

The logo for AMORCE, featuring the word "AMORCE" in green capital letters inside a white oval with blue and orange swooshes.

**AMORCE**

Avec le soutien technique  
et financier de

**ADEME**



Agence de l'Environnement  
et de la Maîtrise de l'Energie

ENQUÊTE

Performances,  
recettes et  
coûts des unités  
de traitement  
thermique des  
déchets

Série Technique

Réf. AMORCE DT 83

Novembre 2016



Déchets

AMORCE – 18, rue Gabriel Péri – CS 20102 – 69623 Villeurbanne Cedex  
Tel : 04.72.74.09.77 – Fax : 04.72.74.03.32 – Mail : [amorce@amorce.asso.fr](mailto:amorce@amorce.asso.fr)

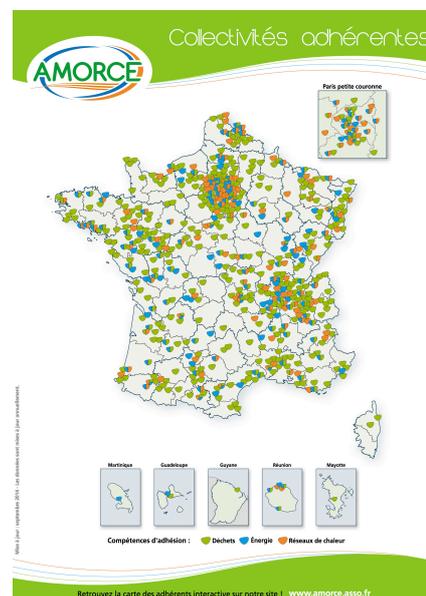
[www.amorce.asso.fr](http://www.amorce.asso.fr) -  @AMORCE

## PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant plus de 830 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de politiques Énergie-Climat des territoires (maîtrise de l'énergie, lutte contre la précarité énergétique, production d'énergie décentralisée, distribution d'énergie, planification) et de gestion territoriale des déchets (planification, prévention, collecte, valorisation, traitement des déchets).

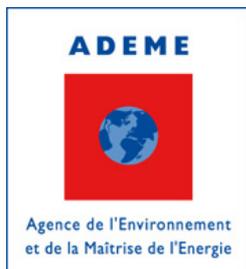
Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics (ministères, agences d'Etat) et du Parlement (Assemblée nationale et Sénat), AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition énergétique et dans l'économie circulaire. Partenaire privilégiée des autres structures représentatives des collectivités, des entreprises, ou encore des organisations non gouvernementales, elle a également joué un rôle majeur dans la défense des intérêts des acteurs locaux lors de l'élaboration de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ou précédemment des lois relatives au Grenelle de l'environnement.

Créée en 1987, elle est largement reconnue au niveau national pour sa représentativité, son indépendance et son expertise, qui lui valent d'obtenir régulièrement des avancées majeures (TVA réduite sur les déchets et sur les réseaux de chaleur, création du fonds chaleur, éligibilité des collectivités aux certificats d'économie d'énergie, création des nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-énergie, obligation de rénovation de logements énergivores et réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie, etc...).



## PRÉSENTATION DE L'ADEME

---



**L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)** participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable.

Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil.

Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

**Contact pour ce guide** : Sandra LE BASTARD

### **ADEME**

20, avenue du Grésillé  
BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01  
Tel : 02 41 20 41 20  
[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)

AMORCE / ADEME – Décembre 2016

Guide réalisé en partenariat et avec le soutien technique et financier de l'ADEME

## REMERCIEMENTS

---

Nous remercions l'ensemble des collectivités et des professionnels ayant participé à notre travail en répondant au questionnaire envoyé.

Nous remercions également le SVDU (Syndicat national du traitement et de la Valorisation des Déchets Urbains et assimilés) pour sa relecture du questionnaire et du document. De plus, merci à Green-Access pour avoir apporté son expertise à la relecture du rapport.

## RÉDACTEURS

---

Léa PIERROT, [lpierrot@amorce.asso.fr](mailto:lpierrot@amorce.asso.fr)

**Relecture** : Lucie LESSARD, AMORCE ; Thomas DUFFES, AMORCE ; David LEICHER, AMORCE ; Olivier CASTAGNO, AMORCE ; Sandra LE BASTARD, ADEME ; le SVDU ; Vanessa WROBLEWSKI, Green-Access.

## MENTIONS LÉGALES

---

©AMORCE – Décembre 2016

Les propos tenus dans cette publication ne représentent que l'opinion de leurs auteurs et AMORCE n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.

Reproduction interdite, en tout ou en partie, par quelque procédé que ce soit, sans l'autorisation écrite d'AMORCE.

Possibilité de faire état de cette publication en citant explicitement les références.

# SOMMAIRE

---

<b>PRESENTATION D'AMORCE</b> .....	<b>1</b>
<b>PRESENTATION DE L'ADEME</b> .....	<b>2</b>
<b>REMERCIEMENTS</b> .....	<b>3</b>
<b>REDACTEURS</b> .....	<b>3</b>
<b>MENTIONS LEGALES</b> .....	<b>3</b>
<b>SOMMAIRE</b> .....	<b>4</b>
<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>6</b>
<b>1. ETAT ACTUEL ET ENJEUX</b> .....	<b>7</b>
<b>1.1. LA VALORISATION ENERGETIQUE DES DECHETS DANS LES INSTALLATIONS DE TRAITEMENT THERMIQUE DES DECHETS</b> .....	<b>7</b>
1.1.1. <i>De la combustion des déchets à la production d'énergie</i> .....	7
1.1.2. <i>Une énergie de substitution en partie d'origine renouvelable</i> .....	7
1.1.3. <i>Des performances en hausse</i> .....	8
<b>1.2. TENDANCES</b> .....	<b>9</b>
1.2.1. <i>Vers une évolution des caractéristiques des tonnages incinérés</i> .....	9
1.2.2. <i>L'évolution des pratiques pour la production et la vente d'énergie</i> .....	10
1.2.3. <i>Un nouveau mix énergétique pour les réseaux de chaleur</i> .....	12
<b>2. PRESENTATION DE L'ENQUETE</b> .....	<b>14</b>
<b>2.1. OBJECTIFS</b> .....	<b>14</b>
<b>2.2. METHODE</b> .....	<b>14</b>
<b>2.3. REPRESENTATIVITE DE L'ECHANTILLON</b> .....	<b>14</b>
2.3.1. <i>Modes de valorisation énergétique</i> .....	15
2.3.2. <i>Quantité d'énergie produite</i> .....	15
<b>3. ANALYSE DES RESULTATS</b> .....	<b>16</b>
<b>3.1. PERFORMANCES GENERALES DE L'ECHANTILLON</b> .....	<b>16</b>
3.1.1. <i>Production énergétique et prix de vente de l'énergie</i> .....	16
3.1.2. <i>Performance énergétique des usines enquêtées</i> .....	18
<b>3.2. CONDITIONS DE VENTE DE L'ELECTRICITE</b> .....	<b>19</b>
3.2.1. <i>Volumes vendus et recettes</i> .....	20
3.2.2. <i>Modalités de vente sur le marché libre</i> .....	22
<b>3.3. CONDITIONS DE VENTE DE LA CHALEUR</b> .....	<b>26</b>
3.3.1. <i>Volumes vendus et recettes</i> .....	26
3.3.2. <i>Densité énergétique de la liaison avec le réseau de chaleur</i> .....	29
3.3.3. <i>Relation avec les réseaux de chaleur</i> .....	30
<b>3.4. PRIX, COUTS ET FINANCEMENT</b> .....	<b>32</b>
3.4.1. <i>Influence de la vente d'énergie sur le prix de l'incinération</i> .....	33
3.4.2. <i>Production d'électricité</i> .....	34
3.4.3. <i>Production de chaleur</i> .....	35
3.4.4. <i>Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP)</i> .....	36
<b>3.5. PERSPECTIVES ET EVOLUTIONS</b> .....	<b>36</b>
<b>CONCLUSION</b> .....	<b>38</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	<b>40</b>
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	<b>41</b>

<b>BIBLIOGRAPHIE .....</b>	<b>43</b>
<b>GLOSSAIRE .....</b>	<b>44</b>

## INTRODUCTION

---

Cette publication a pour objectif de mettre à jour celle réalisée en 2011 et intitulée « Performances et recettes des unités de valorisation énergétique des ordures ménagères (UVE) », AMORCE, réf DT40. Les résultats de cette dernière enquête ont permis aux maîtres d'ouvrage d'unités de traitement thermique des déchets de se situer parmi les unités françaises au regard de plusieurs points, notamment les prix de vente de la chaleur. Au vu de l'évolution du contexte en ce qui concerne la gestion des déchets, une mise à jour des données sur les conditions de vente de l'énergie est nécessaire. Une enquête a donc été envoyée à l'ensemble des collectivités identifiées comme maître d'ouvrage d'une unité de traitement thermique des déchets dont nous allons présenter les résultats dans ce rapport.

Le parc d'installations de traitement thermique des déchets en France est en quête constante d'optimisation de ces performances énergétiques. La récupération de l'énergie fatale de l'incinération est donc amenée à se généraliser et à se développer. En effet, la nouvelle loi sur la transition énergétique<sup>1</sup> ainsi que les plans déchets mis en place en France suite à la loi NOTRe<sup>2</sup> ont pour objectif de réduire la quantité de déchets non valorisés, et notamment de diminuer les déchets envoyés en installations de stockage. Ces politiques ont pour conséquence principale l'évolution des caractéristiques des déchets envoyés dans les installations de traitement thermique.

L'énergie produite par les installations de traitement thermique peut être valorisée en électricité et/ou en chaleur. Du point de vue de l'énergie thermique, les réseaux de chaleur montrent une tendance croissante à utiliser majoritairement des énergies renouvelables et de récupération, ce qui conduit à une augmentation des débouchés en chaleur pour les unités de traitement thermique des déchets. Cette tendance est en partie due à l'existence d'un taux de TVA réduite à 5,5 % lorsque le réseau utilise plus de 50 % d'énergie renouvelable et de récupération. En ce qui concerne l'énergie électrique, la fin progressive des contrats d'obligation d'achat va modifier de manière importante les habitudes vis-à-vis de la vente d'électricité.

Le contexte général ainsi que l'ensemble des enjeux relatifs à l'énergie produite par les installations de traitement thermique des déchets constituent la première partie de ce rapport. Après avoir décrit les méthodes employées pour la réalisation de l'enquête et l'échantillon des réponses obtenues, l'analyse des résultats est présentée en trois parties principales :

- les performances générales des unités enquêtées ;
- les conditions de vente de l'électricité ;
- les conditions de vente de la chaleur.

Une étude succincte concernant les prix de traitement, les coûts et les financements est également réalisée. Une dernière partie concerne les évolutions envisagées par les unités enquêtées.

---

<sup>1</sup> Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

<sup>2</sup> Loi n°2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République.

# 1. Etat actuel et enjeux

---

## 1.1. La valorisation énergétique des déchets dans les installations de traitement thermique des déchets

### 1.1.1. De la combustion des déchets à la production d'énergie

La directive européenne cadre déchets du 19 novembre 2008<sup>1</sup>, transposée en droit français suite à la loi grenelle 2<sup>2</sup>, définit les étapes de la gestion des déchets en les hiérarchisant ainsi :

1. Prévention, 2. Réutilisation, 3. Recyclage, 4. Valorisation, 5. Elimination

Le traitement thermique des ordures ménagères (OM) par incinération arrive en avant dernière position de cette hiérarchie lorsqu'il existe une valorisation énergétique au sein de l'usine, et que cette valorisation dépasse le seuil défini pour la performance énergétique. Sinon, ce mode de traitement est considéré comme de l'élimination, qui arrive en dernière position dans les étapes de gestion des déchets. Le traitement par incinération s'adresse donc aux gisements dits résiduels, c'est-à-dire aux déchets restant après les collectes séparées.

Le traitement par incinération vise la minéralisation par la combustion des déchets. Il est possible de récupérer la chaleur dégagée par la combustion au niveau de la chaudière sous forme de vapeur qui peut être utilisée pour :

- alimenter un réseau de chauffage urbain pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire de logements ou alimenter directement des établissements publics (hôpitaux, piscines, etc.) ou des industriels avoisinants ;
- faire tourner un turboalternateur et produire ainsi de l'électricité.

Une production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération) peut également être mise en œuvre pour profiter au mieux du potentiel énergétique des déchets, surtout lorsque les besoins en chaleur pouvant exister à proximité sont plus faibles que l'énergie disponible de combustion des déchets, ou intermittents (besoins saisonniers).

Le type de valorisation énergétique mis en œuvre dépend de la taille de l'installation et de son contexte d'implantation : existence ou non à proximité, d'un utilisateur de chaleur plus ou moins important, pour absorber la chaleur délivrée par l'usine tout au long de l'année.

A titre d'exemple<sup>3</sup> :

- les déchets de 7 familles assurent le chauffage et l'eau chaude sanitaire d'une famille ;
- les déchets de 10 familles assurent l'électricité (hors chauffage et eau chaude sanitaire) d'une famille.

### 1.1.2. Une énergie de substitution en partie d'origine renouvelable

L'énergie valorisée sous forme de chaleur et/ou d'électricité vient se substituer à l'énergie qui aurait été produite par des filières classiques utilisant des combustibles fossiles ou nucléaires. Cette substitution permet d'économiser et de préserver les réserves énergétiques et de limiter les émissions de gaz à effet de serre.

---

<sup>1</sup> Directive 2008/98/CE relative aux déchets et abrogeant certaines directives.

<sup>2</sup> Ordonnance n°2010-1579 du 17 décembre 2010 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine des déchets. Faisant suite à la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

<sup>3</sup> Source : « L'incinération des déchets ménagers et assimilés », ADEME, décembre 2012

D'après la directive européenne du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables<sup>1</sup>, seule la fraction « biodégradable » des déchets est définie comme biomasse et donc comme « renouvelable ». Il est retenu par les différents organismes statistiques (Eurostat, Agence internationale de l'énergie, DGEC), que la moitié de l'énergie issue de l'incinération des ordures ménagères et assimilées est issue de la fraction biodégradable, donc renouvelable.

Si une moitié de l'énergie valorisée est considérée comme renouvelable, c'est bien la totalité de cette énergie qui vient en substitution à des filières classiques de production d'énergie. L'énergie ainsi produite est alors nommée énergie renouvelable et de récupération (EnR&R), comme précisé par l'article R712-1 du code de l'énergie.

### 1.1.3. Des performances en hausse

Le cadre réglementaire actuel concernant les déchets entraîne une généralisation des opérations de gestion des déchets en amont de la valorisation énergétique. Il y a aujourd'hui un développement important des actions de prévention, de réemploi et de collectes séparées. Ces pratiques ont permis une nette amélioration du pouvoir calorifique des ordures ménagères résiduelles<sup>2</sup>. En effet, la fraction biodégradable des ordures ménagères résiduelles (OMR) a tendance à tirer le pouvoir calorifique inférieur (PCI) vers le bas du fait de son humidité (environ 80 % d'humidité). Ainsi, le PCI moyen des ordures ménagères résiduelles est passé d'environ 2 100 kWh/tonne en 1993 à près de 2 600 kWh/tonne en 2007<sup>3</sup>. Bien sur, cette valeur est totalement dépendante de la composition des déchets incinérés et peut donc sensiblement varier d'une unité à l'autre.

Les opérations d'incinération sans valorisation énergétique ont connu une forte diminution ces dernières années. En 2000, seules 44 % des unités de traitement thermique des ordures ménagères valorisaient l'énergie contre 90 % en 2012<sup>4</sup>. A l'heure actuelle, seulement 2 % du tonnage des déchets incinérés en France le sont dans des unités n'effectuant aucune valorisation énergétique.

Tableau 1: Répartition des unités françaises de traitement thermique des ordures ménagères selon le mode de valorisation énergétique en 2012<sup>5</sup>

	Valorisation électrique	Valorisation thermique	Cogénération
Nombre d'installations	31	23	59
Tonnages incinérés	22 %	9 %	68 %

Entre 2010<sup>6</sup> et 2012, le nombre d'unités faisant de la cogénération est passé de 42 à 59. Ce sont principalement les unités qui n'effectuaient que de la valorisation électrique qui ont développé leur installation pour se tourner vers la cogénération. Le tonnage de déchets incinérés avec valorisation thermique uniquement est resté quasiment identique entre 2010 et 2012.

<sup>1</sup> Directive n°2009/28/CE modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

<sup>2</sup> Bien que le tri des plastiques notamment engendre une tendance à la baisse du PCI des ordures résiduelles. L'extension des consignes de tri à tous les plastiques qui doit se généraliser dans les années à venir va fortement influencer le PCI des déchets ménagers résiduels.

<sup>3</sup> Source : « Campagne nationale de caractérisation des ordures ménagères, résultats année 2007 », ADEME, juin 2009

<sup>4</sup> A noter que suite à l'arrêt incinération de 2002, le nombre d'incinérateurs en France est passé de 300 à 126 en 2012. Cette transformation du parc français a entraîné la fermeture de petites unités qui ne valorisaient pas énergétiquement les déchets incinérés.

<sup>5</sup> Source : « Enquête ITOM 2012 », ADEME, mars 2015

<sup>6</sup> Source : « ITOM : les installations de traitement des ordures ménagères en France. Résultats 2010 », ADEME, octobre 2012.

Tableau 2 : Répartition de la production d'énergie des unités françaises de traitement thermique des ordures ménagères en 2012

	Valorisation électrique	Valorisation thermique
Production (GWh/an)	4 214	8 494
Tonnages incinérés	90 %	77 %

En 2010, le tonnage de déchets incinérés avec valorisation thermique était de 66 % du tonnage total, contre 77 % en 2012. La valorisation thermique via la cogénération s'est donc beaucoup développée dans les unités de traitement thermique des OM.

### **Éléments de comparaison :**

La production électrique annuelle des unités de traitement thermique des OM françaises correspond à la production électrique d'environ 800 éoliennes de 2 MW. A titre de comparaison, le parc éolien français compte aujourd'hui l'équivalent d'environ 5 000 éoliennes de 2 MW<sup>1</sup>. En 2013, la chaleur produite par les unités de traitement thermique des déchets ménagers comptait pour 25 % du bouquet énergétique des réseaux de chaleur français (7 400 GWh), c'est-à-dire plus de la moitié de la part d'EnR&R<sup>2</sup>.

A noter que la valorisation du biogaz capté dans les installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND) ne représente que 953 GWh électrique et 294 GWh thermique en 2012, pour un volume de déchets nettement plus important que l'incinération (19,5 Mt contre 14,5 Mt)<sup>3</sup>.

## **1.2. Tendances**

### **1.2.1. Vers une évolution des caractéristiques des tonnages incinérés**

La loi relative à la Transition énergétique pour la croissance verte (TECV) du 17 août 2015<sup>4</sup> fixe comme objectif de dépasser le modèle de « produire, consommer, jeter » en faisant la promotion de l'économie circulaire. La politique déchets est un pilier essentiel pour relever ce défi et celle-ci est confortée par le plan de réduction et de valorisation des déchets 2014 – 2020. Ce plan, lancé en 2014, s'inscrivait parfaitement dans le projet de la loi TECV. Se déclinant autour de 4 axes majeurs, il fixe des objectifs de réduction des quantités de déchets produits (-10 % de DMA par habitant par rapport à 2010) mais également d'augmentation de la valorisation matière des déchets non dangereux (60 % en 2025 voire même 65 % dans la loi TECV, contre 56 % en 2012). Ces objectifs suivent bien évidemment la logique de la hiérarchie des modes de traitement des déchets présentée au paragraphe 1.1.1. L'objectif principal est notamment la diminution par deux du stockage. Hormis les installations de stockage, celles les plus directement touchées sont les unités de traitement thermique des déchets n'effectuant pas de récupération d'énergie. En effet, le plan fixe une division par deux des quantités de déchets incinérés sans valorisation énergétique. Cette tendance à la baisse des quantités de déchets incinérés s'était déjà traduite par le décret du 11 juillet 2011 relatif à la prévention et à la gestion des déchets<sup>5</sup>. Ce décret réformait la planification territoriale des

<sup>1</sup> Source : « Tableau de bord : éolien, quatrième trimestre 2015 », Commissariat Général au Développement Durable, février 2016

<sup>2</sup> Mix énergétique des réseaux de chaleur en 2013 : 40 % d'EnR&R dont 25 % UVE, 10 % biomasse, 3 % géothermie, 1 % chaleur industrielle, 1 % cogénération. Source : Publication AMORCE RCE 25 « Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur », rapport 2015 – données 2014.

<sup>3</sup> Source : « Enquête ITOM 2012 », ADEME

<sup>4</sup> Loi n°2015-992

<sup>5</sup> Décret n°2011-828

déchets en limitant les quantités de déchets qui peuvent être incinérés ou stockés. Ce décret fixait la limite de capacité des installations d'incinération à 60 % des déchets non dangereux produits dans le département.

Aujourd'hui, la tendance constatée est une diminution forte des tonnages de déchets stockés au profit de la valorisation matière (tri/recyclage, compostage). Pour l'instant, la proportion des tonnages de déchets incinérés est relativement stable, que ce soit avec ou sans récupération d'énergie, comme il est possible de le constater dans la Figure 1<sup>1</sup> ci-dessous. En valeur absolue, le tonnage de déchets incinérés a légèrement augmenté entre 2008 et 2012 (de 13,5 à 14,5 Mt), ce qui s'explique par une augmentation générale des tonnages de déchets traités. Ces observations sont cohérentes avec les tendances au niveau européen.

Un projet de valorisation énergétique, pour alimenter un réseau de chaleur par exemple, doit comprendre une étude spécifique sur l'évolution attendue de la quantité de déchets incinérés, de manière à s'assurer de la pérennité du projet.

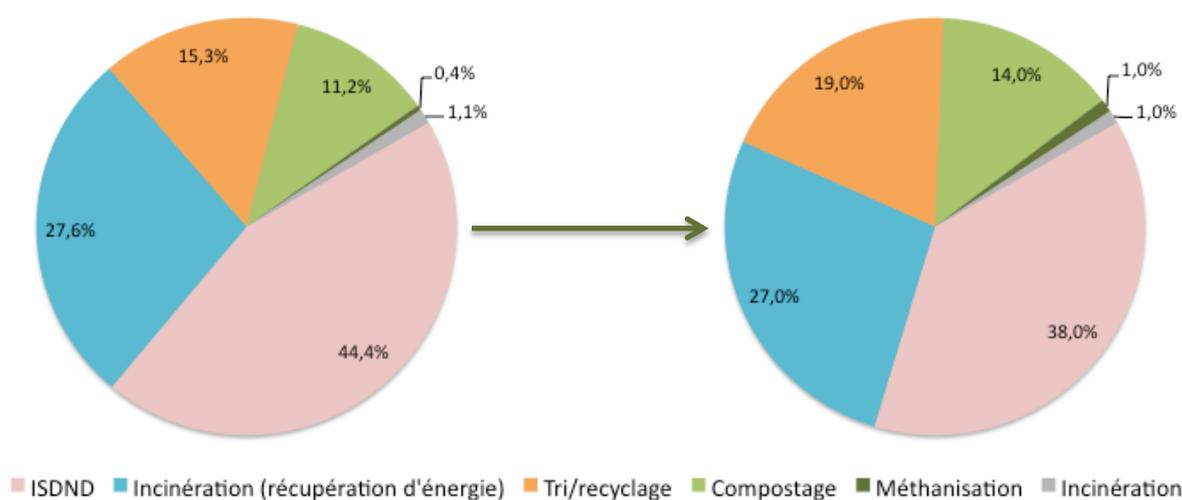


Figure 1 : Répartition des tonnages entrant dans les ITOM par mode de traitement en 2008 (à gauche) et en 2012 (à droite)

### 1.2.2. L'évolution des pratiques pour la production et la vente d'énergie

Le traitement thermique des déchets est considéré au niveau européen comme une opération de valorisation énergétique, selon la directive cadre déchets, si le seuil minimum de performance énergétique est atteint. Ce seuil de performance est défini par le critère R1 (Recovery One)<sup>2</sup>, corrigé d'un facteur climatique défini par un arrêté en cours de consultation en France. L'application de ce seuil de performance avec facteur de correction climatique devrait être effective en France en 2017 après la transposition de la directive européenne en droit français via un arrêté modifiant celui du 20 septembre 2002<sup>3</sup> relatif aux installations d'incinération.

En attendant l'application du critère R1 avec facteur de correction climatique, la France a créé une réfaction de TGAP<sup>4</sup> pour les usines respectant un critère de performance énergétique (Pe)<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Source : « Enquête ITOM 2012 », ADEME

<sup>2</sup> R1 = calcul de la performance énergétique afin d'évaluer la quantité d'énergie (chaleur ou électrique) produite utilement par l'unité de traitement thermique, par rapport à l'énergie thermique générée par la combustion des déchets.

<sup>3</sup> Arrêté relatif aux installations d'incinération et de co-incinération de déchets non dangereux et aux installations incinérant des déchets d'activités de soins à risques infectieux, définissant notamment la formule de calcul pour la performance énergétique d'une unité de traitement thermique des déchets et le seuil à atteindre pour être qualifié de R1.

<sup>4</sup> TGAP = taxe générale sur les activités polluantes

calculée avec une formule française. Ce dégrèvement de TGAP incite à optimiser la production énergétique des installations de traitement thermique des ordures ménagères. En effet, une TGAP moins importante, associée aux recettes de la vente d'énergie, permet de maîtriser les coûts de traitement et ainsi de rester compétitif par rapport au stockage notamment.

Jusqu'ici, l'électricité produite par les installations de traitement thermique des ordures ménagères est vendue dans le cadre du système de l'obligation d'achat. Ce système impose aux fournisseurs historiques d'électricité (EDF et entreprises locales de distribution) l'achat d'électricité renouvelable à un tarif fixe, sur la base de modalités fixées par arrêtés, sur une période de 15 ans. Ces contrats sont très sécurisants pour les producteurs puisqu'ils leur assurent de vendre l'intégralité de leur production tout en bénéficiant de revenus prévisibles, à l'abri des aléas du marché de l'électricité. Au terme d'un contrat d'achat à tarif fixé par arrêté il était possible de bénéficier d'un nouveau contrat grâce à l'arrêté rénovation du 14 décembre 2006<sup>2</sup>, en réalisant un nouvel investissement sur des postes liés à la production d'énergie d'au moins 720 €/kW de puissance électrique installée : on parlait ainsi de contrat de rénovation. Si le contrat d'achat n'était pas renouvelé alors les producteurs pouvaient vendre leur électricité directement sur le marché libre, décider d'arrêter leur production ou l'utiliser en autoconsommation.

La parution d'un nouvel arrêté relatif aux installations de traitement thermique des déchets attendue pour 2016 et faisant suite aux décrets des 27 et 28 mai 2016<sup>3</sup>, va remplacer le système de l'obligation d'achat existant par un système de vente sur le marché complété par une prime appelée « complément de rémunération ». Cet arrêté en préparation remplacera l'arrêté du 2 octobre 2001<sup>4</sup> fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par ces installations et également l'arrêté rénovation. Le nouvel arrêté mettra donc fin à cette possibilité de rénovation (sauf changement complet de la chaudière<sup>5</sup>) et les installations de traitement thermique des déchets en fin de contrat devront vendre leur électricité sur le marché libre.

La structure du système de vente sur le marché plus prime a été pensée afin d'assurer une meilleure intégration des EnR au marché tout en limitant les aléas liés, notamment, aux conditions de financement. En plus de la valorisation de l'électricité sur le marché, les producteurs percevront une prime de complément de rémunération calculée à partir d'un tarif de référence pour la filière concernée ( $T_e$ , proche du tarif d'achat actuel) et d'un prix de marché de référence sur une période donnée ( $M_0$ ). La prime de complément de rémunération doit permettre de compléter la vente sur le marché afin d'atteindre un revenu égal au prix de marché de référence (Figure 2). Au complément de rémunération, vient s'ajouter une prime de gestion qui est fixée par filière pour la durée du contrat. Le tarif  $T_e$  sera fixé par l'arrêté relatif aux installations de traitement thermique des déchets et devrait être, selon le projet en discussion, de 58 €/MWh. La prime de gestion quant à elle devrait être de 2 €/MWh pour cette filière, pour toute la durée de vie du contrat de complément de rémunération.

---

<sup>1</sup> Critère défini par l'arrêté du 18/03/09 fixant la performance énergétique de niveau élevé telle que reprise à l'article 266 nonies du code des douanes.

<sup>2</sup> Arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée telles que visées à l'article 3 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000.

<sup>3</sup> Les décrets n°2016-682 et n°2016-691 des 27 et 28 mai 2016 relatifs à l'obligation d'achat et au complément de rémunération précisent les premiers éléments du nouveau mécanisme de soutien aux énergies renouvelables. Les arrêtés par filière sont attendus prochainement.

<sup>4</sup> Arrêté abrogé (avec l'arrêté rénovation) par le décret n°2016-691 du 28 mai 2016.

<sup>5</sup> Selon le projet de ce nouvel arrêté, pour pouvoir bénéficier d'un complément de rémunération, il faudra que la chaudière n'ait jamais « produit de l'énergie utilisée par une installation pour une production d'électricité dans le cadre d'un contrat d'achat ou d'un complément de rémunération »

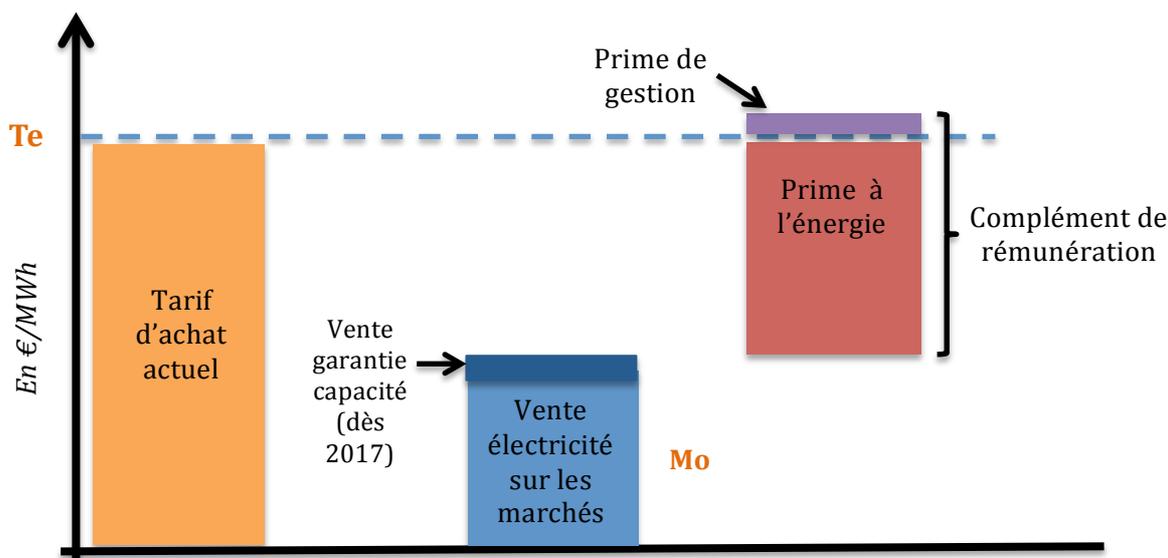


Figure 2 : Schéma de principe du complément de rémunération

Pour le moment, il n'existe encore aucun contrat de vente sur le marché avec complément de rémunération puisque l'arrêté n'est pas encore paru. Cependant, il existe de plus en plus d'installations de traitement thermique des déchets qui sont arrivées à terme du contrat d'obligation d'achat et qui vendent désormais leur électricité sur le marché libre. Ces unités n'auront pas la possibilité de revenir à un contrat de complément de rémunération, sauf en cas de changement complet de chaudière(s).

### 1.2.3. Un nouveau mix énergétique pour les réseaux de chaleur

Le Grenelle de l'environnement a accentué une nouvelle dynamique autour des réseaux de chaleur via :

- la création du Fonds Chaleur Renouvelable pour soutenir l'investissement des réseaux (création et extension) à condition que le mix énergétique du réseau de chaleur soit à minima de 50 % en EnR&R ou que la collectivité soit engagée dans une démarche de « schéma directeur » amenant son mix énergétique à un tel niveau d'EnR&R à moyen terme ;
- le Fonds chaleur finance également des études d'aide à la décision pour les EnR&R et les réseaux de chaleur ;
- la simplification de la procédure de classement pour faciliter la densification des réseaux alimentés à plus de 50 % en EnR&R<sup>1</sup> ;
- la création d'un taux de TVA réduit à 5,5 % pour la vente de chaleur dont le mix énergétique est supérieur à 50 % en EnR&R ;
- une prise en compte adaptée dans la réglementation thermique de 2012<sup>2</sup> ;

La loi TECV a, elle, fixé l'objectif de multiplier par 5 la quantité d'énergie renouvelable ou de récupération distribuée par les réseaux de chaleur ou de froid d'ici à 2030.

Il est donc dans l'intérêt du maître d'ouvrage du réseau de chaleur d'utiliser au maximum les sources d'énergie renouvelables et de récupération locales, dont la chaleur fatale des usines de traitement thermique des déchets fait partie. De plus, l'ouverture en 2016 d'une nouvelle rubrique « récupération de la chaleur fatale » pour le Fonds Chaleur incite les unités de

<sup>1</sup> Procédure de classement : obligation de raccordement au réseau des nouveaux bâtiments et bâtiments faisant l'objet d'une réhabilitation dans le périmètre de développement prioritaire du réseau défini par la collectivité autorité concédante.

<sup>2</sup> La réglementation thermique 2012 introduit un mécanisme de valorisation des réseaux de chaleur émettant peu de CO<sub>2</sub> (majoration de la limite maximale de consommation en énergie primaire).

traitement thermique des déchets à réaliser des investissements afin de valoriser leur production de chaleur au sein d'un réseau de chaleur.

Le mix énergétique des réseaux de chaleur est donc amené à évoluer vers l'utilisation d'une plus grande part d'EnR&R. L'étude AMORCE sur le prix de vente de la chaleur en 2014 (réf. RCE 25) montre les points suivants :

- en 2014, les EnR&R représentent 49 % du bouquet énergétique des réseaux de chaleur français, contre 40 % en 2013<sup>1</sup> ;
- un réseau alimenté à plus de 50 % en EnR&R présente un prix de vente HT de la chaleur aux abonnés inférieur à la moyenne ;
- un réseau alimenté en majorité en chaleur fatale présente un prix de vente inférieur à la moyenne et voit ce prix augmenter plus faiblement que pour les autres énergies.

---

<sup>1</sup> La forte hausse du taux d'EnR&R entre 2013 et 2014 s'explique surtout par la faible rigueur climatique de 2014 qui a mécaniquement fait diminuer la part des énergies fossiles utilisées lors des périodes les plus froides. La tendance devrait être identique pour 2015.

## **2. Présentation de l'enquête**

---

### **2.1. Objectifs**

Cette enquête actualise et complète les résultats de l'enquête AMORCE DT40 « Performances et recettes des unités de valorisation énergétique des ordures ménagères (UVE) ».

Elle a pour but d'établir un bilan des performances et des recettes des installations de traitement thermique des ordures ménagères. Les aspects techniques et économiques de la vente d'énergie sont abordés, notamment la vente de chaleur aux réseaux de chaleur et la vente d'électricité sur le marché libre, qui sont des thématiques à fort enjeux et qui sont amenées à se développer.

Les différentes analyses proposées ci-après mettent en évidence certaines tendances et apportent un baromètre permettant à chaque maître d'ouvrage de mesurer la performance de sa valorisation énergétique par comparaison avec le panel enquêté.

### **2.2. Méthode**

Un questionnaire a été envoyé en juin 2016 à l'ensemble des collectivités maîtres d'ouvrage d'installations de traitement thermique des ordures ménagères en France ainsi qu'aux installations privées. Ce questionnaire vise à connaître les aspects contractuels et les recettes liés à la vente de la chaleur et de l'électricité produites par les usines de traitement thermique des déchets ménagers ainsi que les coûts d'exploitation des unités en fonctionnement et les coûts d'investissement dans les cas de création, modernisation ou extension de site. Les enjeux liés à la TGAP et les perspectives de l'usine y sont aussi abordés. L'enquête concerne les données de l'année 2015.

### **2.3. Représentativité de l'échantillon**

L'enquête a été envoyée à 114 collectivités (ou privés) identifiées comme maîtres d'ouvrage d'une installation de traitement thermique des déchets ménagers, représentant 122 unités. 72 questionnaires, dont 62 complétés dans leur intégralité, ont été reçus et exploités dans la suite de l'étude. L'ensemble des questions n'étant pas obligatoire ou ne concernant pas toutes les unités, une taille d'échantillon différente a été utilisée pour l'exploitation de certaines données et les conclusions tirées doivent être nuancées en conséquence. La taille de l'échantillon utilisé pour construire chaque graphe est précisée en légende.

Ces 72 usines représentent un tonnage incinéré de 8,3 millions de tonnes (sur 14,5 millions de tonnes incinérées en 2012<sup>1</sup> en France). La plus petite unité a traité 8 628 tonnes et la plus grosse 688 420 tonnes. Parmi les 72 réponses, 37 installations sont des délégations de service public, 30 sont en marché de prestation de service, 4 sont gérées en régie et une est une installation privée.

Les résultats de chaque unité sont représentés de manière anonyme dans les graphes. Les collectivités ayant répondu à l'enquête peuvent repérer leur situation particulière dans les graphiques en se reportant au numéro qui leur a été communiqué par mail et au fichier personnalisé qui leur a été envoyé.

---

<sup>1</sup> Source : Enquête ITOM 2012, ADEME

### 2.3.1. Modes de valorisation énergétique

La représentation de l'échantillon pour les différents modes de production énergétique (électrique, thermique, cogénération) est résumée dans le Tableau 3 et la Figure 3.

Tableau 3 : Représentativité de l'échantillon par rapport au mode de valorisation énergétique

	Valorisation électrique		Valorisation thermique		Cogénération	
	France	Echantillon de l'enquête	France	Echantillon de l'enquête	France	Echantillon de l'enquête
<b>Nombre d'installation</b>	31	19	23	14	59	37

Part du tonnage incinéré :

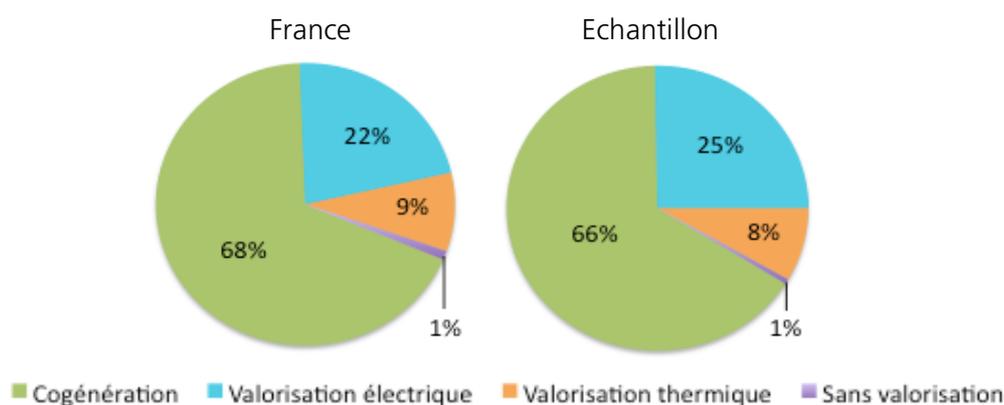


Figure 3 : Part du tonnage total incinéré correspondant à chaque mode de valorisation d'énergie

En nombre d'unités et en tonnage, la représentation est à peu près identique pour chaque mode de production. Les unités n'effectuant aucune production énergétique et ayant répondu à l'enquête sont au nombre de 2, contre 13 en France, et représentent environ 1 % des tonnages incinérés.

### 2.3.2. Quantité d'énergie produite

Les quantités d'énergie produite par les unités de l'échantillon en fonction du mode de production énergétique sont comparées aux valeurs des unités françaises dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Représentativité de l'échantillon par rapport à la quantité d'énergie produite

	Quantité d'électricité produite, issue des modes électrique et cogénération		Quantité de chaleur produite <sup>1</sup> , issue des modes chaleur et cogénération	
	France	Echantillon de l'enquête	France	Echantillon de l'enquête
<b>Production (GWh/an)</b>	4 214	2 193	8 494	7 077
<b>Tonnages incinérés<sup>2</sup></b>	90 %	91 %	77 %	74 %

L'échantillon représente 83 % de la production de chaleur française et 52 % de la production électrique. La production de chaleur est plus représentée dans notre échantillon du fait notamment de la présence des 3 unités parisiennes qui regroupent à elles seules 51 % de la production de chaleur de l'enquête (pour 8 % de la production d'électricité).

<sup>1</sup> La quantité de chaleur considérée ne prend pas en compte la chaleur autoconsommée du fait de la grande dispersion des réponses. Seule la chaleur vendue est prise en compte.

<sup>2</sup> « Tonnages incinérés » représente la part du tonnage total (à l'échelle de la France ou de l'échantillon) qui est valorisée sous forme électrique ou sous forme de chaleur.

### 3. Analyse des résultats

#### Remarque

Pour ne pas surcharger les graphiques, les numéros correspondant à chaque unité (que les participants ont reçu par mail) ne sont pas systématiquement reproduits. Chaque participant à l'enquête a reçu un fichier Excel ainsi qu'un code personnel qui lui permet de retrouver les données concernant son unité, et donc de se situer dans les principaux graphiques.

#### 3.1. Performances générales de l'échantillon

##### 3.1.1. Production énergétique et prix de vente de l'énergie

Le graphique ci-dessous (Figure 4) présente les niveaux de production énergétique, selon le mode de valorisation (tout chaleur, tout électrique ou cogénération). L'unité considérée est le MWh primaire<sup>1</sup> par tonne de déchets incinérés. La multiplication de la quantité d'électricité produite et autoconsommée par le coefficient d'énergie primaire<sup>2</sup> permet d'effectuer une comparaison entre la production de chaleur et d'électricité. Par exemple, 1 MWh d'électricité produite par une installation de traitement thermique des déchets permet de remplacer 1 MWh produit par le parc moyen français, qui nécessite 2,58 MWh d'énergie primaire. Ce coefficient tient compte des pertes qui existent dans les centrales de production. L'autoconsommation de chaleur n'a pas été prise en compte du fait de la disparité des réponses sur ce point, sûrement due à des différences dans les modes de comptage (l'autoconsommation en chaleur est souvent estimée et non mesurée) et les procédés utilisés. L'autoconsommation électrique est prise en compte et visible sur le graphique.

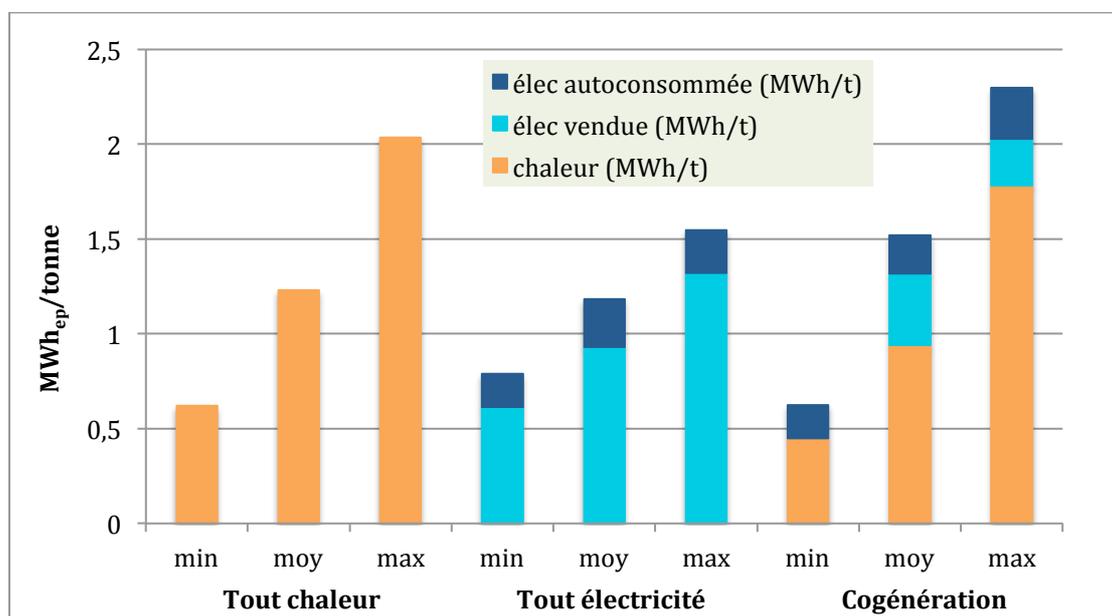


Figure 4 : Production d'énergie primaire en fonction du mode de valorisation (Taille de l'échantillon : 68 installations)

<sup>1</sup> L'énergie primaire est l'indicateur généralement retenu lorsque l'on souhaite analyser l'impact environnemental de la consommation ou de la production d'énergie. Il traduit en effet la quantité globale d'énergie prélevée de manière irréversible à la planète. Pour les approches économiques de l'énergie, du point de vue d'un producteur ou d'un acheteur, on utilise par contre généralement l'énergie finale, qui est la quantité d'énergie mesurée par un compteur.

<sup>2</sup> Le coefficient d'énergie primaire vaut 2,58 pour l'électricité : moyenne française utilisée dans la réglementation thermique.

La production énergétique moyenne des unités de l'échantillon est de 1,41 MWh<sub>ep</sub>/tonne<sup>1</sup> de déchets. L'usine la moins performante produit 0,62 MWh<sub>ep</sub>/tonne et la plus performante 2,30 MWh<sub>ep</sub>/tonne. Ces valeurs sont proches de celles observées lors de la précédente enquête en 2011<sup>2</sup>, il n'y a pas eu d'augmentation majeure de la production moyenne d'énergie par unité ces dernières années. Il est possible de noter la meilleure performance générale de la cogénération dont la moyenne de production de 1,52 MWh<sub>ep</sub>/tonne est supérieure à la moyenne globale. Pour la cogénération, plus les débouchés en chaleur sont importants, plus la production énergétique de l'installation est grande. Les usines ne produisant que de la chaleur ont également de bonnes performances, globalement plus élevées que celles des usines en valorisation tout électrique.

Il est intéressant de mettre en parallèle le niveau de production énergétique et les recettes issues de la vente de l'énergie électrique et thermique produite. Le graphique suivant (Figure 5) permet de classer les unités en fonction du niveau de production d'énergie par tonne de déchets incinérés (échelle de gauche). Comme précédemment, seule la chaleur vendue est prise en compte. Pour l'électricité, la part autoconsommée et la part vendue sont différenciées. Les losanges violets représentent les recettes de la vente d'énergie, rapportées à la tonne de déchets incinérés (échelle de droite).

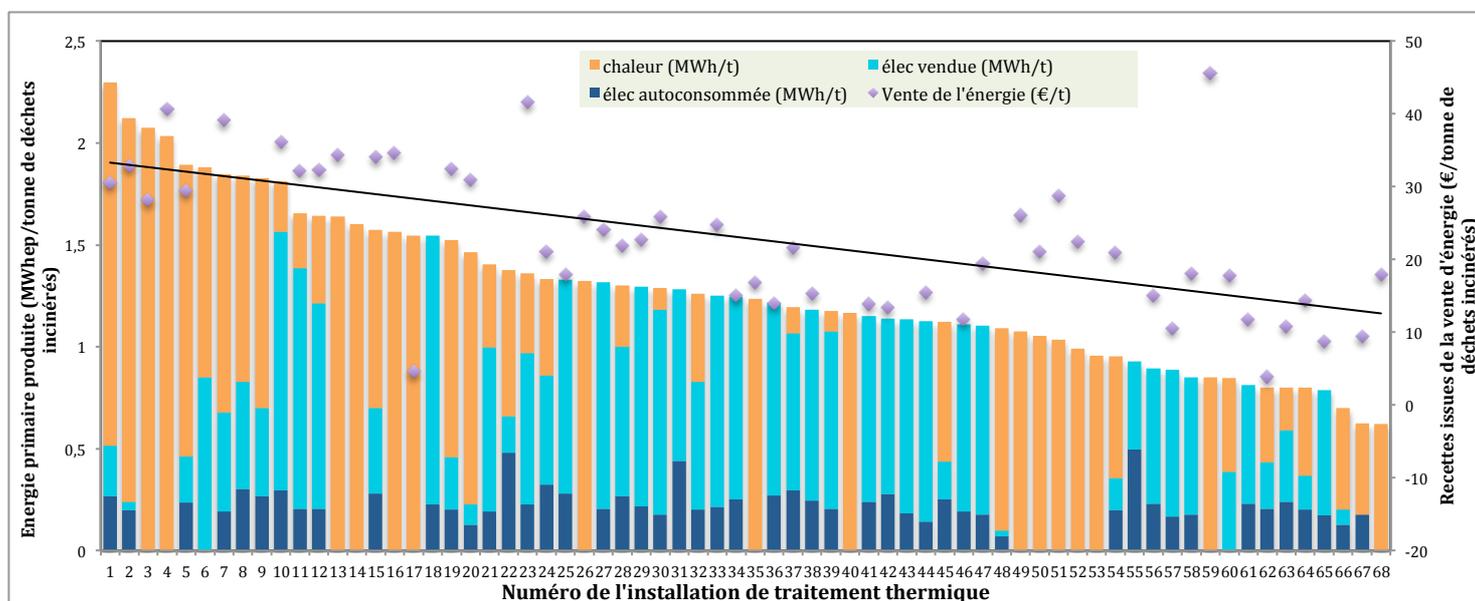


Figure 5 : Recettes issues de la vente d'énergie et production d'énergie en fonction du tonnage de déchets incinérés (Taille de l'échantillon : 68 installations pour la production d'énergie, 51 pour les recettes)

Il ressort de la Figure 5 que les installations effectuant la plus grande production d'énergie par tonne sont en grande partie celles produisant majoritairement de la chaleur. Les unités produisant uniquement ou en majorité de l'électricité ont des niveaux de production proches de la moyenne. En ce qui concerne les recettes issues de la vente d'énergie, il est possible de noter une légère tendance selon laquelle les recettes par tonne traitée diminuent avec la quantité d'énergie produite par tonne. Cependant, cette tendance est à nuancer car il existe une grande disparité dans les réponses du fait du grand nombre de facteurs influençant le prix de vente du MWh (voir le reste de l'enquête). Dans l'échantillon considéré, les recettes générées par la vente d'énergie varient entre 4 et 45 euros par tonne de déchets incinérés.

<sup>1</sup> Moyenne pondérée au tonnage incinéré par les installations.

<sup>2</sup> Production énergétique moyenne en 2011 : 1,35 MWh/tonne

Ces recettes ont un impact direct sur le coût final de l'incinération et donc sur le prix du traitement<sup>1</sup> (cf. partie 3.4.1).

Le graphique ci-dessous (Figure 6) apporte un zoom sur les recettes issues de la vente d'énergie (en € par tonne de déchets incinérés) des unités en cogénération. Cette approche permet de comparer les proportions de recettes issues de la vente de chaleur et d'électricité. Pour les unités en cogénération, la vente de chaleur est dépendante des besoins des industriels ou réseaux de chaleur auxquels elles sont raccordées. La vente d'électricité s'adapte ensuite aux ventes de chaleur réalisées. Il n'y a pas de tendance qui se dégage sur la stratégie adoptée par les unités en cogénération. Certaines unités pour lesquelles les débouchés en chaleur sont importants ne produisent pas, ou que très peu, d'électricité (usines 20, 2 et 67), et cette production est parfois entièrement autoconsommée. Inversement, quelques unités n'ont pas, ou que très peu, de recettes issues de la vente de chaleur. Ces faibles recettes s'expliquent soit par un manque de débouchés (étude de raccordement à un réseau de chaleur en cours), soit par un prix de vente très faible au regard du prix de vente de l'électricité (usine 62).

A noter que le caractère saisonnier des ventes d'énergie n'est ici pas pris en compte, les prix de vente étant des moyennes annuelles. En hiver, la demande en chaleur est plus forte mais les tarifs d'achat de l'électricité sont également plus élevés. Ces paramètres peuvent influencer les choix stratégiques de vente d'énergie.

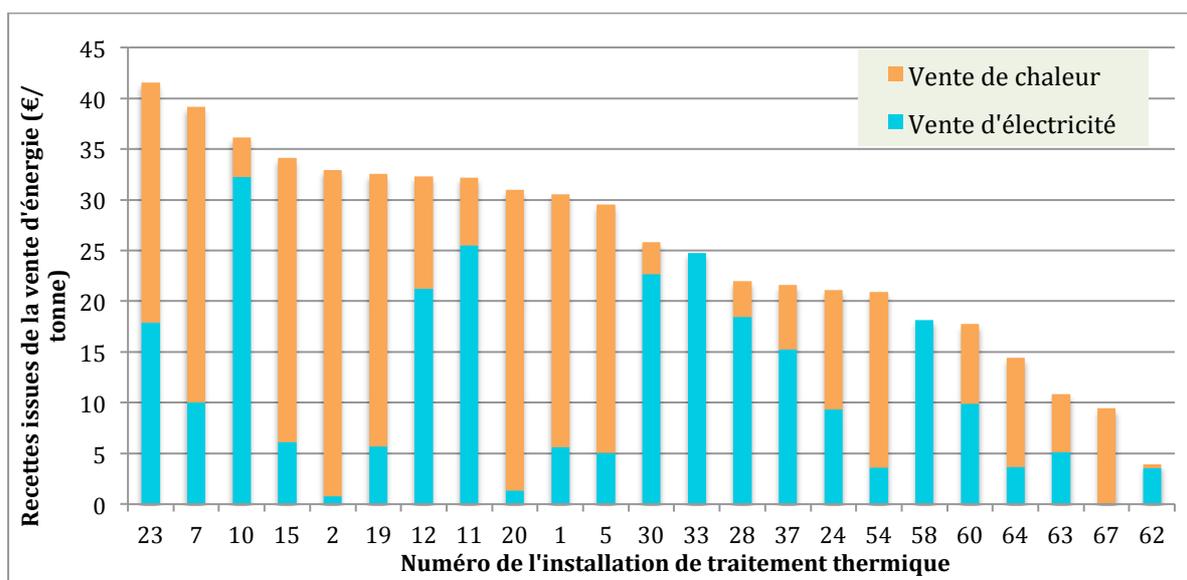


Figure 6 : Répartition des recettes issues de la vente d'énergie pour les unités en cogénération (Taille de l'échantillon : 23 installations)

### 3.1.2. Performance énergétique des usines enquêtées

Le graphique ci-dessous (Figure 7) représente la performance énergétique des installations de traitement des ordures ménagères en fonction du tonnage de déchets incinérés. La performance énergétique indiquée correspond à celle utilisée pour le calcul des douanes dans le cadre du dégrèvement de TGAP. Une unité de traitement des déchets par incinération peut être qualifiée d'unité de valorisation énergétique si son seuil de performance énergétique est

<sup>1</sup> Prix facturé aux clients de l'usine de traitement thermique des ordures ménagères.

supérieur à 0,60<sup>1</sup> (> 0,65 pour les unités autorisées après le 31 décembre 2008 ou ayant augmenté leur capacité de traitement après cette date). Si ce seuil est atteint, l'usine peut bénéficier d'un dégrèvement de TGAP.

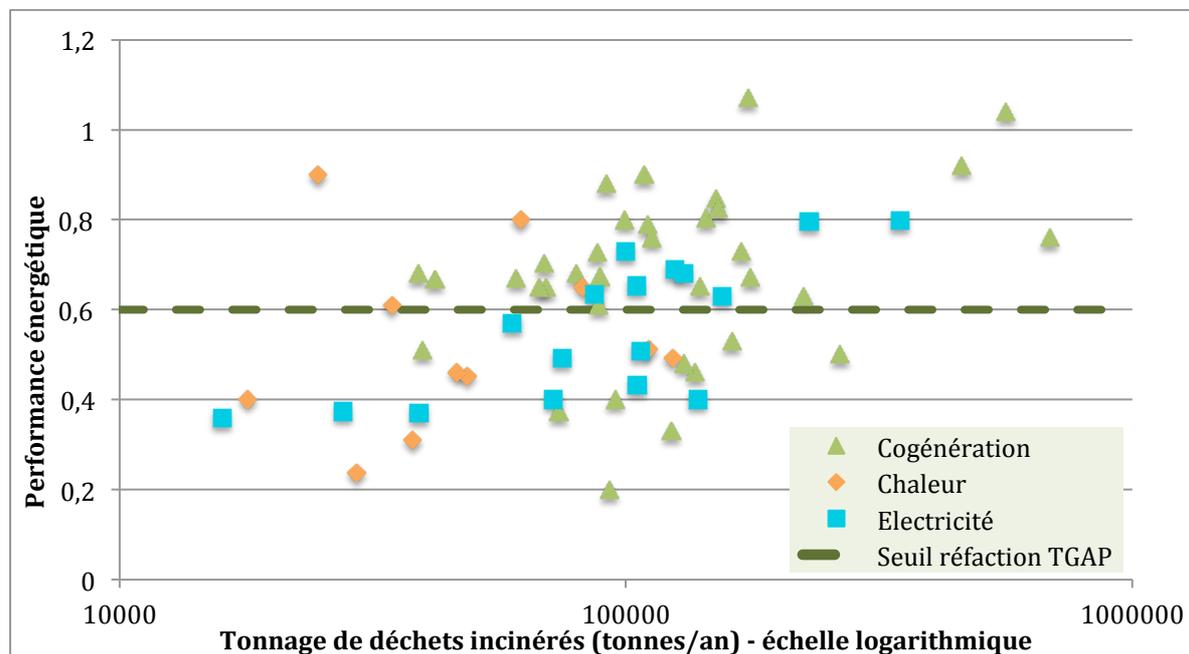


Figure 7 : Performance énergétique en fonction du tonnage de déchets incinérés (Taille de l'échantillon : 64 installations)

Parmi les 64 usines ayant répondu à la question concernant la performance énergétique, 38 sont au dessus du seuil de performance permettant d'obtenir le dégrèvement de TGAP. Ce sont en grande majorité des installations en cogénération, ce qui conforte le constat précédent : les usines les plus performantes sont logiquement celles effectuant de la cogénération. L'intérêt de la cogénération repose en partie sur la possibilité d'ajuster la production thermique et électrique en fonction des besoins. La variabilité de la demande de chaleur en fonction des saisons entraîne souvent une surproduction de chaleur non valorisée l'été. Dans ce cas, la cogénération permet de valoriser ce surplus en électricité et donc d'augmenter la performance énergétique de l'installation. Il n'y a pas de réelle corrélation entre le niveau de performance énergétique et le tonnage de déchets incinéré. Il apparaît simplement une légère tendance à l'augmentation de la performance énergétique lorsque le tonnage de déchets traités augmente.

### 3.2. Conditions de vente de l'électricité

Bien que les unités vendant leur électricité via le système de l'obligation d'achat soient encore majoritaires, un nombre de plus en plus important d'unités a commencé à vendre l'électricité sur le marché libre. Dans le contexte actuel de prix de gros de l'électricité faibles, ce passage à la vente sur le marché implique une baisse significative des revenus, comme démontré par l'enquête (cf. ci-dessous).

<sup>1</sup> Chapitre X, Article 33-2 de l'arrêté du 20 septembre 2002 (modifié par l'arrêté du 3 août 2010) relatif aux installations d'incinération et de co-incinération de déchets non dangereux et aux installations incinérant des déchets d'activités de soins à risques infectieux.

Parmi les réponses reçues, 54 unités vendent une partie de leur production d'électricité (sur les 56 en produisant) dont 37 vendent via l'obligation d'achat et 17 vendent sur le marché libre. Un tiers des unités est donc passé à la vente de l'électricité sur le marché libre.

### 3.2.1. Volumes vendus et recettes

Le graphique de la Figure 8 représente le prix de vente de l'électricité en € HT/MWh en fonction du mode de production (tout électrique ou cogénération) et du type de contrat de vente (obligation d'achat ou marché libre). En abscisse, le nombre d'heures de fonctionnement correspond au rapport du volume d'énergie électrique produite (en MWh) sur la puissance du groupe turboalternateur (GTA en MW) : cet indicateur représente la durée – théorique – de fonctionnement à la puissance nominale correspondant à la production annuelle. La majorité des installations fait fonctionner le GTA en production entre 4 000 et 7 000 heures par an<sup>1</sup>. Cependant, les unités effectuant de la cogénération présentent une plus grande dispersion au niveau du nombre d'heures de fonctionnement du GTA. Ceci peut s'expliquer par les périodes hivernales où une plus faible production électrique est obtenue afin de répondre à la forte demande en chaleur. En effet, selon les besoins en chaleur des réseaux alimentés, les unités de traitement thermique peuvent ne plus avoir suffisamment de vapeur disponible pour faire fonctionner la turbine, ce qui peut expliquer de faibles niveaux de fonctionnement annuel. En fonction des modalités de vente de chaleur et selon le cadre de vente d'électricité (obligation d'achat ou marché libre), il peut être plus intéressant de privilégier l'un ou l'autre mode de production (chaleur ou électricité) afin d'obtenir les recettes les plus élevées.

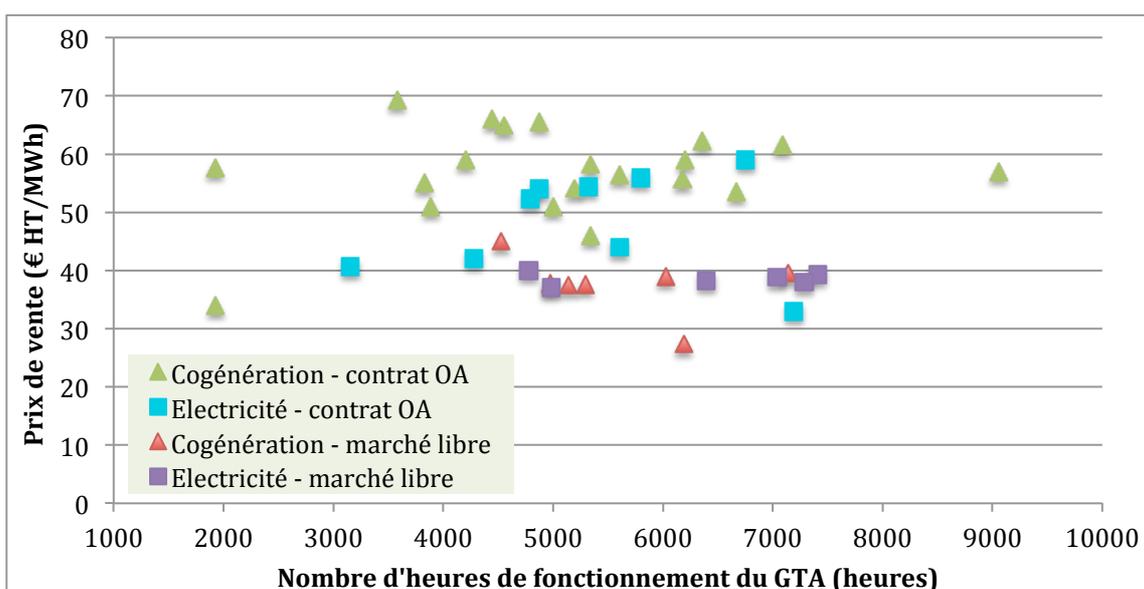


Figure 8 : Prix de vente de l'électricité en fonction du nombre d'heures de fonctionnement du GTA (Taille de l'échantillon : 42 installations)

Le prix de vente moyen de l'électricité pour l'échantillon considéré est de 49 € HT/MWh, avec un minimum de 27 € HT et un maximum de 69 € HT. Le graphique met en avant la nette différence entre le prix de vente par obligation d'achat et celui sur le marché libre. Le second est bien inférieur au premier.

Le prix de vente moyen pour la vente d'électricité sur marché libre est de 38 € HT/MWh alors que celui pour la vente avec obligation d'achat est de 54 € HT/MWh. Les prix de l'électricité

<sup>1</sup> A noter que le GTA qui présente un temps de fonctionnement en production de 9 000 h sur le graphique (supérieur à 8 760 h, nombre d'heures dans une année) peut s'expliquer par une puissance de fonctionnement supérieure à la puissance nominale.

sur le marché libre (bourses de l'électricité) sont très en deçà de ceux calculés selon l'arrêté du 2 octobre 2001<sup>1</sup>.

- Logiquement, il n'existe pas de grande variation pour les prix de vente de l'électricité sur le marché, ceux-ci étant tous fixés selon la même base (cf. partie 3.2.2).
- En ce qui concerne la vente avec obligation d'achat, les prix montrent une importante variation (entre 33 et 69 € HT/MWh). Ces écarts sont dus à la fois aux primes de production hivernale, aux primes à l'efficacité énergétique et au niveau de tension de raccordement (influence le tarif de base et donc, la prime fixe).

Le prix de vente de l'électricité produite par les installations de traitement thermique des ordures ménagères est proche (voire inférieur en période hivernale) au prix auquel l'usine achète l'électricité auprès de son fournisseur (de l'ordre de 37 à 50 €/MWh, mais pouvant être sensiblement plus élevé en période hivernale)<sup>2</sup>. Il est donc plus intéressant pour ces installations de consommer elles-mêmes une part de l'électricité produite afin de subvenir à leurs besoins propres.

Le graphique ci-dessous (Figure 9), montre l'évolution du prix de vente de l'électricité entre 2015 et 2016 pour chaque unité ayant fourni ces informations. Il apparaît nettement une forte diminution (de 13 € en moyenne) du prix de vente sur le marché libre alors que le prix de vente avec obligation d'achat reste stable. Ceci s'explique logiquement par les fluctuations importantes du prix de l'électricité sur le marché, qui a eu une forte tendance à la baisse en 2015, alors que le tarif avec obligation d'achat qui est fixé par arrêté reste globalement stable d'une année sur l'autre. Il est en effet possible de remarquer sur le graphe l'alignement des valeurs des prix de vente sur le marché libre avec les moyennes des prix du marché SPOT en 2015 et pour le 1<sup>er</sup> trimestre 2016. Les prix de vente sur le marché libre sont donc indexés sur les prix de gros de l'électricité.

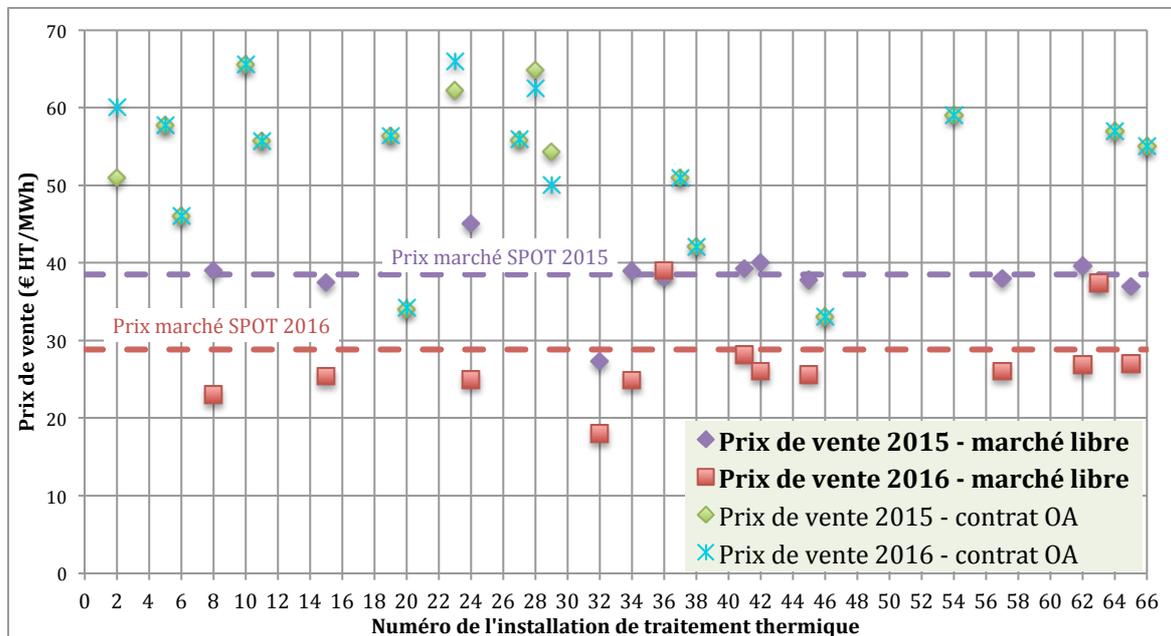


Figure 9 : Evolution du prix de vente de l'électricité entre 2015 et 2016 (Taille de l'échantillon : 30 installations)

<sup>1</sup> Arrêté du 2 octobre 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés, à l'exception des installations utilisant du biogaz.

<sup>2</sup> Contrairement à d'autres types de production d'énergie renouvelable, comme le solaire, où le prix de vente de l'électricité est plus élevé que le prix d'achat.

### 3.2.2. Modalités de vente sur le marché libre

La vente sur le marché libre peut se faire selon différentes sortes de contrats dans lesquels le prix de l'électricité est soit fixé, soit indexé selon plusieurs indices. Il existe trois principaux modèles, les plus couramment rencontrés :

- la vente à prix fixe : la valeur de l'électricité n'évolue pas dans le temps, le prix est fixé pour la durée du contrat. Le prix est fixe, il n'est pas indexé ;
- la vente au « SPOT » à 100 % : la valeur de l'électricité évolue en fonction du marché « SPOT »<sup>1</sup> pour 100 % de la production (vente de la totalité de la production le jour même pour le lendemain, au prix du marché). Le prix est indexé sur le marché SPOT ;
- la vente mixte « SPOT » + « à terme »<sup>2</sup> : la valeur de l'électricité évolue en fonction de plusieurs indices (vente d'une partie de la production sur le marché « à terme » et du reste sur le marché « SPOT »). Le prix est indexé sur le marché SPOT et sur les marchés à termes.

Il existe bien sûr d'autres modèles de vente, chacun ayant sa particularité. Le choix du type de contrat et la vente se font via un agrégateur<sup>3</sup>, avec ou sans la participation de la collectivité aux négociations. Parmi les 13 unités ayant apporté une réponse à la question, seulement 2 indiquent que la collectivité a été associée au choix de l'agrégateur. Dans la plupart des cas, celui-ci a été choisi par l'exploitant suite à une consultation ou un appel d'offre. Les principaux acteurs sur le marché (d'après les 15 réponses donnant le nom de l'agrégateur) sont SOVEN (5 unités), ALPIQ (3 unités) et ENGIE (2 unités).

Dans ce système de vente sur le marché, c'est l'agrégateur qui effectue toutes les transactions : il se charge de vendre l'électricité du producteur et paye ensuite ce dernier en fonction des modalités du contrat. Si l'agrégateur vend l'électricité à un prix inférieur à celui fixé dans le contrat, il paye quand même le producteur au prix prévu et doit assumer la différence. Au contraire, si l'électricité est vendue à un prix supérieur, la marge effectuée sera reçue par l'agrégateur. Dans le cas de la vente à prix fixe, la valeur de l'électricité est fixée suivant la valeur du marché à terme à la date de contractualisation. Ensuite la valeur n'évolue plus pour la durée fixée dans le contrat : le prix ne subit plus les variations du marché. Selon les contrats il est possible que le prix soit réévalué à intervalles réguliers (trimestriellement par exemple), toujours selon le marché à terme. En fonction des variations des marchés SPOT et à terme, qui sont imprévisibles, la valeur de l'électricité d'un contrat à prix fixe peut-être plus ou moins intéressante pour le producteur. Les contrats à prix fixe sont plus sécurisants pour le producteur du fait de la stabilité des revenus, mais ne permettent pas de bénéficier d'éventuelles hausses des prix du marché.

Le graphique de la Figure 10 montre la répartition des unités selon le modèle de vente de l'électricité qui a été choisi :

- un quart des unités vendent leur électricité au « SPOT » ;
- un tiers selon un modèle mixte « SPOT » + « à terme » ;
- seule une unité indique avoir un contrat avec un prix fixe, ce qui montre une certaine réticence des agrégateurs et producteurs vis-à-vis de ce type de contrat ;

---

<sup>1</sup> L'indice « SPOT » correspond au prix du marché journalier de l'électricité, fixé par la bourse de l'électricité Epex Spot.

<sup>2</sup> La vente « à terme » correspond à une vente de la production sur le marché à terme, où les prix sont fixés pour une échéance plus lointaine (mois, trimestre, année) par rapport au marché SPOT.

<sup>3</sup> Agrégateur : personne morale ou physique chargée de la vente sur les marchés de l'électricité produite par une installation, pour le compte du producteur. (cf. présentation des offres proposées par les agrégateurs dans les comptes-rendus des réunions « Energies renouvelables et collectivités locales » organisées par AMORCE : <http://www.amorce.asso.fr/fr/energie/groupes-de-travail/electricite-renouvelable-et-collectivites-locales/electricite-renouvelable-et-collectivites-locales/>)

- les autres unités ont indiqué utiliser des modèles différents des principaux cités. Cependant, pour certaines unités ces modèles n'ont pas été détaillés, ce qui vient peut-être de l'absence de données pour les collectivités sur ces questions. Il est possible que la vente soit de type SPOT ou mixte mais que cette donnée soit inconnue pour la collectivité ayant répondu.

Il n'est pas possible de comparer le prix de vente du contrat à prix fixe avec les autres du fait du manque de réponse.

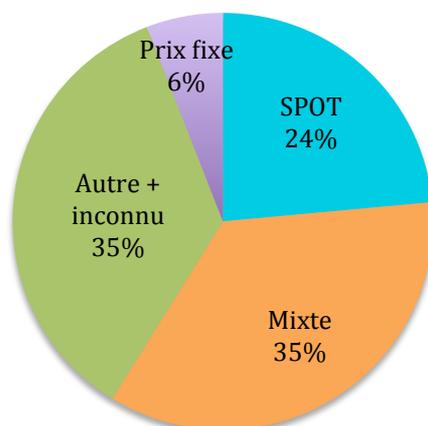


Figure 10 : Répartition des unités selon le modèle de vente de l'électricité (Taille de l'échantillon : 17 installations)

En ce qui concerne la vente mixte « SPOT » et « à terme », seulement trois réponses détaillent les proportions des différents indices. Pour une des trois installations les parts d'indice de marché sont de 50 % pour chaque alors que pour les deux autres, la vente se fait majoritairement « à terme » (95 % et 70 % de la production vendue à terme, le reste au SPOT).

Le graphique ci-dessous (Figure 11) permet de comparer les prix de vente de l'électricité en fonction du modèle de vente adopté dans le contrat. La tendance fait apparaître un prix de vente au « SPOT » globalement inférieur aux autres et un prix de vente mixte « SPOT » et « à terme » légèrement plus élevé. Les valeurs inférieures des prix au SPOT s'expliquent très certainement par la diminution que le prix journalier de l'électricité a connue en 2015, et qui continue en 2016. En effet, le prix moyen de marché SPOT<sup>1</sup> est passé de 40,6 €/MWh au dernier trimestre 2015 à 28,8 € au premier trimestre 2016 (cf. Figure 12)<sup>2</sup>. Ces fluctuations, imprévisibles au long terme, des prix de marché SPOT entraînent une grande incertitude pour les producteurs quant aux recettes issues de la vente de l'électricité. Ce n'est donc généralement pas ce modèle qui est préféré des exploitants ou collectivités.

<sup>1</sup> Prix Day-Ahead France en Base

<sup>2</sup> Source : « Observatoire des marchés de gros du 1<sup>er</sup> trimestre 2016 », Commission de Régulation de l'Énergie, données EPEX SPOT

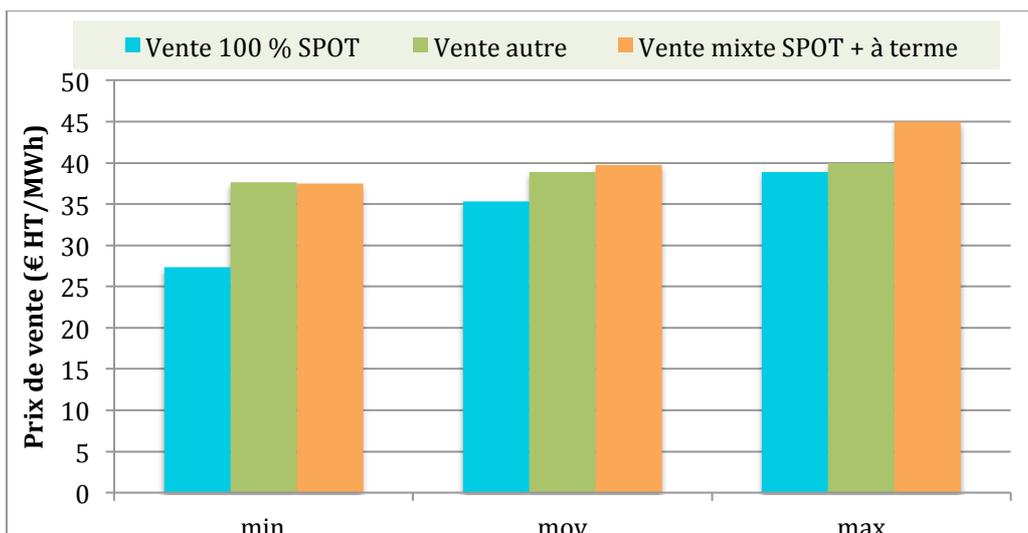


Figure 11 : Prix de vente de l'électricité en fonction du modèle de vente (Taille de l'échantillon : 13 installations)

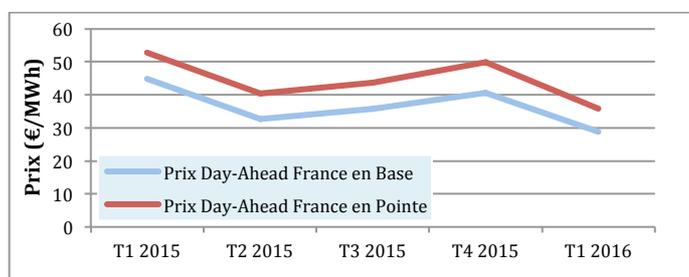


Figure 12 : Evolution du prix de marché SPOT. Source : CRE

**Les conclusions apportées ici sont à mettre en relief avec l'incertitude quant à l'évolution des marchés de l'électricité. Selon l'évolution de la valeur de l'électricité sur le marché SPOT, les tendances concernant les différents types de contrats pourraient s'inverser.** Il est important pour les collectivités d'être conseillées par des acteurs compétents lors de la démarche de choix de l'agrégateur et du contrat. Il faut notamment prêter attention à l'adéquation entre les offres proposées et le profil de production de l'unité, ainsi qu'à la capacité de l'agrégateur de répondre financièrement aux conditions fixées dans le contrat<sup>1</sup>.

La majorité des unités de l'échantillon vendant leur électricité sur le marché ont des contrats qui ont débuté en 2014 ou 2015 et courent pour une durée de 1 à 5 ans. Les unités vendant l'électricité avec l'obligation d'achat ont pour la plupart des contrats arrivant à échéance d'ici 2030 et 17 d'entre elles (sur 29 réponses) d'ici 2022 (voir Figure 13). Les installations prévoient alors une mise en vente de l'électricité produite sur le marché libre sans remplacement de chaudière et donc sans avoir droit au complément de rémunération. Quelques unités (2 installations sur les 13 ayant répondu à la question) seulement étudient la possibilité de remplacer intégralement la chaudière afin de pouvoir bénéficier du complément de rémunération. Les unités de traitement thermique des déchets de l'échantillon vendant leur électricité sur le marché représentent début 2017 une puissance<sup>2</sup> cumulée d'environ 100 MW (cf. Figure 14). En 2030, cette puissance sera de plus de 400 MW. Les installations de

<sup>1</sup> Lorsque l'agrégateur vend l'électricité à perte au regard des conditions contractuelles, il doit assurer la différence de prix auprès du producteur.

<sup>2</sup> Puissance installée du Groupe Turbo-Alternateur : les unités ne vendent pas forcément toute leur production.

traitement des déchets pourraient donc représenter une part de marché importante pour les acteurs de la vente sur le marché.

**Attention** : ces résultats ne concernent que les unités ayant répondu à cette partie de l'enquête (45 installations) et non l'ensemble des unités françaises. Le nombre d'installations et la puissance arrivant sur le marché à l'échelle de l'ensemble des unités sera certainement plus important, mais pas forcément proportionnel.

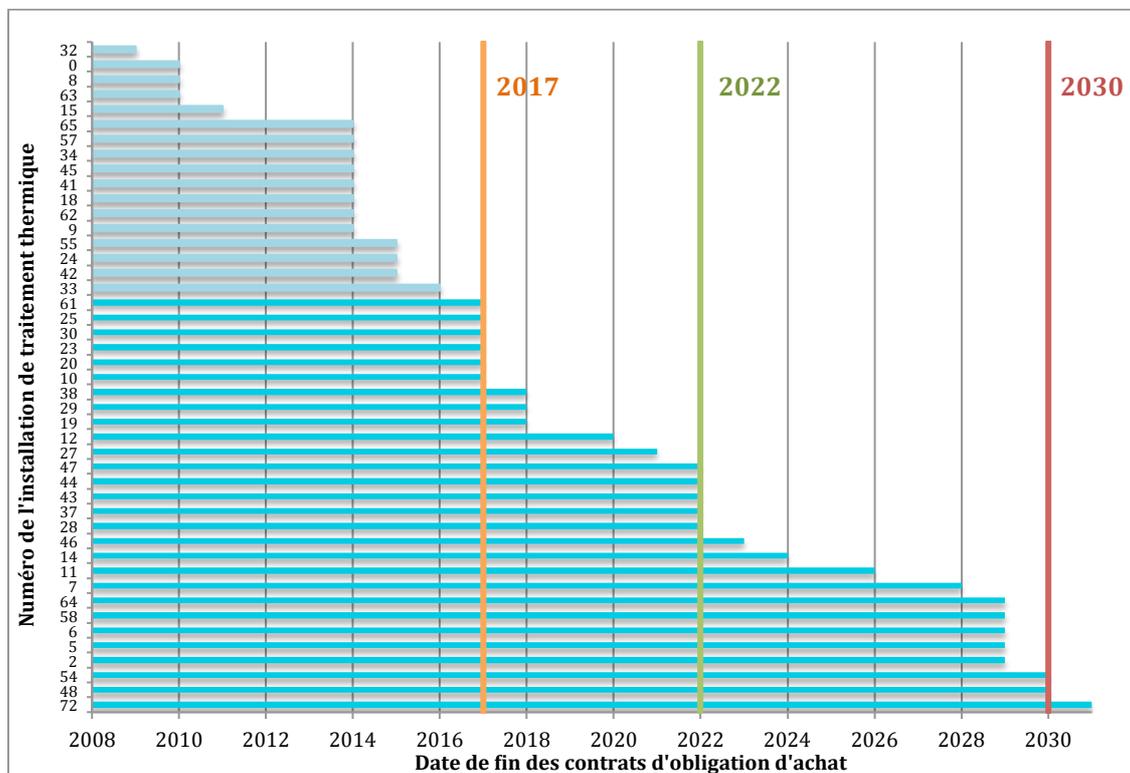


Figure 13 : Date d'échéance des contrats d'obligation d'achat pour les unités concernées (Taille de l'échantillon : 45 installations)

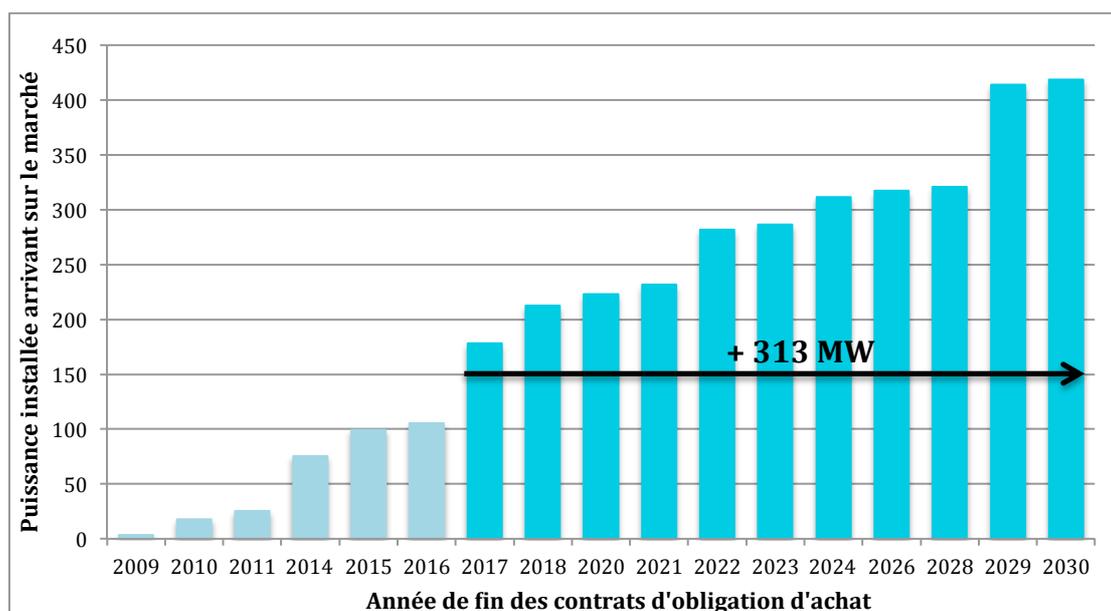


Figure 14 : Puissance arrivant sur le marché libre de l'électricité en fonction de l'année de fin des contrats d'achat (Taille de l'échantillon : 45 installations)

### 3.3. Conditions de vente de la chaleur

La chaleur produite par les unités de traitement thermique des ordures ménagères peut être utilisée pour :

- produire de l'électricité (comme étudié au paragraphe précédent) ;
- alimenter un réseau de chaleur urbain ;
- être vendue à un industriel : industrie agroalimentaire, chauffage de serres...
- chauffer les locaux de l'usine ;
- alimenter le process *in situ* de traitement thermique des déchets : réchauffage des fumées...

Les deux derniers tirets sont comptabilisés dans l'autoconsommation de chaleur et ne seront pas développés dans cette étude<sup>1</sup>.

Parmi les 47 unités de l'échantillon qui vendent une partie de la chaleur produite, 41 le font à destination d'un ou plusieurs réseaux de chaleur. Le graphique ci-dessous (Figure 15) montre la répartition des unités selon la destination de la vente de chaleur. 10 % des unités vendent leur chaleur à plusieurs réseaux de chaleur (deux ou trois). Seulement 13 % des unités vendent la chaleur à un industriel plutôt qu'à un réseau de chaleur et une unité vend aux deux. L'enjeu principal pour les unités de traitement thermique se situe donc au niveau de la vente aux réseaux de chaleur. Des quantités importantes de chaleur, et de recettes issues de la vente, sont concernées. Les modalités de vente de la chaleur aux réseaux de chaleur sont importantes et doivent être établies avec précaution (cf. partie 3.3.3).

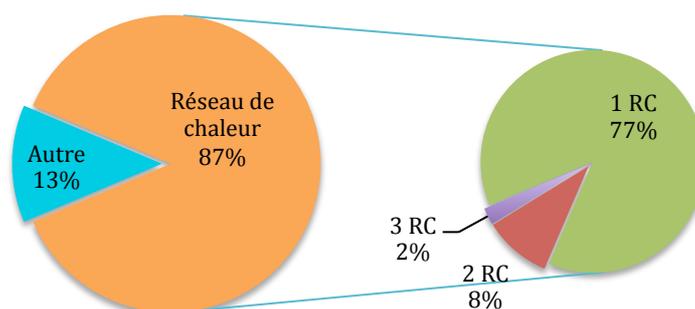


Figure 15 : Répartition des unités selon la destination de la vente de chaleur (Taille de l'échantillon : 47 installations)

#### 3.3.1. Volumes vendus et recettes

Le graphique de la Figure 16 présente le prix de vente de la chaleur en €/MWh Hors Taxe en fonction du mode de production (cogénération ou tout chaleur) et de l'acheteur de chaleur (industriel ou réseau de chaleur). En abscisse, la quantité de chaleur vendue (MWh/an) est représentée en échelle logarithmique du fait de la grande différence entre les installations sur ce point. L'unité vendant le plus de chaleur vend environ 1 000 GWh/an tandis que celle en vendant le moins atteint à peine 10 GWh/an.

<sup>1</sup> Comme expliqué au paragraphe 3.1.1, l'autoconsommation de chaleur est compliquée à déterminer précisément et est donc souvent estimée.

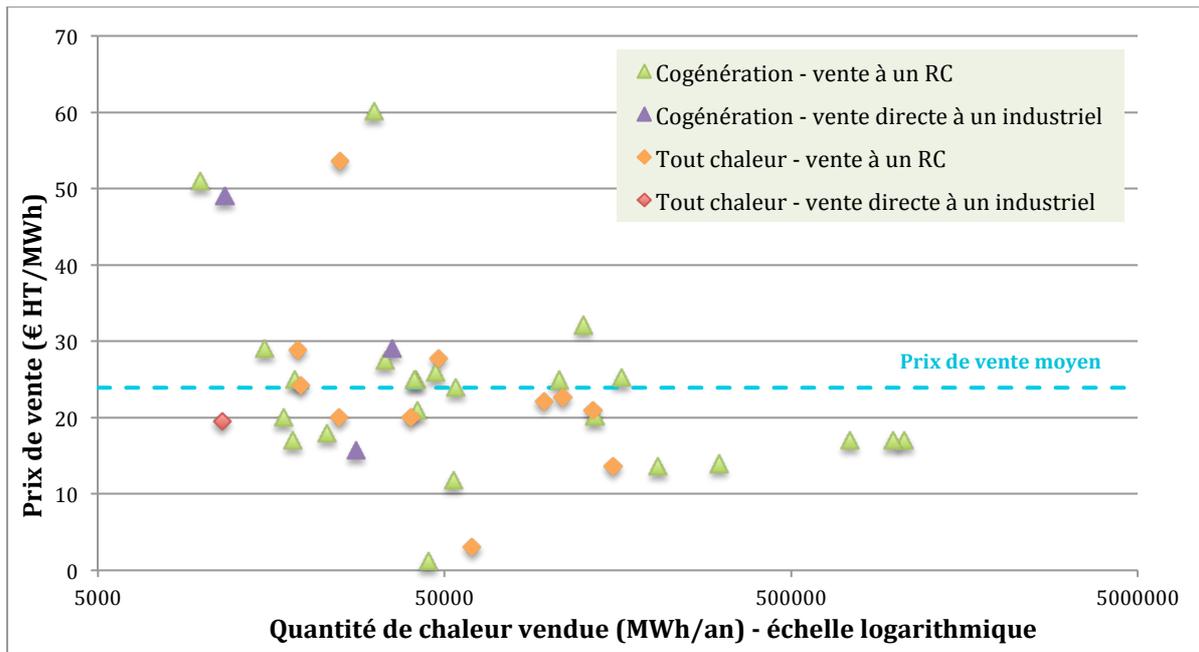


Figure 16 : Prix de vente de la chaleur en fonction de la quantité vendue (Taille de l'échantillon : 39 installations)

Le prix de vente moyen de la chaleur pour l'échantillon considéré est 24 € HT/MWh, avec un minimum de 1,15 € HT/MWh et un maximum de 60 € HT/MWh. Il y a donc une très forte disparité dans les prix de vente. Cependant, la majorité des unités vend la chaleur entre 10 et 30 € HT/MWh. Les installations présentant les prix de vente les plus élevés, entre 49 et 60 € HT/MWh, vendent un volume relativement faible de chaleur (inférieur à 50 000 MWh/an). Seules deux unités présentent un prix de vente de la chaleur inférieur à 10 € HT/MWh. Une légère tendance à la baisse peut-être observée lorsque le volume de chaleur vendu augmente, surtout pour les installations ne produisant que de la chaleur et vendant à un réseau de chaleur. Cette analyse est tout de même à nuancer du fait de la forte disparité des prix. Le manque de données pour la vente de chaleur aux industriels (seulement 4 réponses), ne permet pas de tirer de conclusion sur ce point.

La détermination du prix de vente de la chaleur prend en considération d'autres facteurs que le volume fourni, d'où l'absence de tendances claires observées. Le graphique ci-dessous (Figure 17) représente le prix de vente de la chaleur à un réseau en fonction du lieu de comptage de la chaleur vendue (sortie usine ou entrée réseau de chaleur). Cette question n'a été posée que dans le cas de la vente à un réseau de chaleur, l'échantillon est donc légèrement plus restreint. Il ne ressort pas de tendance particulière par rapport à ce critère qu'est le lieu de comptage de la chaleur. Le prix de vente pourrait être plus élevé lorsque la quantité de chaleur vendue est comptée à l'entrée du réseau de chaleur, pour compenser les pertes qui existent dans les canalisations, mais ce critère ne semble pas prépondérant dans la détermination du prix de vente de la chaleur.

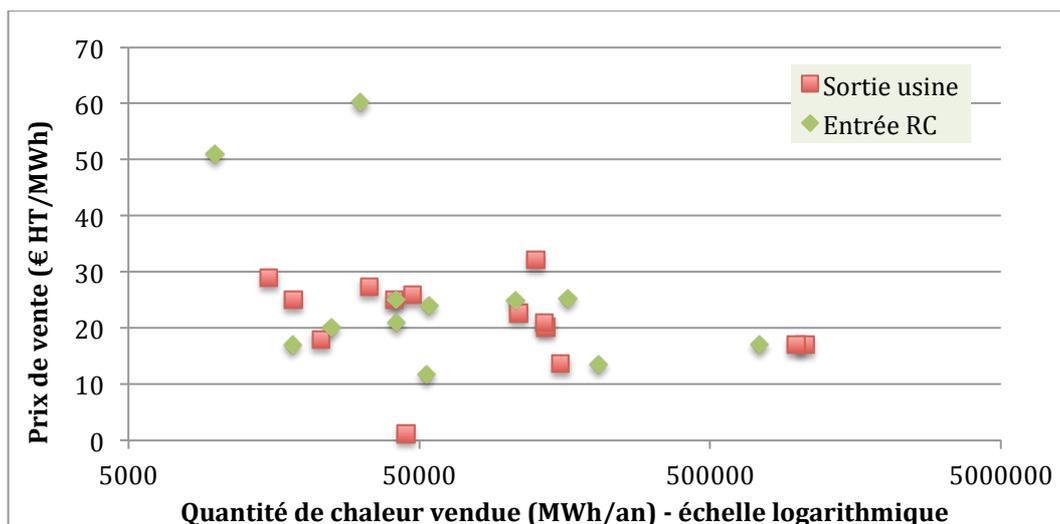


Figure 17 : Prix de vente de la chaleur en fonction du lieu de comptage de la chaleur vendue (Taille de l'échantillon : 37 installations)

Parmi les paramètres influençant la valeur du prix de vente de la chaleur se trouve l'indice sur lequel le prix est indexé. Dans l'échantillon considéré, 37 unités ont indiqué avoir une indexation pour le prix de vente et 35 ont précisé selon quel indice. Les indices utilisés sont très variés mais les principaux sont ceux basés sur les prix de l'énergie (électricité, gaz, charbon, fuel, pétrole), les salaires, charges sociales et coûts de la main d'œuvre (indice ICHT, pour différentes catégories d'industrie), les frais et services divers (indice FSD2) et le contrat d'exploitation de l'usine (prix de l'incinération). La plupart des unités ont une formule d'indexation comprenant plusieurs indices. Au vu de la diversité des indices utilisés, il n'est pas possible d'étudier l'influence de l'indexation choisie sur le prix de vente de la chaleur.

Le prix de la chaleur produite par les unités de traitement thermique des déchets a une influence directe sur le tarif de vente de la chaleur aux clients du réseau de chaleur mais aussi sur le coût aidé de l'incinération et donc sur la TEOM<sup>1</sup>. Un prix élevé de vente de la chaleur aura pour conséquence de diminuer la TEOM mais d'augmenter le prix de la chaleur à la sortie du réseau de chaleur. Inversement si le prix de vente est faible. Il y a donc un compromis à trouver pour le choix du prix de vente de la chaleur. Des discussions entre les différentes parties sont nécessaires afin de trouver un accord sur le bon prix de vente.

Le prix de vente moyen de la chaleur aux réseaux de chaleur (hors vente directe à un industriel) par les unités de l'échantillon est 23 €/MWh. Ce prix de vente est plutôt faible par rapport aux autres énergies présentes dans le mix énergétique des réseaux de chaleur. Par exemple, le prix d'achat du gaz naturel se situe généralement entre 20 et 25 €/MWh<sup>2</sup>, mais ce prix ne prend pas en compte l'abonnement pour l'acheminement du gaz, ni le coût de la transformation du gaz en chaleur (chaudière, etc.) et les taxes (TICGN<sup>3</sup> par exemple), contrairement au coût de la chaleur issue des unités de traitement thermique, qui elle, est directement utilisable. Ceci est confirmé par la comparaison des prix de vente moyens de la chaleur aux clients des réseaux de chaleur selon l'énergie majoritaire utilisée sur le réseau. Les réseaux utilisant majoritairement de la chaleur fatale, telle que la chaleur issue des unités de traitement thermique des déchets, sont plus compétitifs que les autres réseaux de chaleur, comme le montre la Figure 18. Le prix de vente moyen des réseaux de chaleur inclus toutefois, en plus du prix des énergies, les coûts

<sup>1</sup> TEOM = taxe d'enlèvement des ordures ménagères. Cette taxe permet de financer les coûts aidés de la gestion des déchets, qui sont ceux supportés par la collectivité (coût complet moins les recettes de la vente d'énergie ou de produits et les soutiens des éco-organismes).

<sup>2</sup> Prix de la molécule de gaz, qui peut être fixe ou indexé. Le prix du gaz naturel sur le marché de gros est actuellement assez bas.

<sup>3</sup> TICGN = Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel

d'investissement, d'exploitation, d'entretien et de renouvellement du réseau et des autres unités de production d'énergie qui peuvent alimenter le réseau. **Le prix de vente moyen de la chaleur d'une usine de traitement thermique des déchets n'est donc pas directement comparable au prix moyen de vente d'un réseau de chaleur.** Il est également à noter que le contexte actuel de prix bas du gaz naturel entraîne nécessairement les prix d'achat des énergies vers le bas.

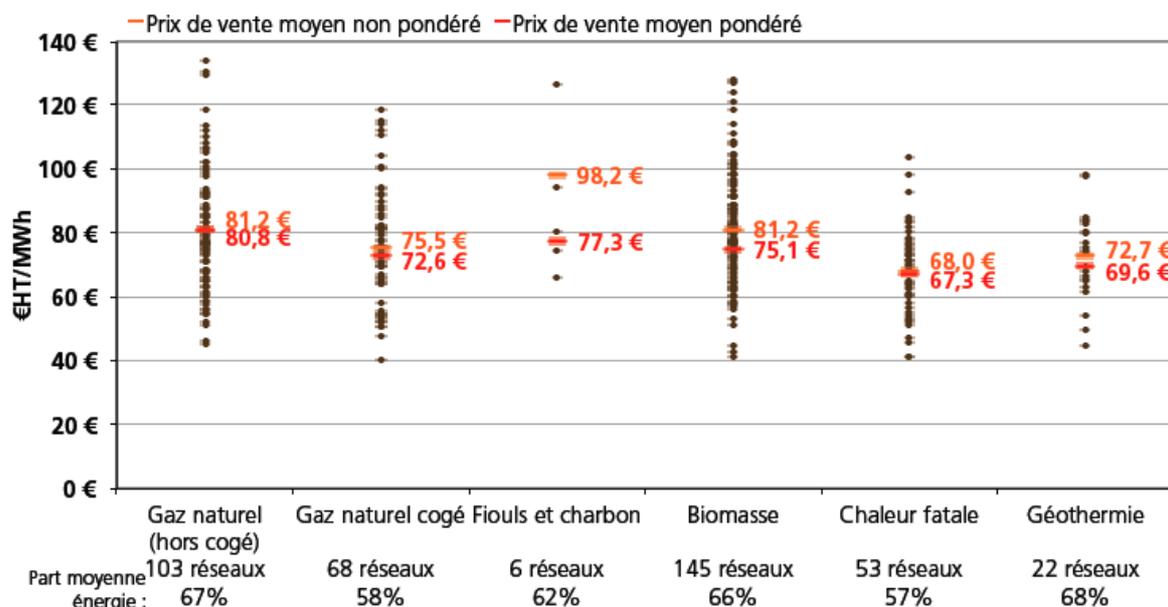


Figure 18 : Prix de vente de la chaleur en 2014 en fonction de l'énergie majoritaire utilisée sur le réseau<sup>1</sup>

### 3.3.2. Densité énergétique de la liaison avec le réseau de chaleur

Le graphique ci-dessous (Figure 19) représente la densité énergétique de la liaison entre l'unité de traitement thermique des déchets et le réseau de chaleur. La densité énergétique (échelle de gauche) correspond à la quantité de chaleur que véhicule le réseau par mètre de canalisation et s'exprime en MWh par mètre linéaire (MWh/ml). C'est un indicateur de la faisabilité d'un réseau de chaleur car il représente le ratio recette (MWh vendu) sur investissement (mètres de réseau construit). La longueur de liaison créée entre l'usine et le réseau est également représentée, en mètres (échelle de droite). La densité énergétique des liaisons varie entre 3 et 10 600 MWh/ml, pour une moyenne pondérée de 77 MWh/ml. A titre de comparaison, la densité moyenne des réseaux de chaleur est de 6,7 MWh/ml et celle des réseaux les plus récents autour de 3 – 4 MWh/ml. Pour une même longueur de liaison, plus la densité est élevée, plus le projet devrait être rentable économiquement du fait des plus grandes recettes issues de la vente de chaleur pour une plus faible longueur de réseau construite, donc moins d'investissements. Cependant, un site présentant une relativement faible densité énergétique peut vendre une très grande quantité de chaleur et être tout aussi compétitif qu'un site à moyenne ou forte densité. Les sites ayant les plus grandes densités énergétiques (8 premières unités) sont ceux pour lesquels la longueur de liaison ne dépasse pas 300 m. Il est intéressant de noter que la liaison entre un réseau de chaleur et une unité de traitement thermique peut atteindre la dizaine de kilomètres. Il est donc possible de relier un réseau de chaleur en centre ville à une unité de traitement située en périphérie de la ville.

<sup>1</sup> Publication AMORCE RCE 25 « Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur », rapport 2015 – données 2014.

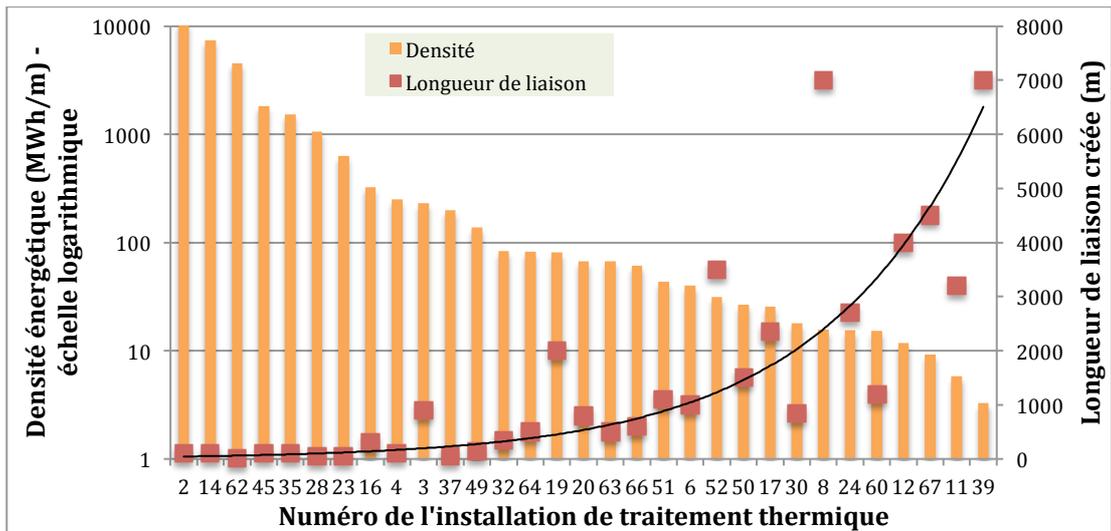


Figure 19 : Densité énergétique du réseau et longueur du raccordement pour chaque unité (Taille de l'échantillon : 31 installations)

Le prix de vente de la chaleur ne semble pas fortement dépendre de la densité énergétique de la liaison, comme le montre le graphique de la Figure 20. Il est possible de noter une très légère tendance à la hausse du prix de vente lorsque la densité énergétique diminue, mais elle est à nuancer et à mettre en perspective avec l'ensemble des conclusions apportées jusqu'ici.

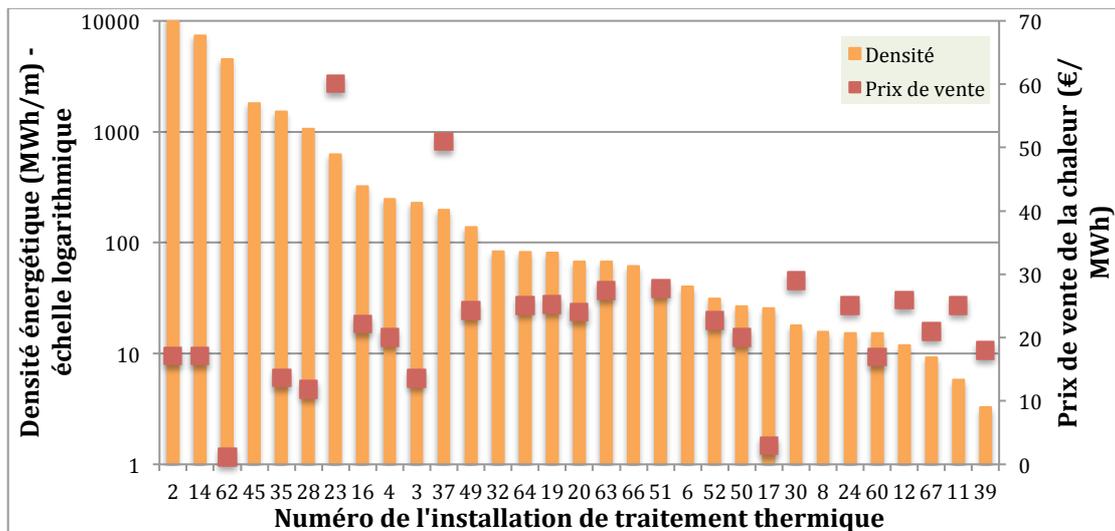


Figure 20 : Densité énergétique de la liaison et prix de vente de la chaleur pour chaque unité (Taille de l'échantillon : 31 installations pour la densité, 26 pour le prix de vente)

### 3.3.3. Relation avec les réseaux de chaleur

Les relations entre l'unité de traitement thermique des déchets et le(s) réseau(x) de chaleur à qui la chaleur est vendue sont définies par un contrat de vente. Les clauses du contrat concernent aussi bien le modèle de vente (prix, volumes...) que les responsabilités de chacun des acteurs. Il est important de fixer dans le contrat de vente tous les engagements d'achat et de livraison (du côté du réseau de chaleur et du côté de l'usine) mais également de définir des limites de responsabilités afin d'éviter tout litige en cas d'incident sur les équipements de récupération de chaleur ou le réseau. Différentes clauses se retrouvent régulièrement et un bilan sur l'échantillon de l'enquête est détaillé ci-après.

### Modèle de vente :

L'achat de la chaleur par les réseaux de chaleur peut se faire de différentes manières. Les modèles les plus répandus sont :

- L'achat au fil de l'eau : le réseau achète la chaleur au fil de ses besoins, sans engagement spécifique ;
- L'achat intégral : le réseau s'engage à acheter la totalité de la production de l'usine ;
- L'achat partiel : le réseau s'engage à acheter un certain volume de chaleur sur l'année, ou sur une période donnée (une quantité donnée en été par exemple).

Les deux derniers modèles ont l'avantage de garantir à l'usine qu'une certaine quantité de chaleur lui sera achetée et donc d'assurer un niveau de revenu sur l'année. Quel que soit le modèle choisi, la plupart des contrats prévoient un engagement minimum de fourniture de chaleur de la part de l'usine. Le graphique de la Figure 21 représente le prix de vente de la chaleur en fonction du modèle d'achat indiqué dans le contrat. Les barres hachurées correspondent aux unités pour lesquelles la collectivité en charge de l'usine de traitement thermique a participé aux négociations pour établir le prix de vente de la chaleur. Sur les 29 unités de l'échantillon ayant répondu à la question, 26 indiquent qu'il y a effectivement eu négociation et pour 23 unités, la collectivité y a participé. En ce qui concerne les trois modèles d'achat de chaleur considérés, il ne ressort pas de tendance par rapport au prix de vente. Les prix sont cependant moins dispersés et restent proches de la moyenne lorsque le réseau s'engage à acheter une partie de la production de l'usine (achat partiel).

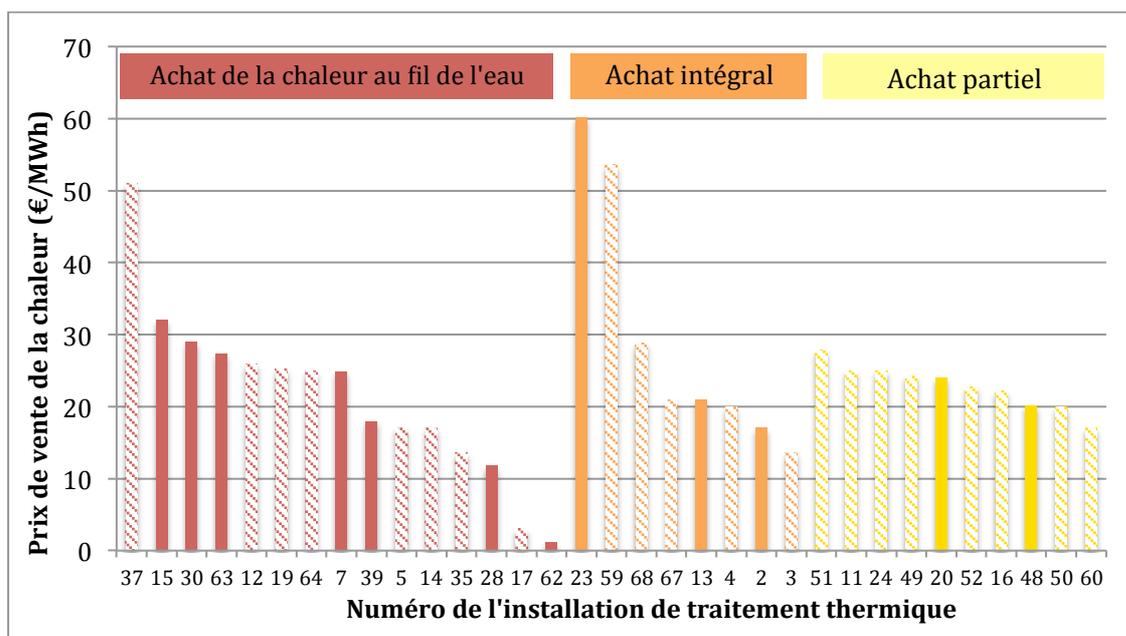


Figure 21 : Prix de vente de la chaleur pour chaque unité en fonction du modèle d'achat (Taille de l'échantillon : 33 installations)

### Signataires du contrat :

Parmi les 41 unités vendant de la chaleur à un réseau, 25 ont indiqué les signataires du contrat de vente du côté de l'usine et du côté du réseau de chaleur. Sur ces 25 contrats, 21 ont été signés par la collectivité maître d'ouvrage de l'unité de traitement, 14 par l'opérateur de l'usine, 13 par la collectivité du réseau de chaleur et 18 par l'opérateur du réseau de chaleur. Du côté des unités de traitement thermique, la collectivité fait donc partie des signataires dans la majorité des cas. Seulement la moitié des contrats sont signés par la collectivité maître d'ouvrage du réseau de chaleur.

### **Limites de responsabilité :**

En cas de panne ou de réparations à effectuer sur les installations concernées par la livraison de chaleur (canalisations entre l'usine et le réseau de chaleur, échangeur de chaleur, etc.), il peut arriver qu'il y ait litige entre les différents acteurs pour savoir qui est responsable financièrement. La définition dans le contrat de vente des limites de responsabilité de chacun permet d'éviter des problèmes aux retombées financières conséquentes. Parmi les 36 unités de l'échantillon ayant répondu à la question concernant les limites de responsabilités, 35 ont une limite bien définie dans leur contrat de vente de chaleur. Pour la majorité (24 installations), cette limite se situe autour de l'échangeur de chaleur, principalement après celui-ci.

### **Primes et pénalités :**

Parmi les 35 unités ayant répondu aux questions concernant les clauses contractuelles :

- 16 contrats prévoient des pénalités pour l'usine si le volume de chaleur fourni sur l'année est inférieur à celui garanti ;
- 15 contrats prévoient des pénalités pour l'usine en cas de non fourniture de chaleur ;
- 11 contrats prévoient des pénalités pour le réseau de chaleur si le volume acheté est inférieur à l'engagement ;
- 4 contrats prévoient une prime pour le réseau de chaleur si le volume acheté est supérieur à l'engagement.

La tendance dans les contrats est donc plutôt de prévoir des pénalités pour l'usine si elle ne respecte pas ses engagements. Ces clauses permettent au réseau de chaleur de s'assurer que l'usine choisira en priorité d'alimenter le réseau de chaleur pendant les périodes de forte demande, plutôt que de favoriser la vente d'électricité.

A noter que dans la majorité des contrats l'usine s'engage à fournir une certaine quantité de chaleur sans qu'il n'y ait d'engagement de la part du réseau de chaleur. Lorsque le réseau de chaleur s'engage à acheter une certaine quantité de chaleur, celle-ci est égale à l'engagement de l'usine.

## **3.4. Prix, coûts et financement**

Les coûts d'investissement totaux dans les unités de traitement thermique varient entre 9 et 400 millions d'euros Hors Taxe. Rapporté à la tonne de déchets traités sur l'année, ce coût d'investissement varie entre 122 et 884 €/tonne avec une moyenne de 483 €/tonne. Cette importante dispersion des coûts d'investissement peut tout d'abord s'expliquer par les différences techniques qui existent entre les unités, mais également par les dates auxquelles les investissements ont été réalisés. En effet, certaines installations sont très anciennes et les valeurs sont difficilement comparables. Il n'est pas possible d'effectuer une réelle comparaison en se basant sur ces chiffres.

Trois unités ont donné le détail des investissements réalisés pour différents équipements. Le Tableau 5 ci-dessous récapitule la part de l'investissement total représentée par chaque équipement. Il apparaît que les équipements mobilisant la plus grande part d'investissement sont le four, la chaudière de production de vapeur et le système de traitement des fumées. Les équipements de récupération d'énergie (GTA et récupération de chaleur fatale) ne mobilisent qu'une part modérée des investissements (environ 7 %).

Tableau 5 : Détail des investissements réalisés pour 3 unités de l'échantillon

Investissement total (€)	60 000 000	127 000 000	26 971 353
Dont :			
Equipements de préparation, de stockage et d'alimentation des déchets	3 %		1 %
Four	11 %	9 %	10 %
Chaudière de production de vapeur	11 %	7 %	13 %
Système de traitement des fumées	10 %	5 %	14 %
Gestion des résidus solides	2 %	0,4 %	3 %
Groupe turboalternateur	6%	5 %	7 %
Système de récupération de chaleur fatale	1%	1 %	
Ensemble aérocondenseur-aérorefroidisseur	1 %	2 %	4 %

### 3.4.1. Influence de la vente d'énergie sur le prix de l'incinération

La vente de l'énergie produite par les unités de traitement thermique des déchets ménagers permet de diminuer le prix du traitement facturé aux clients de l'usine et *in fine*, de diminuer le coût de la gestion des déchets pour les usagers du service. Le graphique ci-dessous (Figure 22) permet de comparer le prix de l'incinération (en €/tonne) en fonction du mode de production d'énergie. Les unités sans valorisation énergétique ne sont pas représentées du fait du manque de réponse (une seule installation qui a indiqué un prix égal à 230 €/tonne). Logiquement, les unités présentant les prix les plus bas sont celles effectuant de la cogénération. Le mode « tout chaleur » conduit en moyenne à des prix plus élevés mais la différence entre les modes tout électrique et tout chaleur n'est pas très importante. A noter que toutes les unités n'ont pas fourni les deux prix demandés (TTC et HT). Les deux valeurs ne sont donc pas directement comparables car ne concernent pas le même échantillon.

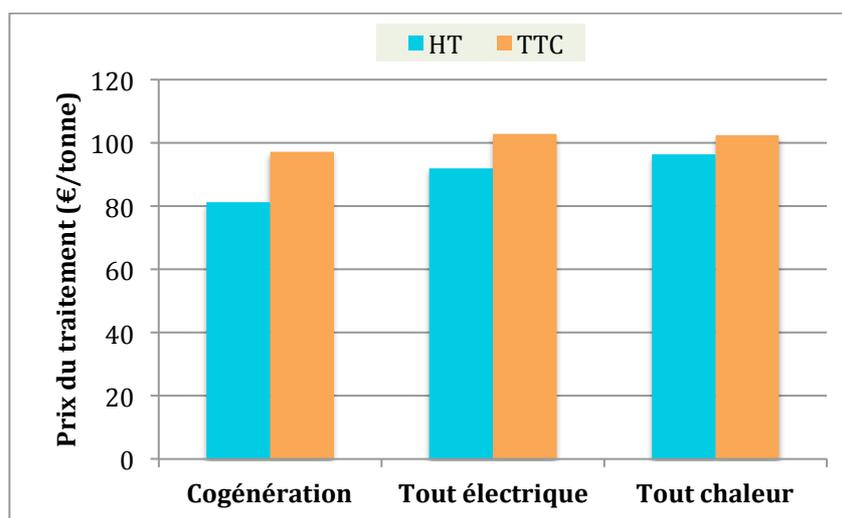


Figure 22 : Prix de l'incinération en fonction du mode de production d'énergie (Taille de l'échantillon : 47 installations pour le prix HT et 32 pour le prix TTC)

Le graphique de la Figure 23 permet d'observer l'évolution du prix de l'incinération des déchets en fonction des recettes issues de la vente d'énergie. Il apparaît bien que le prix de traitement facturé aux clients de l'usine diminue lorsque les recettes de vente d'énergie augmentent. La vente d'énergie permet aux unités de traitement thermique des déchets de

diminuer leur coût d'exploitation et de ce fait le coût que les collectivités doivent supporter pour le traitement des déchets.

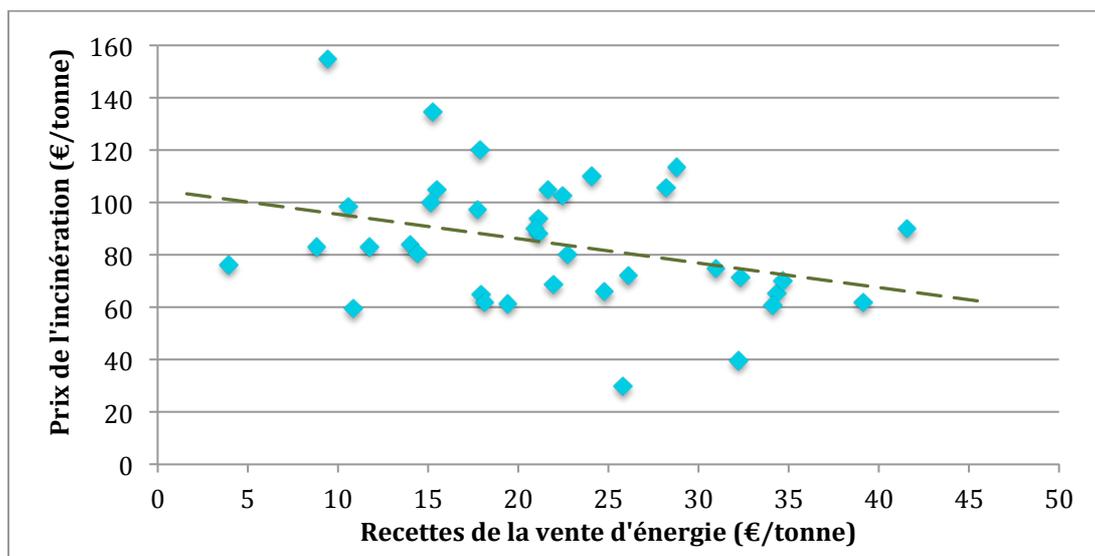


Figure 23 : Prix de l'incinération en fonction des recettes issues de la vente d'énergie (Taille de l'échantillon : 37 installations)

### 3.4.2. Production d'électricité

Le graphique ci-dessous (Figure 24) représente l'investissement (en €/kW) réalisé pour l'installation de production d'électricité en fonction de la puissance du GTA, selon le mode de production (tout électrique ou cogénération).

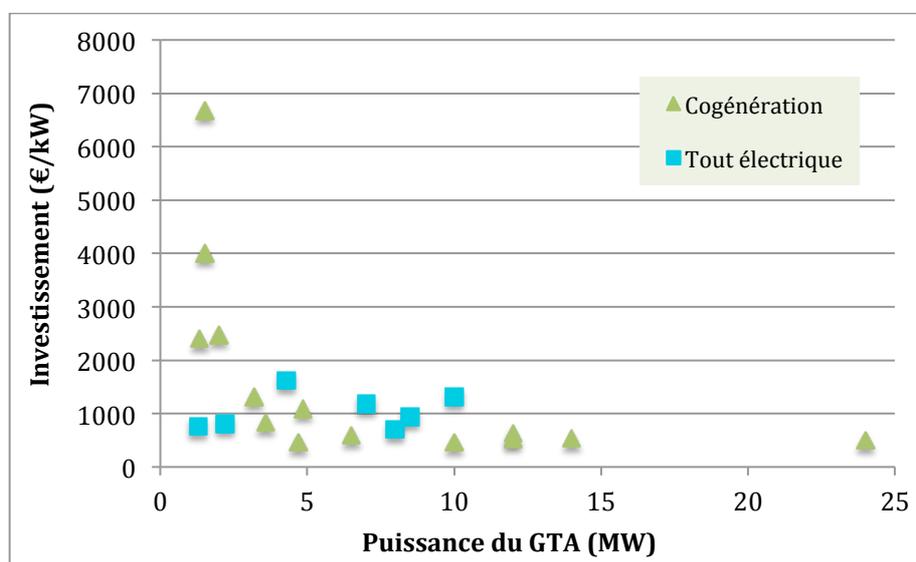


Figure 24 : Coût d'investissement pour l'installation de production électrique en fonction de la puissance du GTA (Taille de l'échantillon : 22 installations)

Les investissements indiqués comprennent le GTA, le génie civil associé et le raccordement au réseau de distribution d'électricité. Dans l'échantillon considéré, le coût d'investissement varie entre 460 et 6 700 €/kW. 22 installations ont fourni le coût d'investissement pour l'installation de production d'électricité sur les 56 unités de l'échantillon concernées (90 au niveau national). La moyenne des coûts d'investissement est de 1 420 €/kW et la médiane est de 833

€/kW. Il existe une forte dispersion des coûts des installations de production d'électricité. Les unités ayant répondu à cette question ont mis en place la valorisation électrique entre 1982 et 2015 (moyenne en 2000). Les investissements sont donc non récents et il est à prendre en compte une inflation cumulée d'environ 25 % entre 2000 et 2015. Les différences d'investissement peuvent également s'expliquer par les différences entre les caractéristiques techniques des usines et par le matériel pris en compte dans le coût d'investissement indiqué. De plus, les coûts indiqués ne comprennent pas l'intégralité des équipements nécessaires à la mise en place d'une valorisation électrique (chaudière et aérocondenseur notamment). Il est possible de remarquer une tendance, logique, à la baisse du coût d'investissement par MWhe lorsque la puissance installée du GTA augmente. Cette tendance n'est cependant observée que pour les installations en cogénération.

Parmi les 24 unités ayant répondu à la question concernant l'obtention d'aide pour ces investissements, seules 2 ont indiqué en avoir obtenues. Pour ces deux installations, les aides viennent de l'ADEME et de la région et représentent 46 % et 4 % du montant total de l'investissement. Ce type d'investissement n'est donc que très peu aidé.

### 3.4.3. Production de chaleur

#### **Equipements de récupération de chaleur :**

Seules 4 installations ont fourni le coût d'investissement pour les équipements de récupération de chaleur. Pour ces unités l'investissement varie entre 580 000 et 16 600 000 € HT. Au vu du manque de réponse, il n'est pas possible de tirer de conclusions. Parmi les 12 unités ayant répondu à la question sur les aides, 5 ont déclaré en avoir obtenu. Les origines de ces aides sont principalement les dispositifs Fonds Chaleur et CEE, l'ADEME (autres aides) et la région.

#### **Raccordement au réseau de chaleur :**

Concernant le coût du raccordement au réseau de chaleur, 11 unités ont donné une valeur. Ce coût d'investissement varie entre 500 000 et 8 600 000 € HT. Il ne semble pas y avoir de tendance d'évolution du coût de raccordement en fonction du volume de chaleur livrée. Logiquement, le coût total de raccordement augmente avec la longueur de liaison créée (Figure 25).

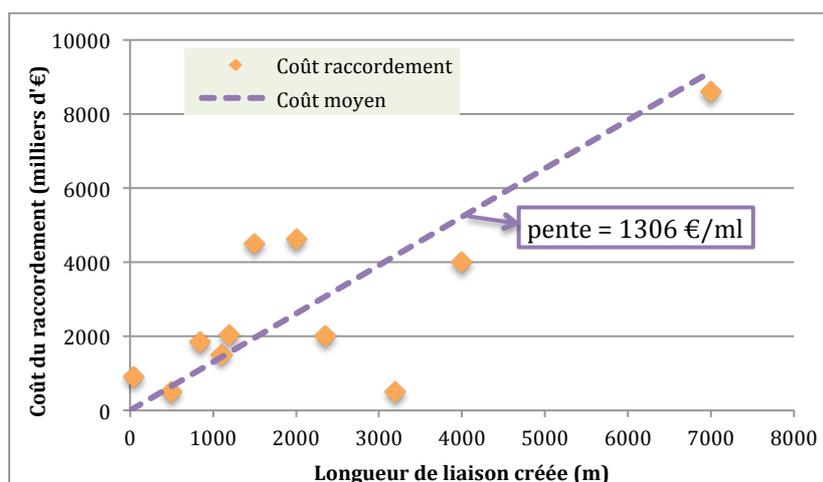


Figure 25 : Coût du raccordement au réseau de chaleur en fonction de la longueur de liaison créée (Taille de l'échantillon : 11 installations)

Parmi les réponses obtenues, 4 unités ont indiqué avoir obtenu des aides pour le raccordement au réseau de chaleur. Ces aides viennent principalement des dispositifs Fonds Chaleur et CEE, de l'ADEME (autres aides) et de la région.

### 3.4.4. Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP)

Pour le moment les unités de traitement thermique des ordures ménagères ont la possibilité d'obtenir un dégrèvement de TGAP si elles respectent une ou plusieurs des conditions suivantes<sup>1</sup> :

- l'usine est certifiée conforme à la norme internationale ISO 14 001 (critère A) ;
- l'usine présente une performance énergétique supérieure au niveau requis<sup>2</sup> (critère B) ;
- les valeurs d'émission de NOx sont inférieures à 80 mg/Nm<sup>3</sup> (critère C).

Le dégrèvement est d'autant plus important si deux ou trois de ces critères sont respectés pour la même unité. Parmi les 66 unités enquêtées ayant répondu aux questions concernant la TGAP, 64 sont certifiées ISO 14 001, 25 respectent le seuil d'émission de NOx et 38 sont au dessus du seuil de performance énergétique. La Figure 26 récapitule la répartition des unités selon les dégrèvements de TGAP obtenus. Dans l'échantillon considéré, 30 % des unités ont obtenu un dégrèvement de TGAP uniquement du fait de la certification ISO 14 001. La certification ISO 50 001 est envisagée ou déjà obtenue pour 6 unités de l'échantillon<sup>3</sup>.

Des discussions sont en cours sur l'évolution de la TGAP. Les critères nécessaires pour obtenir des dégrèvements pourraient être amenés à évoluer. Cependant, il n'y a pour le moment aucune certitude quant à ces évolutions.

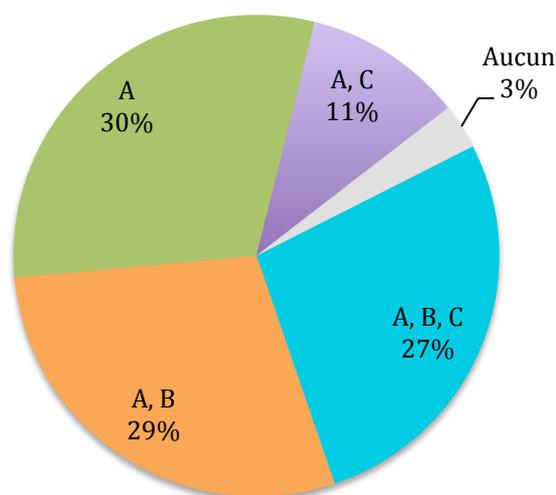


Figure 26 : Répartition des unités en fonction des dégrèvements de TGAP obtenus (Taille de l'échantillon : 66 installations)

### 3.5. Perspectives et évolutions

Dans le panel des usines enquêtées les évolutions envisagées sont en grande partie l'augmentation de la production, et donc de la vente, de chaleur.

- Sur l'échantillon de 15 unités ne produisant que de l'électricité et ayant répondu à la question, 14 envisagent de démarrer prochainement une production de chaleur. Seulement 3 unités prévoient d'augmenter la production d'électricité.

<sup>1</sup> Taux de TGAP au 1<sup>er</sup> janvier 2016 : 8,24 € si A, 7,21 € si B ou C, 4,13 € si A et B, A et C, B et C ou A, B et C.

<sup>2</sup> Seuil de performance énergétique : 0,60 ou 0,65 (cf. partie 3.1.2)

<sup>3</sup> Ce chiffre n'est pas représentatif de la totalité des unités la question ne faisant pas partie de l'enquête. Les 6 usines concernées l'ont indiqué en commentaire libre.

- Sur l'échantillon de 27 unités en cogénération ayant répondu à la question, 14 envisagent d'augmenter leur production de chaleur et 8 d'augmenter leur production d'électricité.
- Sur l'échantillon de 13 unités ne produisant que de la chaleur ayant répondu à la question, 5 prévoient d'augmenter leur production de chaleur et 6 envisagent de débiter une production d'électricité.

La répartition des unités selon les évolutions envisagées (augmentation de la production de chaleur et/ou d'électricité ou aucune augmentation) est présentée dans le graphique de la Figure 27. 60 % des unités prévoient d'augmenter leur production de chaleur, contre 31 % pour l'électricité. Ce constat montre qu'il existe encore un certain potentiel d'énergie fatale à valoriser. L'augmentation des performances énergétiques est prévue par différentes actions selon les unités. L'augmentation de la production électrique passe dans la plupart des cas par un changement de GTA pour une installation plus puissante. L'augmentation de la valorisation de chaleur est envisagée via la création ou le raccordement à de nouveaux réseaux de chaleur, l'optimisation des procédés (cycle vapeur, traitement des fumées, diminution de l'autoconsommation). Certaines unités prévoient une augmentation des tonnages incinérés, ce qui permettra une récupération plus importante de chaleur fatale.

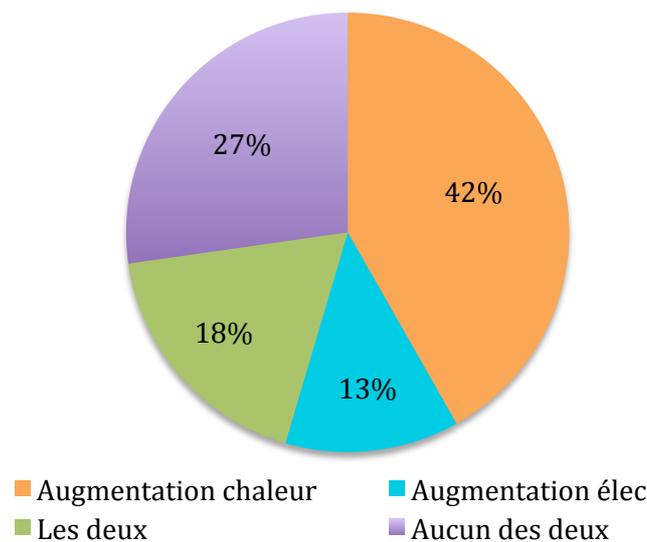


Figure 27 : Répartition des unités en fonction des perspectives d'évolution (Taille de l'échantillon : 55 installations)

## CONCLUSION

---

L'enquête menée auprès des maîtres d'ouvrage d'installations de traitement thermique des déchets ménagers a permis d'établir un bilan des performances et des recettes de ces installations, au regard de leur production d'énergie. Conformément aux objectifs fixés par le Gouvernement, la tendance est à l'augmentation des niveaux de production d'énergie par tonne incinérée (fermeture progressive des unités ne récupérant pas la chaleur fatale). **La production d'énergie moyenne des unités enquêtées est de 1,41 MWh<sub>ep</sub>/tonne.** Logiquement, les installations en cogénération sont celles qui ont les plus hauts niveaux de production d'énergie. En ce qui concerne la performance énergétique des installations, 60 % des installations ayant répondu à l'enquête sont au dessus du seuil de 0,60 (ou 0,65), nécessaire pour obtenir une réfaction de TGAP. Pour la majorité, ce sont des unités en cogénération. **Les recettes issues de la vente d'énergie varient de manière importante, entre 4 et 45 €/tonne.** Même s'il existe une tendance à la baisse de ces recettes avec la diminution de la quantité d'énergie produite, d'autres paramètres sont à prendre en compte.

En ce qui concerne la vente d'électricité, les résultats de l'enquête montrent un prix de vente moyen de 49 €/MWh. L'électricité est vendue soit via un contrat d'obligation d'achat, soit directement sur le marché libre. **Dans l'échantillon considéré, le prix de vente moyen de l'électricité sur le marché libre est de 38 €/MWh alors qu'il est de 54 €/MWh pour les contrats d'obligation d'achat.** La différence de prix est donc considérable entre les deux types de vente. Alors que la vente avec obligation d'achat offre un revenu stable et sécurisé aux producteurs, la vente sur le marché dépend directement des fluctuations du marché de gros de l'électricité, dont les variations sont imprévisibles. Les réponses à l'enquête ont mis en avant une baisse significative du prix de vente sur le marché entre 2015 et 2016. En effet, les prix sont pour la majorité indexés, en partie ou en totalité, sur le marché SPOT, qui a connu une chute des prix en fin d'année 2015. De plus, la complexité des mécanismes de vente sur le marché oblige les installations à faire appel à un agrégateur pour gérer les contrats, ce qui engendre également des coûts supplémentaires. **La plupart des contrats d'obligation d'achat vont arriver à échéance entre 2020 et 2030.** De plus en plus d'unités vont donc être amenées à vendre leur production d'électricité sur le marché libre. L'évolution des prix du marché n'étant pas prévisible sur le long terme, il n'est pas possible de prévoir le réel impact qu'aura le passage à la vente sur le marché.

La grande majorité des installations de traitement thermique des déchets enquêtées vendent leur production de chaleur à un réseau de chaleur urbain. Tout comme en 2011, l'enquête a mis en avant une grande disparité dans les prix de vente de la chaleur. **Le prix de vente moyen est de 24 €/MWh mais varie entre 1,15 et 60 €/MWh.** Plus de 80 % des unités ont cependant un prix de vente situé entre 10 et 30 €/MWh. Globalement, le prix de la chaleur issue des unités de traitement thermique des déchets est faible en comparaison à d'autres énergies, ce qui explique en partie la compétitivité des réseaux utilisant majoritairement de la chaleur fatale dans leur mix énergétique. Les analyses ont montré qu'il n'existe que très peu de tendances pour expliquer ces différences et que le nombre de paramètres rentrant en compte dans la détermination du prix de vente est considérable : volume vendu, indexation, lieu de comptage, densité énergétique du réseau, etc. Les négociations des tarifs de vente / d'achat de chaleur sont importantes pour les collectivités et les écarts constatés doivent les inciter à s'impliquer davantage ou à se faire accompagner afin de prendre tous les paramètres en considération et ne pas être lésées par la suite. Il ressort des résultats de l'enquête que la plupart des collectivités maîtres d'ouvrage des usines ont participé aux négociations pour la détermination du prix de vente. Les relations contractuelles entre les usines et les réseaux de chaleur sont assez semblables d'un contrat à l'autre. Il existe trois principaux modèles de vente (achat au fil de l'eau, partiel ou intégral). Dans la majorité des

contrats, des limites de responsabilités sont définies et des primes ou pénalités sont prévues pour certains cas.

**Le prix de vente de l'énergie a un impact direct sur le prix de l'incinération et donc sur toute la chaîne des coûts de la gestion des déchets.** Les unités effectuant de la cogénération ayant de meilleures performances énergétiques, elles affichent un prix de traitement en moyenne inférieur aux autres installations (tout chaleur et tout électrique). De plus, il apparaît que le prix de l'incinération diminue lorsque les recettes issues de la vente d'énergie augmentent.

Les unités de traitement thermique des déchets sont soumises à la TGAP et peuvent bénéficier de réfections si elles respectent certains critères. 97 % des installations de l'échantillon ont obtenu un dégrèvement de TGAP en 2015. Parmi celles-ci, la totalité est certifiée ISO 14 001 et pour 30 % d'entre elles cette certification est le seul critère de dégrèvement. Selon les discussions en cours sur les évolutions de la TGAP, les critères relatifs aux réfections de TGAP pourraient être amenés à changer.

**Il ressort de l'enquête une volonté des installations d'augmenter la production d'énergie et particulièrement la valorisation en chaleur.** Alors que l'augmentation de la production électrique dépend plus des contraintes techniques des unités (puissance installée), la production de chaleur dépend plus des débouchés. Le développement des réseaux de chaleur utilisant la chaleur fatale des unités de traitement thermique représente un moyen efficace d'augmenter les performances énergétiques de l'incinération des déchets. La cogénération reste pour le moment le moyen de production le plus performant énergétiquement et économiquement.

## LISTE DES TABLEAUX

---

Tableau 1: Répartition des unités françaises de traitement thermique des ordures ménagères selon le mode de valorisation énergétique en 2012 _____	8
Tableau 2 : Répartition de la production d'énergie des unités françaises de traitement thermique des ordures ménagères en 2012 _____	9
Tableau 3 : Représentativité de l'échantillon par rapport au mode de valorisation énergétique _____	15
Tableau 4 : Représentativité de l'échantillon par rapport à la quantité d'énergie produite _____	15
Tableau 5 : Détail des investissements réalisés pour 3 unités de l'échantillon _____	33

## LISTE DES FIGURES

---

Figure 1 : Répartition des tonnages entrant dans les ITOM par mode de traitement en 2008 (à gauche) et en 2012 (à droite) .....	10
Figure 2 : Schéma de principe du complément de rémunération.....	12
Figure 3 : Part du tonnage total incinéré correspondant à chaque mode de valorisation d'énergie .....	15
Figure 4 : Production d'énergie primaire en fonction du mode de valorisation (Taille de l'échantillon : 68 installations).....	16
Figure 5 : Recettes issues de la vente d'énergie et production d'énergie en fonction du tonnage de déchets incinérés (Taille de l'échantillon : 68 installations pour la production d'énergie, 51 pour les recettes).....	17
Figure 6 : Répartition des recettes issues de la vente d'énergie pour les unités en cogénération (Taille de l'échantillon : 23 installations) .....	18
Figure 7 : Performance énergétique en fonction du tonnage de déchets incinérés (Taille de l'échantillon : 64 installations).....	19
Figure 8 : Prix de vente de l'électricité en fonction du nombre d'heures de fonctionnement du GTA (Taille de l'échantillon : 42 installations).....	20
Figure 9 : Evolution du prix de vente de l'électricité entre 2015 et 2016 (Taille de l'échantillon : 30 installations).....	21
Figure 10 : Répartition des unités selon le modèle de vente de l'électricité (Taille de l'échantillon : 17 installations).....	23
Figure 11 : Prix de vente de l'électricité en fonction du modèle de vente (Taille de l'échantillon : 13 installations).....	24
Figure 12 : Evolution du prix de marché SPOT. Source : CRE.....	24
Figure 13 : Date d'échéance des contrats d'obligation d'achat pour les unités concernées (Taille de l'échantillon : 45 installations) .....	25
Figure 14 : Puissance arrivant sur le marché libre de l'électricité en fonction de l'année de fin des contrats d'achat (Taille de l'échantillon : 45 installations).....	25
Figure 15 : Répartition des unités selon la destination de la vente de chaleur (Taille de l'échantillon : 47 installations).....	26
Figure 16 : Prix de vente de la chaleur en fonction de la quantité vendue (Taille de l'échantillon : 39 installations).....	27
Figure 17 : Prix de vente de la chaleur en fonction du lieu de comptage de la chaleur vendue (Taille de l'échantillon : 37 installations) .....	28
Figure 18 : Prix de vente de la chaleur en 2014 en fonction de l'énergie majoritaire utilisée sur le réseau .....	29
Figure 19 : Densité énergétique du réseau et longueur du raccordement pour chaque unité (Taille de l'échantillon : 31 installations) .....	30
Figure 20 : Densité énergétique de la liaison et prix de vente de la chaleur pour chaque unité (Taille de l'échantillon : 31 installations pour la densité, 26 pour le prix de vente).....	30
Figure 21 : Prix de vente de la chaleur pour chaque unité en fonction du modèle d'achat (Taille de l'échantillon : 33 installations) .....	31
Figure 22 : Prix de l'incinération en fonction du mode de production d'énergie (Taille de l'échantillon : 47 installations pour le prix HT et 32 pour le prix TTC).....	33

Figure 23 : Prix de l'incinération en fonction des recettes issues de la vente d'énergie (Taille de l'échantillon : 37 installations) .....	34
Figure 24 : Coût d'investissement pour l'installation de production électrique en fonction de la puissance du GTA (Taille de l'échantillon : 22 installations) .....	34
Figure 25 : Coût du raccordement au réseau de chaleur en fonction de la longueur de liaison créée (Taille de l'échantillon : 11 installations).....	35
Figure 26 : Répartition des unités en fonction des dégrèvements de TGAP obtenus (Taille de l'échantillon : 66 installations).....	36
Figure 27 : Répartition des unités en fonction des perspectives d'évolution (Taille de l'échantillon : 55 installations).....	37

## **BIBLIOGRAPHIE**

---

*L'incinération des déchets ménagers et assimilés – Les avis de l'ADEME.* ADEME, 2012.

*Campagne nationale de caractérisation des ordures ménagères, résultats année 2007.* ADEME, 2009.

*Enquête ITOM données 2012.* ADEME, 2015.

*ITOM : les installations de traitement des ordures ménagères en France. Résultats 2010.* ADEME, 2012.

*Tableau de bord : éolien, quatrième trimestre 2015.* Commissariat Général au Développement Durable, 2015.

*Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur (rapport 2015 – données 2014) – RCE 25,* AMORCE, 2016

*Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO<sub>2</sub>, 1<sup>er</sup> trimestre 2016 (Marchés de gros),* Commission de Régulation de l'Energie, 2016

*Performances et recettes des Unités de Valorisation Energétique des ordures ménagères (UVE) – réf. DT 40 / RCE 13.* AMORCE, 2011 ;

## GLOSSAIRE

---

**CEE** : Certificat d'Economie d'Energie

**DGEC** : Direction Générale de l'Energie et du Climat

**DMA** : Déchets Ménagers et Assimilés

**EnR&R** : Energie Renouvelable et de Récupération

**GTA** : Groupe Turboalternateur

**ISDND** : Installation de Stockage des Déchets Non Dangereux

**ITOM** : Installation de Traitement des Ordures Ménagères

**NOx** : Oxyde d'azote

**OM** : Ordures ménagères

**PCI** : Pouvoir Calorifique Inférieur

**TEOM** : Taxe d'Enlèvement des Ordures Ménagères

**TGAP** : Taxe Générale sur les Activités Polluantes



AMORCE

18, rue Gabriel Péri – CS 20102 – 69623 Villeurbanne Cedex

**Tel** : 04.72.74.09.77 – **Fax** : 04.72.74.03.32 – **Mail** : [amorce@amorce.asso.fr](mailto:amorce@amorce.asso.fr)

[www.amorce.asso.fr](http://www.amorce.asso.fr) -  **@AMORCE**