741	500	400	OUI	1 852 500,00 €	3 639
A1	HP	339	500	400	OUI	406 800,00 €	4 036
B1	HP	239	250	200	OUI	286 800,00 €	7 362
ZAG							
B2	BP	60	125	125	NON	0,00 €	1 719
TOTAL						2 546 100,00 €	-

Figure 65 : Impacts développements AMPERE SEULE

Le développement de **la zone AMPERE SEULE** nécessite le remplacement de certains tronçons pour respecter la vitesse maximale dans les réseaux (prise en compte de 4 MW supplémentaires – 2 550 k€).

TOTAL - ATLANTIS

Developpement ATLANTIS								
Puissance totale (kW)		12 568						
Quartier concerné	Tronçons concernés	HP/BP	Longueur	DN mini	DN actuelle	Augmentation de DN	Investissements	Puissance foisonnée disponible après travaux (kW)
TOUS	A0	HP	741	600	400	OUI	1 852 500,00 €	39 231
TOUS	A1	HP	339	600	400	OUI	508 500,00 €	39 627
CARNOT - PARIS BRIIS	A2	HP	55	500	400	OUI	66 000,00 €	15 531
CARNOT - PARIS BRIIS	A3	HP	228	500	400	OUI	273 600,00 €	16 649
CARNOT	A4	HP	150	450	400	OUI	180 000,00 €	2 012
CARNOT	A5	HP	24	450	400	OUI	28 800,00 €	2 012
CARNOT	A6	HP	182	450	400	OUI	218 400,00 €	2 208
CARNOT	Chaufferie Gaz							
CARNOT	BA1	HP	12	300	300	NON	0,00 €	2 761
CARNOT	A6'1	HP	122	300	300	NON	0,00 €	8 897
CARNOT	N0	HP	137	300	300	NON	0,00 €	8 897
CARNOT	N1	HP	37	300	300	NON	0,00 €	9 047
CARNOT	N2	HP	69	300	300	NON	0,00 €	9 413
CARNOT	N21	HP	70	150	150	NON	0,00 €	808
CARNOT	N22	HP	88	150	125	OUI	79 200,00 €	1 762
PGO - AMPERE	B1	HP	239	250	200	OUI	286 800,00 €	6 729
AMPERE	B2	BP	60	125	125	NON	0,00 €	1 719
PGO - AMPERE	ZAG							
PGO	C1	BP	153	200	350	NON	0,00 €	34 860
PGO	C2	BP	25	200	350	NON	0,00 €	36 126
PGO	C3	BP	13	200	350	NON	0,00 €	36 325
PGO	C4	BP	41	200	250	NON	0,00 €	14 502
PGO	C5	BP	37	200	250	NON	0,00 €	15 139
PGO	C6	BP	23	150	250	NON	0,00 €	15 563
PGO	C7	BP	28	150	250	NON	0,00 €	15 878
PGO	C8	BP	40	150	250	NON	0,00 €	16 335
PGO	C9	BP	28	150	250	NON	0,00 €	16 682
PGO	D1	BP	0	125	150	NON	0,00 €	2 832
PGO	D2	BP	129	125	150	NON	0,00 €	3 070
PGO	D3	BP	0	125	150	NON	0,00 €	3 866
PGO	D4	BP	193	125	150	NON	0,00 €	4 600
PGO	D5	BP	80	100	150	NON	0,00 €	5 895
TOTAL						3 493 800,00 €	-	

Figure 66 : Impacts développements Ensemble Quartier ATLANTIS

Le raccordement de nouveaux abonnés sur le **quartier ATLANTIS** entraine des investissements à prévoir sur les réseaux (adaptation des DN de chaque tronçon) **de l'ordre de 3 500 k€.**

Ces investissements sont principalement dus au remplacement de la partie de réseau située entre l'UIOM et la chaufferie V. BASCH (A0 à A6). Cette partie représente à elle seule près de 90% des investissements totaux.

2.3.1.2.2 Rentabilité du projet

La synthèse des bilans et des comptes de résultats du projet de développements « Quartier ATLANTIS » est la suivante :

Synthèse financière	BILANS - QUARTIER ATLANTIS				
	Poste	Unité	Actuel (2017)	Extension ATLANTIS	Futur
Recettes d'exploitation	Vente de chaleur	MWh	259 397	13 186	272 583
	PS	kW	169 371	12 568	181 939
	Heures à pleine puissance		1 532	1 049	1 498
	VENTES DE PRODUITS FABRIQUES, PRESTATIONS DE SERVICE	k€ HT	18 262	1 207	19 469
	PRODUCTION IMMOBILISEE	k€ HT	0	0	0
	SUBVENTIONS D'EXPLOITATION	k€ HT	0	0	0
	AUTRES PRODUITS DE GESTION COURANTE	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS FINANCIERS	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS EXCEPTIONNELS	k€ HT	0	0	0
	REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	k€ HT	1 606	0	1 606
TRANSFERTS DE CHARGES	k€ HT	0	0	0	
	Recettes globales	k€ HT	19 868,38	1 206,90	21 075,29
Débours	ACHATS ET VARIATION DES STOCKS	k€ HT	-7 711,75	-252,46	-7 964,21
	SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 606,40	-24,50	-1 630,90
	AUTRES SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 067,43	-84,48	-1 151,91
	IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	k€ HT	-166,20	-26,71	-192,91
	CHARGES DE PERSONNEL	k€ HT	-965,08	-103,90	-1 068,98
	AUTRES CHARGES DE GESTION COURANTE	k€ HT	-239,10	0,00	-239,10
	CHARGES FINANCIERES	k€ HT	-813,89	-27,13	-841,01
	CHARGES EXCEPTIONNELLES	k€ HT	0,00	0,00	0,00
	DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS ET AUX PROVISIONS	k€ HT	-3 217,62	0,00	-3 217,62
		Débours Total	k€ HT	-15 787,46	-519,18
	Tarif R1+R2	€ HT / MWh	76,59		77,32
		€ TTC / MWh	80,81		81,57
Résultat	Résultat Net (avant impôt)	k€ HT	4 080,92	687,72	4 768,65
	Traitement des déchets	k€ HT	-2 534,65	-132,07	-2 666,71
	Résultat net global	k€ HT	1 546,28	555,66	2 101,94
	Amortissements	k€ HT		50,47	50,47
	Impôts sur les sociétés (28%)	k€ HT	432,96	141,45	574,41
	Résultat après impôt	k€ HT	1 113,32	363,74	1 477,06
	RN / CA	%	5,6%	30,1%	7,0%

Figure 67 : Synthèse financière - Extension ATLANTIS

2.3.1.2.3 Hypothèses du projet

	Données	Unité	Extension Atlantis					Commentaire
			Valeur					
Quartier			CARNOT	PGO	Paris BRIIS	AMPERE	TOTAL	
Recettes de chaleur	Vente de chaleur	MWh	3 041	1 700	3 403	5 042	13 186	
	PS	kW	3 306	1 000	3 008	5 254	12 568	
	Tarif R1	€ HT / MWh					26,03	Valeur au 31/12/2017
	Tarif R2	€ HT / kW					68,72	Valeur au 31/12/2017
Débours R1 - Energies	Chauffage Urbain	%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	Déboursés proportionnels au Chiffre d'affaire généré, augmentés de 2,5% pour les pertes en ligne supplémentaires dues aux extensions de réseaux
	Traitement des déchets	%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	Déboursés proportionnels aux ventes générées, augmentés de 2,5% pour les coûts supplémentaires
Débours R2 - Financement	Investissements - Réseaux	k€ HT					3 493,80 €	
	Investissements - Raccordements (Distribution & Sous-stations)	k€ HT	330,60 €	100,00 €	300,80 €	332,30 €	1 063,70 €	SI(P<500;P*200;SI(P<2000;P*100;SI(P<10000;P*50;P*25)))
	Subventions	k€ HT					-531,85 €	50% de subventions pour les travaux de raccordement et de densification
	Droit de raccordement escomptés	k€ HT					-3 016,32 €	240 € HT / kW souscrit
	Solde Investissements	k€ HT					1 009,33 €	
	Durée d'amortissement	ans					20,00	
	Amortissement / an	k€ HT / an					50,47	
Taux d'emprunt	%					4,50%		
Annuité d'emprunt	k€ HT / an					-77,59	R2.4 - Extension	
Frais financiers	k€ HT / an					-27,13	R2.4 - Extension	
Déboursés R2 C - Maintenance	Nombre d'heures	h	300	300	300	300	1 200	Nombre d'heures de main d'œuvre pour la maintenance et l'exploitation des extensions de réseaux et des nouvelles sous-stations
	Tarif horaire	€ HT / h	55,00 €	55,00 €	55,00 €	55,00 €	55,00 €	
Déboursés R2 D - GER		%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	Déboursés actuels augmentés de 3% des investissements pour les déboursés de Garantie des extensions et reprise de réseaux et des nouvelles sous-stations

Figure 68 : Hypothèses financières - Extension ATLANTIS

2.3.1.2.4 Conclusion

Le Projet de développement du quartier « ATLANTIS » s'équilibre dans le bilan financier actuel, sur la base d'un INVESTISSEMENT prévisionnel de 4 550 k€ HT.

Cet Investissement correspond à une modification des réseaux pour « absorber » le raccordement de nouveaux abonnés (en DN 250 à 450) ainsi que le raccordement des nouvelles sous-stations.

LE PRIX RESULTANT DE LA CHALEUR R1 + R2 EST DE 77,32 € HT / MWh, soit 81,57 TTC / MWh.

2.3.2 Quartier OPERA

2.3.2.1 Programmation urbaine et faisabilité technique

Construit dans les années 1960, le quartier Massy-Opéra a été doté de nombreux équipements publics et d'un centre commercial central d'importance (environ 80 commerces) appelé « Les Franciades ». Malgré l'implantation dans les années 1990 d'équipements d'envergure (Opéra, médiathèque), l'attractivité commerciale s'est progressivement affaiblie, en lien avec la dégradation physique du centre. Par ailleurs, les espaces publics ne sont aujourd'hui plus adaptés aux besoins quotidiens des habitants, de même que l'offre en stationnement.

La volonté de la ville s'est donc tournée vers un renforcement de l'attractivité du quartier en s'appuyant sur des projets ambitieux :

- La création d'un nouveau pôle commercial accompagné par la création d'une offre nouvelle de logements ;
- La restructuration des espaces publics tout en préservant une partie du centre commercial actuel ;
- La réorganisation de l'offre en stationnement.

Cette volonté a également été renforcée avec l'arrivée de la nouvelle ligne du Grand Paris Express (ligne 18). En effet, prévue pour 2024, la nouvelle ligne passera au cœur du quartier avec la création d'une gare « Massy-opéra » implantée au niveau de l'actuel parking Saint Exupéry.



Figure 69 : Quartier OPERA - Projet Ligne 18 Grand Paris Express

Compte tenu de la ***proximité immédiate du réseau de chaleur***, nous considérons que les raccordements de ces nouveaux quartiers seront réalisés dans le cadre du développement endogène du réseau de chaleur

L'augmentation des besoins énergétiques sera d'environ :

- OPERA 1 :

Dénomination	Lot	Sous-station	Consos MWH/an	Puissance kW/an
1 programme immobilier de 192 logements (« Les Franciades 2 »)	-	-	1 036	775
TOTAL			1 036	775

Figure 70 : Extension OPERA 1

- OPERA 2 :

Dénomination	Lot	Sous-station	Consos MWH/an	Puissance kW/an
1 programme immobilier de 45 logements (Interconstruction)	-	-	314	235
1 crèche	-	-	104	84
TOTAL			418	319

Figure 71 : Extension OPERA 2

En escomptant un potentiel d'environ ***50% supplémentaires*** sur les autres projets de développement, l'équation thermique arrondie de ces extensions devient :

- ➔ Puissance cumulée = 1 170kW (OPERA 1) – 480 kW (OPERA 2)
- ➔ Consommation Chauffage + ECS = 1 560 MWh (OPERA 1) – 630 MWh (OPERA 2)

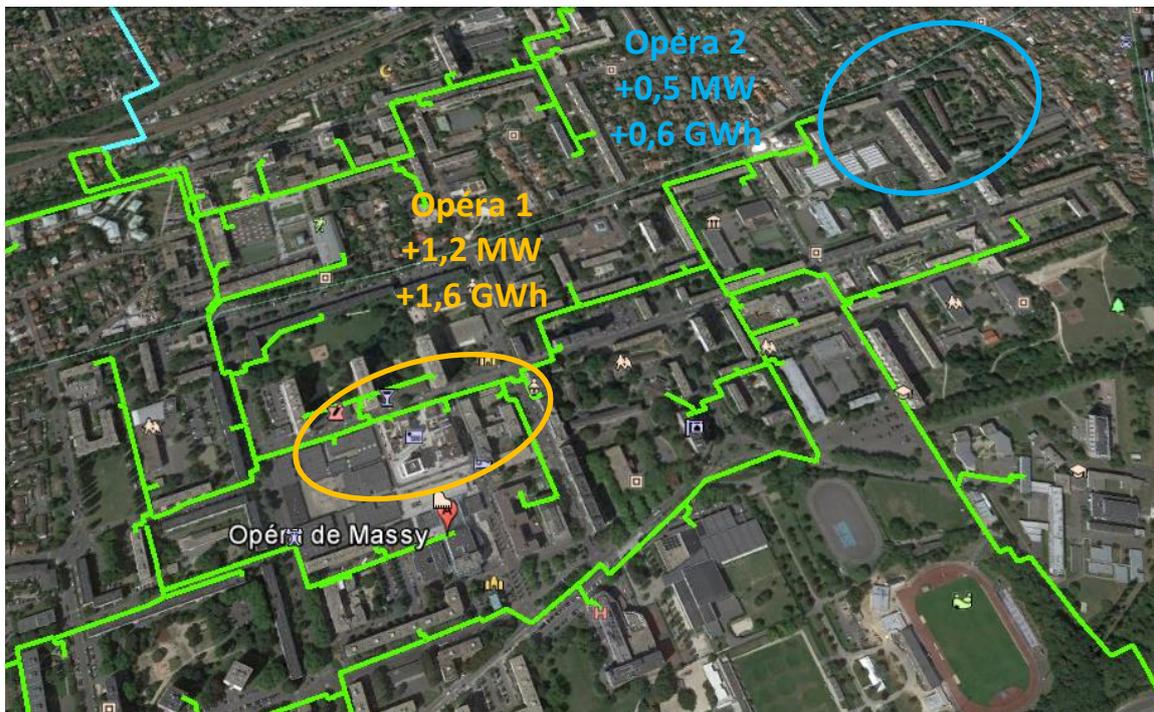


Figure 72 : Développements Quartier OPERA

2.3.2.2 Analyse économique et intégration contractuelle

2.3.2.2.1 Investissements réseaux

La vitesse maximale prise en compte est de 4 m/s. Les impacts techniques et financiers des différents raccords sont donnés ci-dessous (hypothèses prises : voir § voir §2.1.2 - Hypothèses financières).

Hypothèse de travail maillage réseaux (optimisation des investissements « adaptation des réseaux ») :

- ➔ Le maillage du réseau sur le secteur nous permet d'envisager la circulation du fluide dans le réseau comme indiquée sur la *Figure 73* ci-dessous.

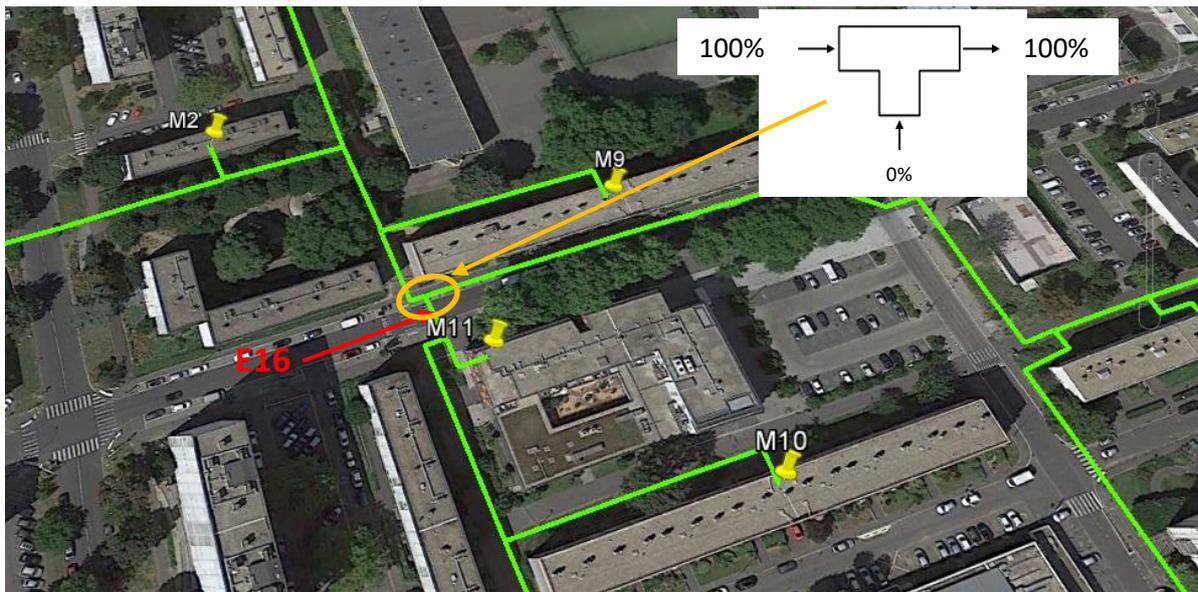


Figure 73 : Hypothèse Maillage Quartier OPERA

Ainsi, la répartition envisagée dans l'étude est la suivante :

	Répartition Maillage Opéra
Boucle 1	0%
Boucle 2	100%

Figure 74 : Répartition Bouclage OPERA

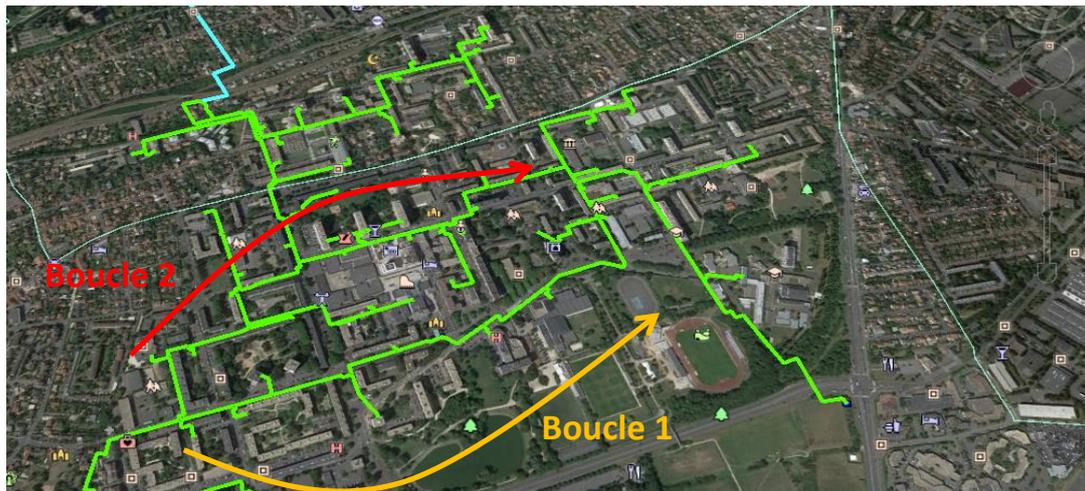


Figure 75 : Répartition bouclage OPERA - Plan

Opéra 1

Development OPERA 1							
Puissance totale (kW)		1 170					
Tronçons concernés	HP/BP	Longueur	DN mini	DN actuelle	Augmentation de DN	Investissements	Puissance foisonnée disponible après travaux (kW)
A0	HP	741	500	400	OUI	1 852 500,00 €	6 223
A1	HP	339	500	400	OUI	406 800,00 €	6 620
A2	HP	55	450	400	OUI	66 000,00 €	1 419
A3	HP	228	450	400	OUI	273 600,00 €	2 537
A4	HP	150	450	400	OUI	180 000,00 €	3 363
A5	HP	24	450	400	OUI	28 800,00 €	3 363
A6	HP	182	450	400	OUI	218 400,00 €	3 560
Chaufferie Gaz							
E0	HP	105	400	450	NON	0,00 €	15 614
E1	HP	315	400	450	NON	0,00 €	19 734
E2	HP	48	400	400	NON	0,00 €	4 731
E3	HP	41	400	450	NON	0,00 €	20 408
E4	HP	267	400	450	NON	0,00 €	20 981
E5	HP	148	400	450	NON	0,00 €	21 055
E6	HP	298	400	450	NON	0,00 €	25 215
G0	HP	160	350	400	NON	0,00 €	20 069
G1	HP	37	350	400	NON	0,00 €	20 337
G2	HP	121	350	400	NON	0,00 €	20 931
G3	HP	8	350	400	NON	0,00 €	22 472
G4	HP	85	350	400	NON	0,00 €	23 407
G5	HP	28	350	400	NON	0,00 €	23 801
G6	HP	145	350	400	NON	0,00 €	24 096
M1	HP	85	250	300	NON	0,00 €	16 380
TOTAL						3 026 100,00 €	-

Figure 76 : Impacts développements OPERA 1 SEULE

Le développement de **la zone Opéra 1 SEULE** nécessite le remplacement de certains tronçons pour respecter la vitesse maximale dans les réseaux (prise en compte de 1,2 MW supplémentaires – 3 026 k€).

OPERA 2

Developpement OPERA 2							
Puissance totale (kW)		480					
Tronçons concernés	HP/BP	Longueur	DN mini	DN actuelle	Augmentation de DN	Investissements	Puissance foisonnée disponible après travaux (kW)
A0	HP	741	500	400	OUI	1 852 500,00 €	6 660
A1	HP	339	500	400	OUI	406 800,00 €	7 057
A2	HP	55	450	400	OUI	66 000,00 €	1 855
A3	HP	228	450	400	OUI	273 600,00 €	2 973
A4	HP	150	450	400	OUI	180 000,00 €	3 800
A5	HP	24	450	400	OUI	28 800,00 €	3 800
A6	HP	182	450	400	OUI	218 400,00 €	3 996
Chaufferie Gaz							
E0	HP	105	400	450	NON	0,00 €	16 050
E1	HP	315	400	450	NON	0,00 €	20 171
E2	HP	48	400	400	NON	0,00 €	5 168
E3	HP	41	400	450	NON	0,00 €	20 845
E4	HP	267	400	450	NON	0,00 €	21 417
E5	HP	148	400	450	NON	0,00 €	21 491
E6	HP	298	400	450	NON	0,00 €	25 651
E7	HP	108	200	175	OUI	129 600,00 €	4 846
E8	HP	81	200	175	OUI	97 200,00 €	6 361
E9	HP	153	150	175	NON	0,00 €	3 815
E10	HP	117	125	150	NON	0,00 €	2 592
E11	HP	176	125	100	OUI	158 400,00 €	918
E12	HP	177	125	90	OUI	159 300,00 €	1 177
E13	HP	345	100	90	OUI	310 500,00 €	520
E130	HP	2	50	150	NON	0,00 €	7 389
E14	HP	47	50	150	NON	0,00 €	7 634
E15	HP	62	25	25	NON	0,00 €	34
E16	HP	13	15	175	NON	0,00 €	11 197
E17	HP	188	150	175	NON	0,00 €	5 138
G0	HP	160	350	400	NON	0,00 €	20 506
G1	HP	37	350	400	NON	0,00 €	20 773
G2	HP	121	350	400	NON	0,00 €	21 368
G3	HP	8	350	400	NON	0,00 €	22 909
G4	HP	85	350	400	NON	0,00 €	23 844
G5	HP	28	350	400	NON	0,00 €	24 237
G6	HP	145	350	400	NON	0,00 €	24 532
M1	HP	85	250	300	NON	0,00 €	16 816
M10	HP	43	250	250	NON	0,00 €	7 221
M11	HP	35	200	250	NON	0,00 €	9 061
M12	HP	51	200	250	NON	0,00 €	9 152
M13	HP	79	200	250	NON	0,00 €	9 551
M14	HP	29	200	250	NON	0,00 €	10 527
M15	HP	63	200	250	NON	0,00 €	11 154
M16	HP	103	200	250	NON	0,00 €	11 668
M17	HP	150	200	250	NON	0,00 €	12 835
M18	HP	31	200	225	NON	0,00 €	9 718
E162	HP	46	150	225	NON	0,00 €	12 060
E161	HP	11	150	175	NON	0,00 €	5 138
E17	HP	188	150	175	NON	0,00 €	5 138
TOTAL						3 026 100,00 €	-

Figure 77 : Impacts développements OPERA 2 SEULE

Le développement de **la zone OPERA 2 SEULE** nécessite le remplacement de certains tronçons pour respecter la vitesse maximale dans les réseaux (prise en compte de 0,5 MW supplémentaires – 3 026 k€).

TOTAL OPERA 1&2

Developpement OPERA								
Puissance totale (kW)			1 650					
Quartier concerné	Tronçons concernés	HP/BP	Longueur	DN mini	DN actuelle	Augmentation de DN	Investissements	Puissance foisonnée disponible après travaux (kW)
TOUS	A0	HP	741	500	400	OUI	1 852 500,00 €	9 356
TOUS	A1	HP	339	500	400	OUI	406 800,00 €	9 983
TOUS	A2	HP	55	450	400	OUI	66 000,00 €	1 762
TOUS	A3	HP	228	450	400	OUI	273 600,00 €	3 529
TOUS	A4	HP	150	450	400	OUI	180 000,00 €	4 836
TOUS	A5	HP	24	450	400	OUI	28 800,00 €	4 836
TOUS	A6	HP	182	450	400	OUI	218 400,00 €	5 146
TOUS	Chaufferie Gaz							
TOUS	E0	HP	105	450	450	NON	0,00 €	24 198
TOUS	E1	HP	315	400	450	NON	0,00 €	30 711
TOUS	E2	HP	48	400	400	NON	0,00 €	6 998
TOUS	E3	HP	41	400	450	NON	0,00 €	31 776
TOUS	E4	HP	267	400	450	NON	0,00 €	32 681
TOUS	E5	HP	148	400	450	NON	0,00 €	32 798
TOUS	E6	HP	298	400	450	NON	0,00 €	39 373
TOUS	G0	HP	160	350	400	NON	0,00 €	31 240
TOUS	G1	HP	37	350	400	NON	0,00 €	31 663
TOUS	G2	HP	121	350	400	NON	0,00 €	32 602
TOUS	G3	HP	8	350	400	NON	0,00 €	35 038
TOUS	G4	HP	85	350	400	NON	0,00 €	36 516
TOUS	G5	HP	28	350	400	NON	0,00 €	37 138
TOUS	G6	HP	145	350	400	NON	0,00 €	37 604
TOUS	M1	HP	85	250	300	NON	0,00 €	25 408
OPERA 2	E7	HP	108	200	175	OUI	129 600,00 €	7 659
OPERA 2	E8	HP	81	200	175	OUI	97 200,00 €	10 053
OPERA 2	E9	HP	151	150	175	NON	0,00 €	6 030
OPERA 2	E10	HP	117	125	150	NON	0,00 €	4 036
OPERA 2	E11	HP	176	125	100	OUI	158 400,00 €	1 451
OPERA 2	E12	HP	177	125	90	OUI	159 300,00 €	1 860
OPERA 2	E13	HP	345	100	90	OUI	310 500,00 €	822
OPERA 2	E130	HP	2	50	150	NON	0,00 €	11 678
OPERA 2	E14	HP	47	50	150	NON	0,00 €	12 066
OPERA 2	E15	HP	62	25	25	NON	0,00 €	54
OPERA 2	E16	HP	13	15	175	NON	0,00 €	17 698
OPERA 2	E17	HP	188	150	175	NON	0,00 €	8 121
OPERA 2	M10	HP	43	250	250	NON	0,00 €	11 413
OPERA 2	M11	HP	35	200	250	NON	0,00 €	14 320
OPERA 2	M12	HP	51	200	250	NON	0,00 €	14 465
OPERA 2	M13	HP	79	200	250	NON	0,00 €	15 095
OPERA 2	M14	HP	29	200	250	NON	0,00 €	16 637
OPERA 2	M15	HP	63	200	250	NON	0,00 €	17 629
OPERA 2	M16	HP	103	200	250	NON	0,00 €	18 441
OPERA 2	M17	HP	150	200	250	NON	0,00 €	20 286
OPERA 2	M18	HP	31	200	225	NON	0,00 €	15 360
OPERA 2	E162	HP	46	150	225	NON	0,00 €	19 061
OPERA 2	E161	HP	11	150	175	NON	0,00 €	8 121
OPERA 2	E17	HP	188	150	175	NON	0,00 €	8 121
TOTAL							3 026 100,00 €	-

Figure 78 : Impacts développements OPERA 1 & 2

Le raccordement de nouveaux abonnés sur le quartier OPERA entraine des investissements à prévoir sur les réseaux (adaptation des DN de chaque tronçon) **de l'ordre de 3 026 k€**, correspondant entièrement à l'adaptation du réseau entre l'UIOM et la chaufferie V. BASCH (A0 à A6).

2.3.2.2.2 Rentabilité du projet

La synthèse des bilans et des comptes de résultats du projet de développements « Quartier OPERA » est la suivante :

Synthèse financière	BILANS - QUARTIER OPERA				
	Poste	Unité	Actuel (2017)	Extension OPERA	Futur
Recettes d'exploitation	Vente de chaleur	MWh	259 397	2 190	261 587
	PS	kW	169 371	1 650	171 021
	Heures à pleine puissance		1 532	1 327	1 530
	VENTES DE PRODUITS FABRIQUES, PRESTATIONS DE SERVICE	k€ HT	18 262	170	18 432
	PRODUCTION IMMOBILISEE	k€ HT	0	0	0
	SUBVENTIONS D'EXPLOITATION	k€ HT	0	0	0
	AUTRES PRODUITS DE GESTION COURANTE	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS FINANCIERS	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS EXCEPTIONNELS	k€ HT	0	0	0
	REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	k€ HT	1 606	0	1 606
TRANSFERTS DE CHARGES	k€ HT	0	0	0	
	Recettes globales	k€ HT	19 868,38	170,39	20 038,78
Débours	ACHATS ET VARIATION DES STOCKS	k€ HT	-7 711,75	-41,93	-7 753,68
	SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 606,40	-4,07	-1 610,47
	AUTRES SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 067,43	-11,93	-1 079,36
	IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	k€ HT	-166,20	-3,10	-169,29
	CHARGES DE PERSONNEL	k€ HT	-965,08	-30,31	-995,38
	AUTRES CHARGES DE GESTION COURANTE	k€ HT	-239,10	0,00	-239,10
	CHARGES FINANCIERES	k€ HT	-813,89	-73,55	-887,44
	CHARGES EXCEPTIONNELLES	k€ HT	0,00	0,00	0,00
	DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS ET AUX PROVISIONS	k€ HT	-3 217,62	0,00	-3 217,62
		Débours Total	k€ HT	-15 787,46	-164,88
	Tarif R1+R2	€ HT / MWh	76,59		76,60
		€ TTC / MWh	80,81		80,82
Résultat	Résultat Net (avant impôt)	k€ HT	4 080,92	5,52	4 086,44
	Traitement des déchets	k€ HT	-2 534,65	-21,93	-2 556,58
	Résultat net global	k€ HT	1 546,28	-16,42	1 529,86
	Amortissements	k€ HT		136,83	136,83
	Impôts sur les sociétés (28%)	k€ HT	432,96	0,00	390,05
	Résultat après impôt	k€ HT	1 113,32	-153,25	1 002,98
	RN / CA	%	5,6%	-89,9%	5,0%

Figure 79 : Synthèse financière - Extension OPERA

2.3.2.2.3 Hypothèses du projet

Extension OPERA						
	Données		Valeur			Commentaire
	Quartier	Unité	Opéra 1	Opéra 2	TOTAL	
Recettes de chaleur	Vente de chaleur	MWh	1 560	630	2 190	
	PS	kW	1 170	480	1 650	
	Tarif R1	€ HT / MWh	26,03	26,03	26,03	Valeur au 31/12/2017
	Tarif R2	€ HT / kW	68,72	68,72	68,72	Valeur au 31/12/2017
Débours R1 - Energies	Chauffage Urbain	%	2,50%	2,50%	2,50%	Déboursés proportionnels au Chiffre d'affaire généré, augmentés de 2,5% pour les pertes en ligne supplémentaires dues aux extensions de réseaux
	Traitement des déchets	%	2,50%	2,50%	2,50%	Déboursés proportionnels aux ventes générées, augmentés de 2,5% pour les coûts supplémentaires
Débours R2 - Financement	Investissements - Réseaux	k€ HT			3 026,10 €	
	Investissements - Raccordements (Distribution & Sous-stations)	k€ HT	117,00 €	96,00 €	213,00 €	S((P<500;P*200;S((P<2000;P*100;S((P<10000;P*50;P*25))))
	Subventions	k€ HT			-106,50 €	50% de subventions pour les travaux de raccordement et de densification
	Droit de raccordement escomptés	k€ HT			-396,00 €	240 € HT / kW souscrit
	Solde Investissements	k€ HT			2 736,60 €	
	Durée d'amortissement	ans			20,00	
	Amortissement / an	k€ HT / an			136,83	
	Taux d'emprunt	%			4,50%	
	Annuité d'emprunt	k€ HT / an			-210,38	R2.4 - Extension
	Frais financiers	k€ HT / an			-73,55	R2.4 - Extension
Déboursés R2 C – Maintenance	Nombre d'heures	h	300	50	350	Nombre d'heures de main d'œuvre pour la maintenance et l'exploitation des extensions de réseaux et des nouvelles sous-stations
	Tarif horaire	€ HT / h	55,00 €	55,00 €	55,00 €	
Déboursés R2 D – GER		%	3,00%	3,00%	3,00%	Déboursés actuels augmentés de 3% des investissements pour les déboursés de Garantie des extensions et reprise de réseaux et des nouvelles sous-stations

Figure 80 : Hypothèses financières - Extension OPERA

2.3.2.2.4 Conclusion

Le Projet de développement du quartier « OPERA » présente un **léger déséquilibre financier** sur le compte d'exploitation annuel actuel, sur la base d'un INVESTISSEMENT prévisionnel de 3 300 K. €HT. Cet Investissement correspond à une modification des réseaux pour « absorber » le raccordement de nouveaux abonnés et les travaux de raccordement des nouvelles sous-stations.

En effet, les besoins envisagés dans ce projet d'extension ne sont pas suffisants pour couvrir les investissements prévisionnels.

On note une dégradation théorique du résultat net de 110 K. K. €HT, soit - 9,9%, avec pour conséquence un taux RN / CA en baisse de 0,6% avec un équilibre acceptable à + 5%.

Le prix d'équilibre de la chaleur serait en théorie **à augmenter de 1,0 €TTC / MWh, soit + 1,2% du coût global actuel.**

Le développement de ce quartier est à réaliser avec **un équilibre financier qui sera trouvé sur l'ensemble des opérations de développement.**

LE PRIX RESULTANT DE LA CHALEUR R1 + R2 EST DE 76,60 € HT / MWh, soit 80,82 TTC / MWh.

2.3.3 Quartier PAJEAUD

2.3.3.1 Programmation urbaine et faisabilité technique

Fin 2012, la ville d'Antony a vendu une grande partie des terrains de l'ex-IUFM au promoteur immobilier PITCH PROMOTION. Sur un terrain de 27 000 m², le programme prévoit la construction de 270 logements privés et 82 logements sociaux, dans des bâtiments d'une hauteur maximale de R+4.

Situé entre le parc Heller et la rue Adolphe Pajaud, le site accueillera aussi quelques commerces, ainsi qu'une crèche publique de 1 200 m. La phase de démolition de l'ex-IUFM a eu lieu.

Enfin, un nouveau complexe aquatique a également vu le jour, en remplacement de l'ancienne piscine des Iris.

Compte tenu de la **proximité immédiate du réseau de chaleur**, nous considérons que les raccordements de ces nouveaux quartiers seront réalisés dans le cadre du développement endogène du réseau de chaleur

L'augmentation des besoins énergétiques sera d'environ :

Dénomination	Lot	Sous-station	Consos MWh/an	Puissance kW/an
1 programme immobilier de 204 logements (« Harmony – Tranche 2 »)	-	A6	1 325	991
Ecole élémentaire Adolphe Pajaud	-	-	318	212
TOTAL			1 643	1 203

Figure 81 : Extension PAJEAUD

En escomptant un potentiel d'environ **30% supplémentaires** sur les autres projets de développement, l'équation thermique arrondie de ces extensions devient :

- ➔ Puissance cumulée = 1 570 kW
- ➔ Consommation Chauffage + ECS = 2 140 MWh

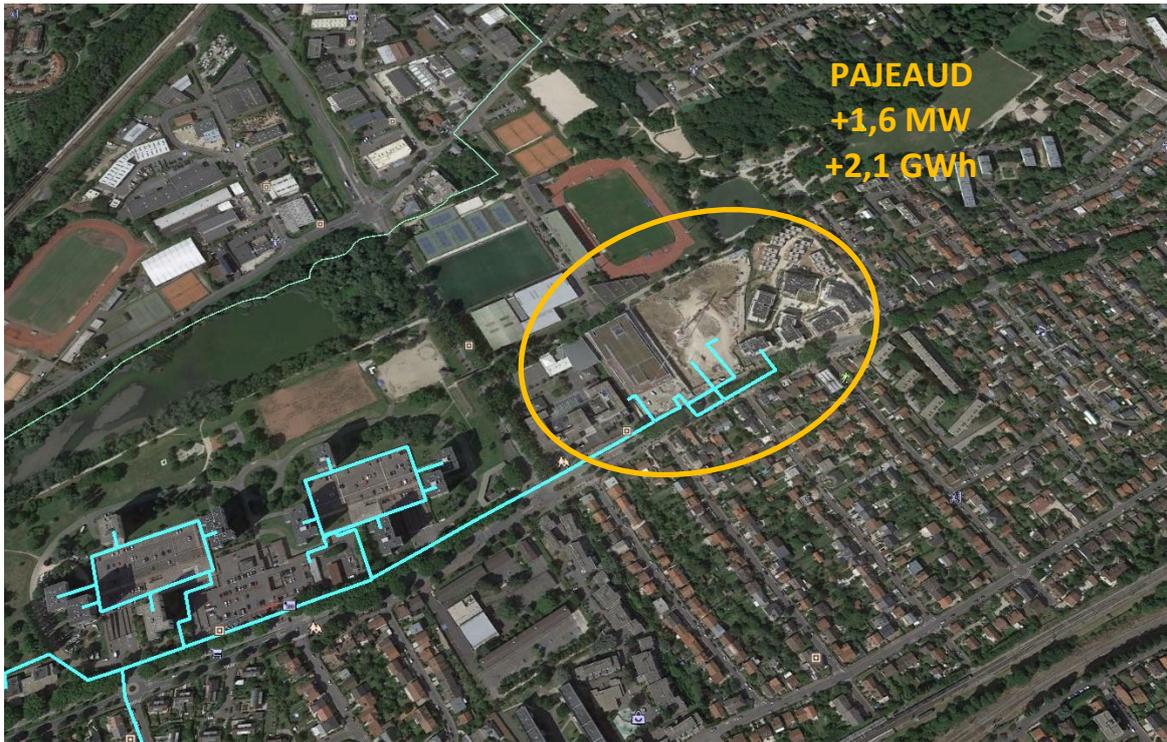


Figure 82 : Développements Quartier PAJEAUD

2.3.3.2 *Analyse économique et intégration contractuelle*

2.3.3.2.1 Investissements réseaux

La vitesse maximale prise en compte est de 4 m/s. Les impacts techniques et financiers des différents raccordements sont donnés ci-dessous (hypothèses prises : voir §2.1.2 - Hypothèses financières).

Developpement PAJEAUD							
Puissance totale (kW)		1 570					
Tronçons concernés	HP/BP	Longueur	DN mini	DN actuelle	Augmentation de DN	Investissements	Puissance foisonnée disponible après travaux (kW)
A0	HP	741	500	400	OUI	1 852 500,00 €	5 970
A1	HP	339	500	400	OUI	406 800,00 €	6 367
A2	HP	55	450	400	OUI	66 000,00 €	1 165
A3	HP	228	450	400	OUI	273 600,00 €	2 283
A4	HP	150	450	400	OUI	180 000,00 €	3 110
A5	HP	24	450	400	OUI	28 800,00 €	3 110
A6	HP	182	450	400	OUI	218 400,00 €	3 307
Chaufferie Gaz							
E0	HP	105	450	450	NON	0,00 €	15 361
E1	HP	315	400	450	NON	0,00 €	19 481
E2	HP	48	400	400	NON	0,00 €	4 478
E3	HP	41	400	450	NON	0,00 €	20 155
E4	HP	267	400	450	NON	0,00 €	20 728
E5	HP	148	400	450	NON	0,00 €	20 802
E6	HP	298	400	450	NON	0,00 €	24 962
G0	HP	160	350	400	NON	0,00 €	19 816
G1	HP	37	350	400	NON	0,00 €	20 084
G2	HP	121	350	400	NON	0,00 €	20 678
G3	HP	8	350	400	NON	0,00 €	22 219
G4	HP	85	350	400	NON	0,00 €	23 154
G5	HP	28	350	400	NON	0,00 €	23 548
G6	HP	145	350	400	NON	0,00 €	23 843
M2	HP	55	250	250	NON	0,00 €	3 981
M3	HP	45	250	250	NON	0,00 €	5 052
M4	HP	130	250	250	NON	0,00 €	5 776
M5	HP	84	250	250	NON	0,00 €	6 513
M6	HP	92	250	250	NON	0,00 €	7 545
M7	HP	7	250	250	NON	0,00 €	8 129
M8	HP	187	150	175	NON	0,00 €	4 577
M91	HP	84	150	225	NON	0,00 €	11 889
Z0	HP	534	150	175	NON	0,00 €	4 577
Z1	HP	55	150	150	NON	0,00 €	1 750
Z2	HP	173	125	150	NON	0,00 €	3 564
Z3	HP	353	80	150	NON	0,00 €	5 933
TOTAL						3 026 100,00 €	-

Figure 83 : Impacts développements PAJEAUD

Le raccordement de nouveaux abonnés sur le **quartier PAJEAUD** entraine des investissements à prévoir sur les réseaux (adaptation des DN de chaque tronçon) **de l'ordre de 3 026 k€**, correspondant entièrement à l'adaptation du réseau entre l'UIOM et la chaufferie V. BASCH (A0 à A6).

2.3.3.2.2 Rentabilité du projet

La synthèse des bilans et des comptes de résultats du projet de développements « Quartier PAJEAUD » est la suivante :

Synthèse financière	BILANS - QUARTIER PAJEAUD				
	Poste	Unité	Actuel (2017)	Extension PAJEAUD	Futur
Recettes d'exploitation	Vente de chaleur	MWh	259 397	2 140	261 537
	PS	kW	169 371	1 570	170 941
	Heures à pleine puissance		1 532	1 363	1 530
	VENTES DE PRODUITS FABRIQUES, PRESTATIONS DE SERVICE	k€ HT	18 262	164	18 426
	PRODUCTION IMMOBILISEE	k€ HT	0	0	0
	SUBVENTIONS D'EXPLOITATION	k€ HT	0	0	0
	AUTRES PRODUITS DE GESTION COURANTE	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS FINANCIERS	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS EXCEPTIONNELS	k€ HT	0	0	0
	REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	k€ HT	1 606	0	1 606
TRANSFERTS DE CHARGES	k€ HT	0	0	0	
Recettes globales	k€ HT	19 868,38	163,59	20 031,98	
Débours	ACHATS ET VARIATION DES STOCKS	k€ HT	-7 711,75	-40,97	-7 752,73
	SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 606,40	-3,98	-1 610,38
	AUTRES SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 067,43	-11,45	-1 078,88
	IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	k€ HT	-166,20	-2,52	-168,72
	CHARGES DE PERSONNEL	k€ HT	-965,08	-43,29	-1 008,37
	AUTRES CHARGES DE GESTION COURANTE	k€ HT	-239,10	0,00	-239,10
	CHARGES FINANCIERES	k€ HT	-813,89	-76,04	-889,93
	CHARGES EXCEPTIONNELLES	k€ HT	0,00	0,00	0,00
	DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS ET AUX PROVISIONS	k€ HT	-3 217,62	0,00	-3 217,62
	Débours Total	k€ HT	-15 787,46	-178,26	-15 965,71
Tarif R1+R2	€ HT / MWh	76,59		76,59	
	€ TTC / MWh	80,81		80,81	
Résultat	Résultat Net (avant impôt)	k€ HT	4 080,92	-14,66	4 066,26
	Traitement des déchets	k€ HT	-2 534,65	-21,43	-2 556,08
	Résultat net global	k€ HT	1 546,28	-36,09	1 510,18
	Amortissements			141,47	141,47
	Impôts sur les sociétés	k€ HT	432,96	0,00	383,24
	Résultat après impôt	k€ HT	1 113,32	-177,56	935,76
RN / CA	%	5,6%	-108,5%	4,9%	

Figure 84 : Synthèse financière - Extension PAJEAUD

2.3.3.2.3 Hypothèses du projet

Extension PAJEAUD				
	Données			Commentaire
		Unité	Valeur	
Recettes de chaleur	Vente de chaleur	MWh	2 140	
	PS	kW	1 570	
	Tarif R1	€ HT / MWh	26,03	Valeur au 31/12/2017
	Tarif R2	€ HT / kW	68,72	Valeur au 31/12/2017
Débours R1 - Energies	Chauffage Urbain	%	2,50%	Déboursés proportionnels au Chiffre d'affaire généré, augmentés de 2,5% pour les pertes en ligne supplémentaires dues aux extensions de réseaux
	Traitement des déchets	%	2,50%	Déboursés proportionnels aux ventes générées, augmentés de 2,5% pour les coûts supplémentaires
Débours R2 - Financement	Investissements - Réseaux	k€ HT	3 026,10 €	
	Investissements - Raccordements (Distribution & Sous-stations)	k€ HT	360,00 €	SI((P<500;P*200;SI(P<2000;P*100;SI(P<10000;P*50;P*25)))
	Subventions	k€ HT	-180,00 €	50% de subventions pour les travaux de raccordement et de densification
	Droit de raccordement escomptés	k€ HT	-376,80 €	240 € HT / kW souscrit
	Solde Investissements	k€ HT	2 829,30 €	
	Durée d'amortissement	ans	20,00	
	Amortissement / an	k€ HT / an	141,47	
	Taux d'emprunt	%	4,50%	
Annuité d'emprunt	k€ HT / an	-217,51	R2.4 - Extension	
Frais financiers	k€ HT / an	-76,04	R2.4 - Extension	
Déboursés R2 C - Maintenance	Nombre d'heures	h	500	Nombre d'heures de main d'œuvre pour la maintenance et l'exploitation des extensions de réseaux et des nouvelles sous-stations
	Tarif horaire	€ HT / h	55,00 €	
Déboursés R2 D - GER		%	3,00%	Déboursés actuels augmentés de 3% des investissements pour les déboursés de Garantie des extensions et reprise des réseaux et des nouvelles sous-stations

Figure 85 : Hypothèses financières - Extension PAJEAUD

2.3.3.2.4 Conclusion

Le Projet de développement du quartier « PAJEAUD » **présente un léger déséquilibre financier** sur le compte d'exploitation annuel actuel, sur la base d'un INVESTISSEMENT prévisionnel de 3 400 K. €HT. Cet Investissement correspond à une modification des réseaux pour « absorber » le raccordement de nouveaux abonnés et les travaux de raccordement des nouvelles sous-stations.

En effet, les besoins envisagés dans ce projet d'extension ne sont pas suffisants pour couvrir les investissements prévisionnels.

On note une dégradation théorique du résultat net de 127 K. K. €HT, soit - 11,4%, avec pour conséquence un taux RN / CA en baisse de 0,7% avec un équilibre acceptable proche de + 5%.

Le prix d'équilibre de la chaleur a été calculé sans incidence ni en augmentation, ni en diminution, donc stabilisé en théorie.

Le développement de ce quartier est à réaliser avec un **équilibre financier qui sera trouvé sur l'ensemble des opérations de développement.**

LE PRIX RESULTANT DE LA CHALEUR R1 + R2 EST DE 76,59 € HT / MWh, soit 80,81 TTC / MWh.

2.4 Autre plan de développement

2.4.1 Quartier VILGENIS

2.4.1.1 Programmation urbaine et faisabilité technique

Suite à sa décision de délocaliser la majeure partie de ses activités vers les sites de Roissy et d'Orly, Air France a envisagé la cession de plus de 45 hectares de ce domaine en ne conservant que le Centre de Formation des Apprentis des Métiers de l'Aérien située à l'extrême ouest du site.

Seule la partie historique du site (partie centrale) a été cédée au groupe SAFRAN. Air France reste propriétaire d'un vaste terrain composé de deux zones distinctes : une friche d'activités et une zone naturelle. Au nord du site, la large zone naturelle, fermée au public accueille un espace naturel remarquable, ancien parc du Château de Vilgénis. Il comprend notamment un grand et un petit étang entourés d'une ceinture végétale, des zones boisées, des friches et des prairies.

La partie Sud du site, qui accueillait les activités désormais délocalisées d'Air France, est composée de nombreux bâtiments et est désormais désaffectée et gardiennée. La Ville de Massy dispose d'un terrain adjacent, au Sud, accueillant notamment un stand de tir à l'arc, un terrain de football en stabilisé et un parking public.

La Ville de Massy a délibéré le 31 mars 2016 afin de créer la ZAC Vilgénis. Cette opération a pour objectif :

- d'aménager cet espace et de le relier aux quartiers environnants,
- d'ouvrir le parc de Vilgénis au public en s'assurant du respect et du maintien de la biodiversité sur le site.
- d'anticiper l'arrivée d'une nouvelle gare dite du Pileu dans le cadre du prolongement du Tramway Express Sud jusqu'à Versailles,
- d'apporter une offre de logements au sein d'un nouveau quartier, d'une densité contenue compatible avec le caractère exceptionnel du site.
- d'y assurer une mixité sociale et intergénérationnelle par la réalisation de logements spécifiques,
- de prévoir l'implantation d'équipements publics, notamment scolaires et périscolaires permettant de répondre aux besoins des futurs habitants,

- d'intégrer le futur projet dans cet ensemble paysager de qualité, en préservant notamment les perspectives historiques, les alignements et les zones boisées et en assurant la mise en valeur du parc de Vilgénis.

Il est prévu la réalisation d'un groupe scolaire de 16 classes (école maternelle, primaire et centre de loisirs) et une crèche de 45 berceaux. Les premiers travaux commenceront début 2018. L'école et la crèche seront ouvertes à la rentrée 2020.

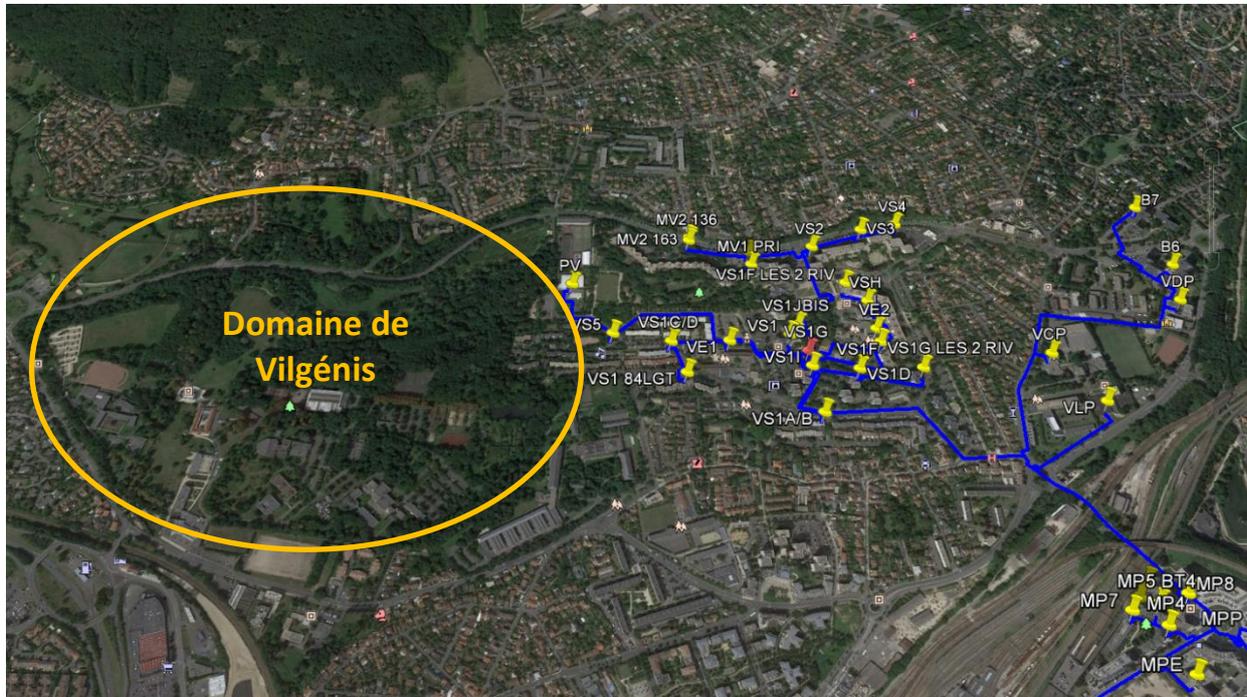


Figure 86 : Plan de situation - Quartier VILGENIS

Afin d'intégrer cette zone à très fort potentiel énergétique, la solution consisterait à créer une extension du réseau existant depuis le rond-point de l'Avenue du Président Allende (cf. Figure 88 ci-dessous).

Deux solutions sont envisageables techniquement afin d'intégrer cette zone à très fort potentiel énergétique :

- 1 - Une extension du réseau avec la création d'une sous-station d'échange ;
- 2 - La création d'une Centrale énergétique

La création d'une centrale énergétique permettrait l'appoint et le secours sur l'ensemble du réseau, diminuant ainsi les investissements nécessaires à l'adaptation des DN de certaines branches (notamment au départ de l'usine d'incinération).

Ce projet est un moteur de développement principalement autour des axes suivants :

- ⇒ Le projet « ZAC VILGENIS » qui comporte :
 - des projets de logements essentiellement
 - des projets « d'espaces tertiaires » intégrés

Ce projet est en cours de développement, l'objectif est la construction à terme d'environ 1 100 logements.

- ⇒ Raccordement de proximité sur les quartiers Villaine :

- Square Villaine : environ 180 logements
- Clos Villaine : environ 310 logements
- ⇒ Autres raccordements potentiels de proximité :
 - Groupe Scolaire « Louis Moreau »
 - Lycée « Parc Vilge »
 - Bâtiment « Point P »
 - Bâtiment du SDIS

L'équation thermique arrondie de ce projet d'extension devient :

Dénomination	Lot	Sous-station	Consos MWh/an	Puissance kW/an
1 programme immobilier de + de 1000 logements neufs	-	-	5 688	5 242
Point P - PSA	-	-	1 178	980
Résidence « Square Clos Villaine »	-	-	3 860	1 800
Résidence « Clos de Villaine »	-	-	1 860	1 700
Groupe Scolaire Louis Moreau	-	-	1 055	869
Lycée « Parc Vilge »	-	-	2 000	2 000
SDIS	-	-	315	198
TOTAL			15 956	12 789

Figure 87 : Extension VILGENIS

La figure ci-dessous représente le tracé du nouveau réseau pour l'intégration de ces projets (en rose nouveau réseau, en bleu réseau existant). La dénomination de chaque tronçon est indiquée.

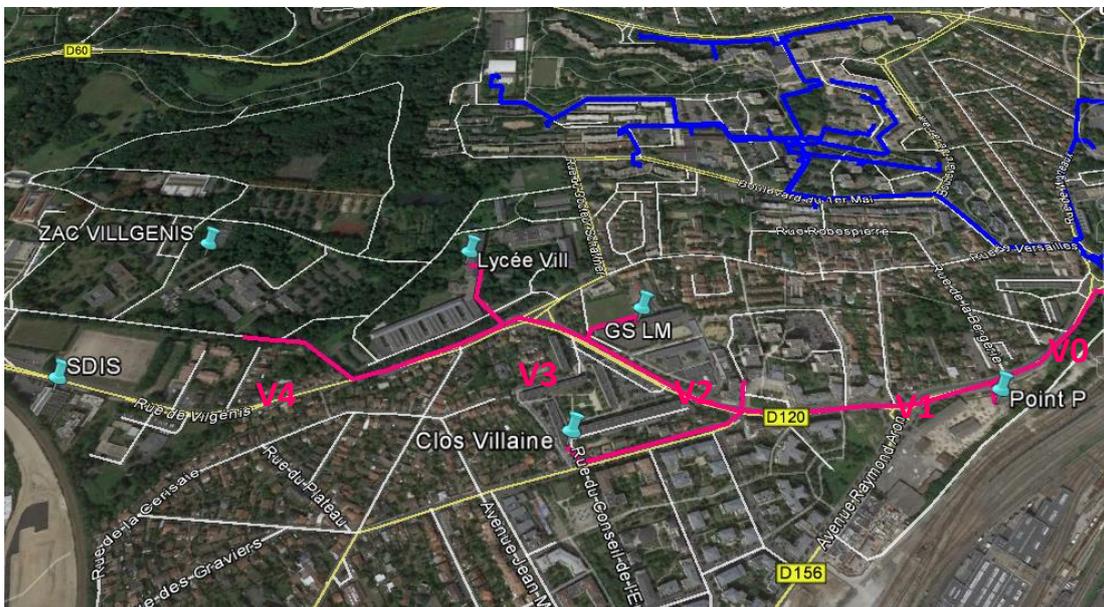


Figure 88 : Développements Quartier VILGENIS

Un équilibre économique est à calculer en termes de R1+R2 afin de financer les opérations suivantes :

- Investissement pour une sous-station d'échange (HP/BP) pour un montant 3 Millions d'euros HT,
- Raccordement des abonnés prioritaires, à savoir :
 - Ensemble du programme immobilier « Parc de Vilgénis »
 - Ensemble du programme immobilier « Point P »
 - Logements collectifs existants
 - 1 groupe scolaire Louis Moreau

- Caserne du SDIS
- Autres abonnés potentiels :
 - Lycée Parc Vilge

2.4.1.1.1 Dimensionnement des réseaux

Le bilan de puissance fait apparaître le dimensionnement suivant :

Tronçon	Longueur m	Vitesse maximale admissible m/s	Delta T °C	Température moyenne de l'eau °C	DN mini normalisé	Puissance disponible kW	Densité MWh/ml
V0	30	2,0	20	100	350	2 755	532
V1	630	2,0	20	100	350	2 755	25
V2	230	2,0	20	100	300	3 111	39
V3	130	2,0	20	100	250	491	62
V4	1 000	2,0	20	100	250	2 491	6
SST SQ VILL	50	2,0	20	100	125	183	77
SST CL VILL	260	2,0	20	100	125	283	7
SST GS LM	100	2,0	20	100	100	400	11
SST LYC VIL	150	2,0	20	100	150	855	13

Figure 89 : Dimensionnement des réseaux - Développement Vilgénis

Afin de garantir une vitesse de passage maximale de 2 m/s dans les réseaux, le Diamètre Nominal du tronçon principal doit être au moins de 350mm. Cela garantit également une réserve de puissance disponible de plus de 2,7 MW, pouvant ainsi couvrir les besoins de futurs développements sur la zone.

2.4.1.2 Analyse économique et intégration contractuelle

2.4.1.2.1 Investissements réseaux

La vitesse maximale prise en compte est de 4 m/s pour les réseaux existants et 2 m/s pour les réseaux neufs. Les impacts techniques et financiers des différents raccordements sont donnés ci-dessous (hypothèses prises : voir §2.1.2 - Hypothèses financières).

Developpement VILGENIS									
Puissance totale (kW) 12 789									
Réseau	Tronçons concernés	HP/BP	Longueur	DN mini	DN actuelle	Augmentation de DN	Investissements	Puissance foisonnée disponible après travaux (kW)	
Réseau existant	A0	HP	741	600	400	OUI	1 852 500,00 €	29 722	
	A1	HP	339	600	400	OUI	508 500,00 €	30 118	
	A2	HP	55	500	400	OUI	66 000,00 €	6 022	
	A3	HP	228	500	400	OUI	273 600,00 €	7 140	
	A4	HP	150	500	400	OUI	180 000,00 €	9 870	
	A5	HP	24	500	400	OUI	28 800,00 €	9 870	
	A6	HP	182	500	400	OUI	218 400,00 €	10 067	
	Chaufferie Gaz								
	BA1	HP	12	350	300	OUI	14 400,00 €	7 172	
	A6'1	HP	122	300	300	NON	0,00 €	1 426	
	N0	HP	137	300	300	NON	0,00 €	1 426	
	N1	HP	37	300	300	NON	0,00 €	1 575	
	N2	HP	69	300	300	NON	0,00 €	1 942	
	N3	HP	112	300	250	OUI	134 400,00 €	9 361	
	N4	HP	305	300	250	OUI	366 000,00 €	9 737	
	Sous-total - Modifications réseaux existants							3 642 600,00 €	-
	Nouveau réseau	V0	HP	30	350			36 000,00 €	2 755
Création d'une Sous-station d'échange							3 000 000,00 €		
V1		BP	630	350			504 000,00 €	2 755	
V2		BP	230	300			184 000,00 €	3 111	
V3		BP	130	250			104 000,00 €	491	
V4		BP	1000	250			800 000,00 €	2 491	
SST SQ VILL		BP	50	125			30 000,00 €	183	
SST CL VILL		BP	260	125			156 000,00 €	283	
SST GS LM		BP	100	100			60 000,00 €	400	
SST LYC VIL		BP	150	150			90 000,00 €	855	
Sous-total - Création réseaux Branche Vilgénis							4 964 000,00 €	-	
TOTAL							8 606 600,00 €	-	

Figure 90 : Impacts développements VILGENIS

Les investissements liés au développement du **quartier VILGENIS** sont estimés à **8,6 M€**, répartis comme suit :

- Adaptation des réseaux existants : 3 600 k€ HT
- Création de nouveaux réseaux : 5 000 k€ HT

2.4.1.2.2 Rentabilité du projet

La synthèse des bilans et des comptes de résultats du projet de développements « Quartier VILGENIS » est la suivante :

1^{ère} phase de développement :

Synthèse financière	BILANS - QUARTIER VILGENIS - 1 ^{ère} PHASE DE DEVELOPPEMENT				
	Poste	Unité	Actuel (2017)	Extension VILGENIS	TOTAL
Recettes d'exploitation	Vente de chaleur	MWh	259 397	5 688	265 085
	PS	kW	169 371	5 242	174 613
	Heures à pleine puissance		1 532	1 085	1 518
	VENTES DE PRODUITS FABRIQUES, PRESTATIONS DE SERVICE	k€ HT	18 262	508	18 770
	PRODUCTION IMMOBILISEE	k€ HT	0	0	0
	SUBVENTIONS D'EXPLOITATION	k€ HT	0	0	0
	AUTRES PRODUITS DE GESTION COURANTE	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS FINANCIERS	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS EXCEPTIONNELS	k€ HT	0	0	0
	REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	k€ HT	1 606	0	1 606
	TRANSFERTS DE CHARGES	k€ HT	0	0	0
Recettes globales	k€ HT	19 868,38	508,29	20 376,67	
Débours	ACHATS ET VARIATION DES STOCKS	k€ HT	-7 711,75	-108,90	-7 820,66
	SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 606,40	-10,57	-1 616,97
	AUTRES SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 067,43	-35,58	-1 103,01
	IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	k€ HT	-166,20	-10,92	-177,12
	CHARGES DE PERSONNEL	k€ HT	-965,08	-51,95	-1 017,03
	AUTRES CHARGES DE GESTION COURANTE	k€ HT	-239,10	0,00	-239,10
	CHARGES FINANCIERES	k€ HT	-813,89	-36,28	-850,17
	CHARGES EXCEPTIONNELLES	k€ HT	0,00	0,00	0,00
	DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS ET AUX PROVISIONS	k€ HT	-3 217,62	0,00	-3 217,62
	Débours Total	k€ HT	-15 787,46	-254,20	-16 041,66
Tarif R1+R2	€ HT / MWh		76,59		76,87
	€ TTC / MWh		80,81		81,10
Résultat	Résultat Net (avant impôt)	k€ HT	4 080,92	254,09	4 335,01
	Traitement des déchets	k€ HT	-2 534,65	-56,97	-2 591,61
	Résultat net global	k€ HT	1 546,28	197,12	1 743,40
	Amortissements	k€ HT		67,50	67,50
	Impôts sur les sociétés (28%)	k€ HT	432,96	36,29	469,25
	Résultat après impôt	k€ HT	1 113,32	93,33	1 206,65
RN / CA	%		5,6%	18,4%	5,9%

Figure 91 : Synthèse financière - Extension VILGENIS - 1^{ère} phase

2^{ème} phase de développement :

Synthèse financière	BILANS - QUARTIER VILGENIS - PHASE FINALE - 100% de Développement				
	Poste	Unité	Actuel (2017)	Extension VILGENIS	TOTAL
Recettes d'exploitation	Vente de chaleur	MWh	259 397	15 956	275 353
	PS	kW	169 371	12 789	182 160
	Heures à pleine puissance		1 532	1 248	1 512
	VENTES DE PRODUITS FABRIQUES, PRESTATIONS DE SERVICE	k€ HT	18 262	1 294	19 556
	PRODUCTION IMMOBILISEE	k€ HT	0	0	0
	SUBVENTIONS D'EXPLOITATION	k€ HT	0	0	0
	AUTRES PRODUITS DE GESTION COURANTE	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS FINANCIERS	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS EXCEPTIONNELS	k€ HT	0	0	0
	REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	k€ HT	1 606	0	1 606
	TRANSFERTS DE CHARGES	k€ HT	0	0	0
	Recettes globales	k€ HT	19 868,38	1 294,19	21 162,58
Débours	ACHATS ET VARIATION DES STOCKS	k€ HT	-7 711,75	-305,49	-8 017,25
	SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 606,40	-29,64	-1 636,04
	AUTRES SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 067,43	-90,59	-1 158,02
	IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	k€ HT	-166,20	-27,73	-193,92
	CHARGES DE PERSONNEL	k€ HT	-965,08	-103,90	-1 068,98
	AUTRES CHARGES DE GESTION COURANTE	k€ HT	-239,10	0,00	-239,10
	CHARGES FINANCIERES	k€ HT	-813,89	-42,22	-856,10
	CHARGES EXCEPTIONNELLES	k€ HT	0,00	0,00	0,00
	DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS ET AUX PROVISIONS	k€ HT	-3 217,62	0,00	-3 217,62
	Débours Total	k€ HT	-15 787,46	-599,58	-16 387,03
	Tarif R1+R2	€ HT / MWh	76,59		76,86
		€ TTC / MWh	80,81		81,08
Résultat	Résultat Net (avant impôt)	k€ HT	4 080,92	694,62	4 775,54
	Traitement des déchets	k€ HT	-2 534,65	-159,81	-2 694,45
	Résultat net global	k€ HT	1 546,28	534,81	2 081,09
	Amortissements	k€ HT	78,54	78,54	78,54
	Impôts sur les sociétés (28%)	k€ HT	432,96	127,76	560,71
	Résultat après impôt	k€ HT	1 113,32	328,51	1 441,83
	RN / CA	%	5,6%	25,4%	6,8%

Figure 92 : Synthèse financière - Extension VILGENIS – 2^{ème} phase

2.4.1.2.3 Hypothèses du projet

1^{ère} phase de développement :

Extension Vilgenis - Phase 1				
	Données	Unité	Valeur	Commentaire
Recettes de chaleur	Vente de chaleur	MWh	5 688	
	PS	kW	5 242	
	Tarif R1	€ HT / MWh	26,03	Valeur au 31/12/2017
	Tarif R2	€ HT / kW	68,72	Valeur au 31/12/2017
Débours R1 - Energies	Chauffage Urbain	%	2,50%	Déboursés proportionnels au Chiffre d'affaire généré, augmentés de 2,5% pour les pertes en ligne supplémentaires dues aux extensions de réseaux
	Traitement des déchets	%	2,50%	Déboursés proportionnels aux ventes générées, augmentés de 2,5% pour les coûts supplémentaires
Débours R2 - Financement	Investissements	k€ HT	3 728,00 €	
	Subventions	k€ HT	-1 120,00 €	80% de subventions / quote part Travaux 1 ^{ère} Phase
	Droit de raccordement escomptés	k€ HT	-1 258,08 €	240 € HT / kW souscrit
	Solde Investissements	k€ HT	1 349,92 €	
	Durée d'amortissement	ans	20,00	
	Amortissement / an	k€ HT / an	67,50	
	Taux d'emprunt	%	4,50%	
Annuité d'emprunt	k€ HT / an	-103,78 €	R2.4 - Extension	
Frais financiers	k€ HT / an	-36,28 €	R2.4 - Extension	
Déboursés R2 C – Maintenance	Nombre d'heures	h	600	Nombre d'heures de main d'œuvre pour la maintenance et l'exploitation des extensions de réseaux et des nouvelles sous-stations
	Tarif horaire	€ HT / h	55,00 €	
Déboursés R2 D – GER		%	3,00%	Déboursés actuels augmentés de 3% des investissements pour les déboursés de Garantie des extensions et reprise des réseaux et des nouvelles sous-stations

Figure 93 : Hypothèses financières - Extension VILGENIS – 1^{ère} phase

2^{ème} phase de développement :

Extension Vilgenis - Phase 2				
	Données	Unité	Valeur	Commentaire
Recettes de chaleur	Vente de chaleur	MWh	15 956	
	PS	kW	12 789	
	Tarif R1	€ HT / MWh	26,03	Valeur au 31/12/2017
	Tarif R2	€ HT / kW	68,72	Valeur au 31/12/2017
Débours R1 - Energies	Chauffage Urbain	%	2,50%	Déboursés proportionnels au Chiffre d'affaire généré, augmentés de 2,5% pour les pertes en ligne supplémentaires dues aux extensions de réseaux
	Traitement des déchets	%	2,50%	Déboursés proportionnels aux ventes générées, augmentés de 2,5% pour les coûts supplémentaires
Débours R2 - Financement	Investissements	k€ HT	5 015,00 €	
	Subventions	k€ HT	-1 400,00 €	100% de subventions VILGENIS / quote part Travaux 1ère Phase
	Droit de raccordement escomptés	k€ HT	-2 044,19 €	240 € HT / kW souscrit -1/3 de droit de raccordement
	Solde Investissements	k€ HT	1 570,81 €	
	Durée d'amortissement	ans	20,00	
	Amortissement / an	k€ HT / an	78,54	
	Taux d'emprunt	%	4,50%	
	Annuité d'emprunt	k€ HT / an	-120,76 €	R2.4 - Extension
	Frais financiers	k€ HT / an	-42,22 €	R2.4 - Extension
Déboursés R2 C – Maintenance	Nombre d'heures	h	1 200	Nombre d'heures de main d'œuvre pour la maintenance et l'exploitation des extensions de réseaux et des nouvelles sous-stations
	Tarif horaire	€ HT / h	55,00 €	
Déboursés R2 D – GER		%	3,00%	Déboursés actuels augmentés de 3% des investissements pour les déboursés de Garantie des extensions et reprise des réseaux et des nouvelles sous-stations

Figure 94 : Hypothèses financières - Extension VILGENIS – 2^{ème} phase

2.4.1.2.4 Conclusion

Le Projet de développement du quartier « VILGENIS » s'équilibre dans le bilan financier actuel, sur la base d'un INVESTISSEMENT prévisionnel de 5 000 k€ HT.

Cet Investissement correspond à la création des nouveaux réseaux sur le quartier en développement.

LE PRIX RESULTANT DE LA CHALEUR R1 + R2 EST DE 76,86 € HT / MWh, soit 81,08 TTC (prix inchangé) lorsque l'ensemble des raccordements envisagés sera réalisé.

2.5 Bilan total

En considérant l'ensemble des extensions présentées ci-avant, les résultats obtenus sont les suivants.

2.5.1 Investissements réseaux

La vitesse maximale prise en compte est de 4 m/s pour les réseaux existants et 2 m/s pour les réseaux neufs. Les impacts techniques et financiers des différents raccordements sont donnés ci-dessous (hypothèses prises : voir §2.1.2 - Hypothèses financières).

2.5.2 Rentabilité du projet

Synthèse financière	BILANS - EXTENSIONS				
	Poste	Unité	Actuel (2017)	Extensions	Futur
Recettes d'exploitation	Vente de chaleur	MWh	259 397	33 472	292 869
	PS	kW	169 371	28 577	197 948
	Heures à pleine puissance		1 532	1 171	1 480
	VENTES DE PRODUITS FABRIQUES, PRESTATIONS DE SERVICE	k€ HT	18 262	2 835	21 097
	PRODUCTION IMMOBILISEE	k€ HT	0	0	0
	SUBVENTIONS D'EXPLOITATION	k€ HT	0	0	0
	AUTRES PRODUITS DE GESTION COURANTE	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS FINANCIERS	k€ HT	0	0	0
	PRODUITS EXCEPTIONNELS	k€ HT	0	0	0
	REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	k€ HT	1 606	0	1 606
	TRANSFERTS DE CHARGES	k€ HT	0	0	0
Recettes globales	k€ HT	19 868,38	2 835,09	22 703,47	
Débours	ACHATS ET VARIATION DES STOCKS	k€ HT	-7 711,75	-640,85	-8 352,61
	SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 606,40	-62,19	-1 668,59
	AUTRES SERVICES EXTERIEURS	k€ HT	-1 067,43	-198,46	-1 265,88
	IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	k€ HT	-166,20	-60,06	-226,25
	CHARGES DE PERSONNEL	k€ HT	-965,08	-281,41	-1 246,48
	AUTRES CHARGES DE GESTION COURANTE	k€ HT	-239,10	0,00	-239,10
	CHARGES FINANCIERES	k€ HT	-813,89	-41,92	-855,81
	CHARGES EXCEPTIONNELLES	k€ HT	0,00	0,00	0,00
	DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS ET AUX PROVISIONS	k€ HT	-3 217,62	0,00	-3 217,62
	Débours Total	k€ HT	-15 787,46	-1 284,88	-17 072,34
Tarif R1+R2	€ HT / MWh	76,59		77,52	
	€ TTC / MWh	80,81		81,78	
Résultat	Résultat Net (avant impôt)	k€ HT	4 080,92	1 550,21	5 631,13
	Traitement des déchets	k€ HT	-2 534,65	-335,24	-2 869,89
	Résultat net global	k€ HT	1 546,28	1 214,97	2 761,25
	Amortissements			77,99	77,99
	Impôts sur les sociétés	k€ HT	432,96	318,35	751,31
	Résultat après impôt	k€ HT	1 113,32	818,62	1 931,94
RN / CA	%	5,6%	28,9%	8,5%	

Figure 95 : Synthèses financières – Bilan total

2.5.3 Hypothèses du projet

Données	Unité	Extensions						Commentaire
		VILGENIS	ATLANTIS	OPERA	PAJEAUD	TOTAL		
Recettes de chaleur								
Vente de chaleur	MWh	15 956	13 886	2 190	2 140	33 472		
PS	kW	12 789	12 568	1 650	1 570	28 577		
Tarif R1	€ HT / MWh	26,03	26,03	26,03	26,03	26,03	Valeur au 31/12/2017	
Tarif R2	€ HT / kW	68,72	68,72	68,72	68,72	68,72	Valeur au 31/12/2017	
Débours R1 - Energies								
Chauffage Urbain	%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	Déboursés proportionnels au Chiffre d'affaire généré, augmentés de 2,5% pour les pertes en ligne supplémentaires dues aux extensions de réseaux	
Traitement des déchets	%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	Déboursés proportionnels aux ventes générées, augmentés de 2,5% pour les coûts supplémentaires	
Débours R2 - Financement								
Investissements - Réseaux	k€ HT					6 000,00 €		
Investissements - Sous-station Vilgénis	k€ HT					3 000,00 €		
Investissements - Raccordements (Distribution & Sous-stations)	k€ HT					1 636,70 €		
Subventions	k€ HT	-1 400,00 €	-531,85 €	-106,50 €	-180,00 €	-2 218,35 €		
Droit de raccordement escomptés	k€ HT					-6 858,48 €	240 € HT / kW souscrit	
Solde Investissements	k€ HT					1 559,87 €		
Durée d'amortissement	ans					20,00		
Amortissement / an	k€ HT / an					77,99		
Taux d'emprunt	%					4,50%		
Annuité d'emprunt	k€ HT / an					-119,92	R2.4 - Extension	
Frais financiers	k€ HT / an					-41,92	R2.4 - Extension	
Déboursés R2 C – Maintenance								
Nombre d'heures	h	1 200	1 200	350	500	3 250	Nombre d'heures de main d'œuvre pour la maintenance et l'exploitation des extensions de réseaux et des nouvelles sous-stations	
Tarif horaire	€ HT / h	55,00 €	55,00 €	55,00 €	55,00 €	55,00 €		
Déboursés R2 D – GER								
	%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	Déboursés actuels augmentés de 3% des investissements pour les déboursés de Garantie des extensions et reprise des réseaux et des nouvelles sous-stations	

Figure 96 : Hypothèses financières – Bilan total

2.5.4 Conclusions Générales

2.5.4.1 En Analyse purement économique

Le Projet de développement de l'ensemble des quartiers avec une augmentation des puissances souscrites de **28,5 MW supplémentaires est conséquente, et représente + 19,5% par rapport aux augmentations de puissance souscrite de référence de la DSP (= 145,8 MW)**.

Ce développement est en plus complémentaire aux engagements du délégataire à la signature de la DSP qui s'est engagé contractuellement sur **+ 21,9 MW de puissance souscrite supplémentaire** à atteindre (soit + 15% sur la référence DSP).

Le Projet de développement de l'ensemble des quartiers s'équilibre dans le bilan financier actuel, sur la base d'un **INVESTISSEMENT prévisionnel de 10 600 k€ HT**.

Cet Investissement correspond à une modification des réseaux pour « absorber » le raccordement de nouveaux abonnés ainsi que la création des nouveaux réseaux sur le quartier en développement.

LE PRIX RESULTANT DE LA CHALEUR R1 + R2 EST DE 77,52 € HT / MWh, soit 81,78 TTC / MWh, lorsque l'ensemble des raccordements envisagés sera réalisé.

2.5.4.2 Autres développements à moyen terme (Horizon 2022- 2025)

D'ores et déjà, deux autres quartiers importants sont en phases de montage d'aménagement sur le périmètre de la Concession :

Il s'agit principalement, au stade actuel des informations recueillies par les services concernés des villes de MASSY et d'ANTONY :

▪ **Quartier « AGROPARISTECH » :**

Ce nouveau de quartier, dont l'implantation serait située sur le réseau MASSY/OPERA – ANTONY, en lisière de la ville d'ANTONY, projette un développement urbain de 1000 logements.

Sur la base des estimations actuelles, en tenant compte des objectifs d'évolution de la réglementation thermique applicables aux nouvelles constructions, la projection de développement serait de l'ordre de :

- **Puissance souscrite = + 5,0 MW**
- **Consommation d'énergie = + 7,0 GWh**

▪ **Quartier « ANTONYPOLE » :**

Ce nouveau de quartier, dont l'implantation serait située sur le réseau MASSY/OPERA – ANTONY à ANTONY, projette un développement urbain de :

- ⇒ 2.500 logements.
- ⇒ Tertiaires pour 400.000 m² de SHON

Sur la base des estimations actuelles, en tenant compte des objectifs d'évolution de la réglementation thermique applicables aux nouvelles constructions, la projection de développement serait de l'ordre de :

- ⇒ 2.500 logements.
 - ✓ Puissance souscrite = 12 MW
 - ✓ Consommations = 18 GWh

- ⇒ Tertiaires pour 400.000 m2 de SHON
- ✓ Puissance souscrite = 15 MW
 - ✓ Consommations = 15 GWh

Soit pour l'ensemble du quartier « ANTONYPOLE »

- **Puissance souscrite = + 27,0 MW**
- **Consommation d'énergie = + 33,0 GWh**

PROSPECTS IDENTIFIES SUR le MOYEN TERMES :

- **Puissance souscrite = + 33,0 MW**
- **Consommation d'énergie = + 38,0 GWh**

2.5.4.3 *Autres développements à plus long terme (Horizon 2025- 2030)*

Une zone serait particulièrement intéressante afin de diversifier les activités du SIMACUR, avec une ambition de continuer à développer **l'essor des énergies nouvelles renouvelables et de récupération des chaleurs fatales** (EnR&R) sur le territoire de la DSP.

En effet, la chaleur récupérée sur les unités de l'UIOM, n'est pas totalement valorisée notamment en mi- saison et en été, malgré les extensions des nouveaux quartiers ayant pour effet d'augmenter les besoins énergétiques pour la production ECS été des logements.

Deux zones à caractère industriel et commercial seraient ainsi à mettre en avant, avec les atouts relatifs aux thèmes suivants :

- Possibilité de fournir de la **vapeur aux industriels** qui existent et / ou pourraient s'implanter à proximité de la ZI de la BONDE ;
- Possibilité de fournir du « **FROID INDUSTRIEL** » aux industries et commerces qui existent et / ou pourraient s'implanter à proximité de la ZI de la BONDE ;
- **Valorisation maximale de la chaleur fatale** évacuée actuellement aux « aéroréfrigérants » de l'UIOM en été.

Il s'agit d'offrir de nouveaux débouchés au SIMACUR en diversifiant ainsi son activité vers des thèmes élargissant son « spectre » de compétences dans le domaine de l'énergie et de l'environnement, et renforcer ainsi son attractivité économique.

L'atout d'une énergie « **hyper compétitive** » issue du **mix énergétique en faveur du Bois B et la valorisation énergétique de l'UIOM** par rapport aux énergies fossiles traditionnelles (Gaz naturels et Fuels), facilitera l'implantation d'établissements industriels et à usages commerciaux.

D'autres possibilités pourraient également être instruites et pourraient ainsi renforcer le rôle du SIMACUR dans son activité de traitement des déchets compte tenu du caractère exemplaire de l'unité de la BONDE, en faveur de traitement d'autres produits tels que les Combustibles Solides Résiduaire (CSR), sans solutions actuellement au niveau national, ou autres déchets de type DIB industriels et commerciaux.

La zone de prospection est identifiée sur le plan suivant :

(ZONE de PROSPECTS INDUSTRIELS & COMMERCIAUX)

Figure 97 : Zone de prospects Industriels et Commerciaux

Zone de PROSPECTS INDUSTRIELS & COMMERCIAUX**2.5.4.4 IMPACTS TECHNIQUES (Horizon 2020- 2030)**

L'ensemble de ces développements est très ambitieux, avec une perspective à moyen et long terme renforçant l'attractivité de ce territoire vers la « TRANSITION ENERGETIQUE ».

Compte tenu de l'augmentation future des besoins énergétiques de plus de 35%, par rapport aux objectifs de la DSP, il y a lieu de confronter les capacités des centrales énergétiques actuelles aux besoins futurs, notamment en termes de puissance nécessaires par pointes de grands froids.

Ce comparatif est réalisé dans les tableaux suivants, déclinant les développements successifs à la situation actuelle.

En conclusions sur la puissance technique disponible (puissance appelée par les réseaux de CHAUFFAGE URBAIN)

- ➔ **1,50** chaudière Gaz Naturel de secours Victor Bach (2 * 22 MW), à la date de signature de la DSP (2014)
- ➔ **1,00** chaudière Gaz Naturel de secours Victor Bach (2 * 22 MW), en fin de programme de développement acté dans la DSP – Phase 2 (contractuel) ;

- ➔ **Plus de secours** chaudières Gaz Naturel de secours Victor Bach, en fin de programme de développement de l'ensemble des quartiers présentés ci-avant (CARNOT, AMPERE, PGO, PAJEAUD, OPERA 1 & 2, VILGENIS 1 et 2) ;
- ➔ **Déficit de puissance de – 13 MW**, en fin de programme de développement intégrant « AGOPARISTECH et ANTONYPOLE »

BILANS SIMACUR - EXTENSIONS RESEAUX DE CHAUFFAGE URBAIN MASSY & ANTONY											
Poste		Base année 2015	Référence DSP	Dév. Inclus DSP	Sous total BASE DSP	Développements Schéma Directeur ASSIST	Sous total du Schéma directeur (2020-2025)	écarts en %	Développements long termes (AgroParisTech & AntonyPole)	Total du Schéma directeur (2025 - 2030)	écarts en %
Vente de chaleur	MWh	204 800	230 000	28 000	258 000	33 000	291 000	12,8%	38 000	329 000	27,5%
Puissance Souscrite	kW souscrits	146 923	145 800	21 900	167 700	28 500	196 200	17,0%	33 000	229 200	36,7%
Commentaires base de données	Nota	au 31.12.2015							1 152		
Heures équivalentes	à 100% de puissances		1 578	1 279	1 538	1 158	1 483		1 152	1 435	
Rigueur Climatique	DJU période	2142	2 349	2 349	2 349	2 349	2 349		2 349	2 349	
Ratio MWh / DJU	Chauffage + ECS	95,612	97,914	11,920	109,834	14,049	123,883		16,177	140,060	
PUISSANCES INTALLEES (en MW)	ZI de la BONDE + Victor BASCH	122,0			122,0		122,00			122,00	
Faisonnement Réseau / Besoins	Simultanéité Puissance Instantanée	68%			68%		65%		0,68	0,65	
PUISSANCES MAXI (appelée)	Pointes Grands Froids	90,8			103,7	0,00	115,9		0,68	135,44	
Réserve de Puissance	en +/-	31,2			18,33		6,06	5,0%		-13,44	-11,0%
Commentaires sur impact des productions d'énergies		Réserve en puissance d'une chaudière et 1/2 de Victor Bosch	Réserve en puissance d'une chaudière Gaz Naturel de 22 MW de Victor Bosch		Il n'existe quasiment plus de réserve de secours (30% d'une des 2 chaudières Gaz Naturel de Victor Bosch)			Il est nécessaire de reconstruire une nouvelle Chaudière d'Appoint / Secours (20 MW) - Quartier AGOPARISPOLE / ANTONYPOLE			

Figure 98 : Bilans des moyens de production (Horizon 2020-2030)

3 - Annexes

- Annexe 1 : Plans détaillés des réseaux
- Annexe 2 : Base de données des réseaux
- Annexe 3 : Base de données des sous-stations
- Annexe 4 : Résultats de la modélisation des réseaux – Tronçon par tronçon