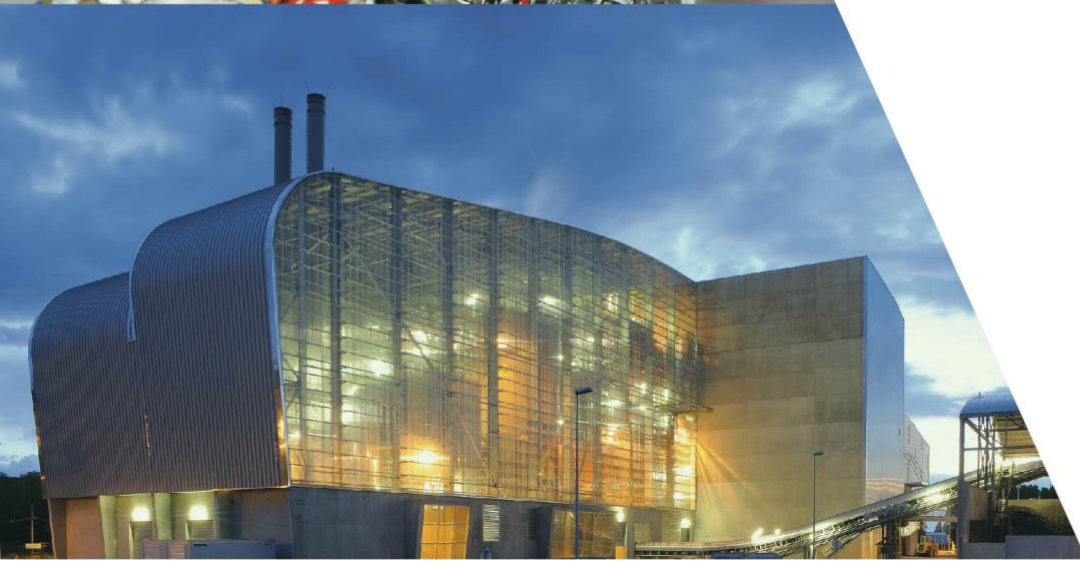




Série Technique
Réf AMORCE DT139
Réf ADEME 012540
Mars 2023

Performances, recettes et coûts

Unités de traitement thermique des déchets

Données 2020 - 2021

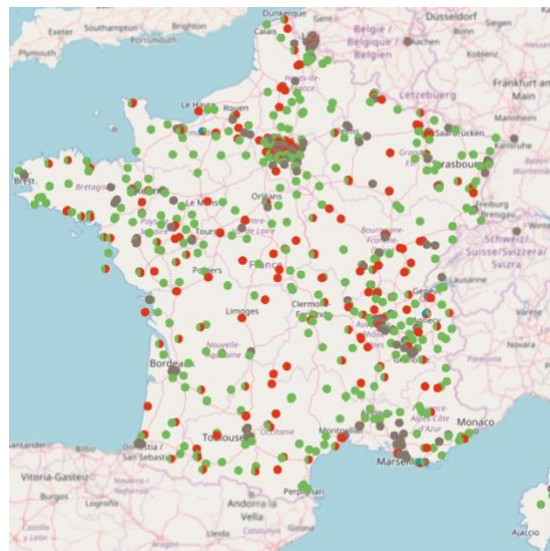
Avec le soutien technique
et financier de

PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant plus de 1100 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 transition énergétique (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'État et du Parlement, **AMORCE** est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition énergétique et l'économie circulaire. Partenaire privilégiée des autres associations représentatives des collectivités, des fédérations professionnelles et des organisations non gouvernementales, elle a 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 de nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-énergie, obligation de rénovation des logements énergivores, réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie, etc...).



PRÉSENTATION DE L'ADEME

A l'ADEME - l'Agence de la transition écologique - nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, gaspillage alimentaire, déchets, sols, etc. – nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, l'ADEME met ses capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

ADEME

Direction de l'Économie Circulaire

20, avenue du Grésillé, BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01

Tel : 02 41 20 41 20

www.ademe.fr - [@ademe](https://twitter.com/ademe)

AMORCE / ADEME – Mars 2023

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



REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des collectivités et des professionnels qui ont participé à ce travail en répondant au questionnaire envoyé.

RÉDACTEURS

Rédaction : Léna Sambe (lsambe@amorce.asso.fr)

Relecture : Stéphane Duru, **AMORCE**, Olivier Théobald, **ADEME**

MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Mars 2023

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.

1.	INTRODUCTION.....	6
2.	ÉTAT ACTUEL ET ENJEUX	7
2.1.	LA VALORISATION ENERGETIQUE DES DECHETS DANS LES INSTALLATIONS DE TRAITEMENT THERMIQUE DES DECHETS 7	
2.1.1.	DE LA COMBUSTION DES DECHETS A LA PRODUCTION D'ENERGIE	7
2.1.2.	UNE ENERGIE DE SUBSTITUTION EN PARTIE D'ORIGINE RENOUVELABLE	7
2.1.3.	DES PERFORMANCES EN HAUSSE	8
2.2.	TENDANCES.....	9
2.2.1.	ÉVOLUTION DES CARACTERISTIQUES DES TONNAGES INCINERES.....	9
2.2.2.	ÉVOLUTION DES PRATIQUES POUR LA PRODUCTION D'ENERGIE	10
2.2.3.	MIX ENERGETIQUE POUR LES RESEAUX DE CHALEUR	11
3.	PRESENTATION DE L'ENQUETE.....	13
3.1.	OBJECTIFS	13
3.2.	METHODE.....	13
3.3.	REPRESENTATIVITE DE L'ECHANTILLON	13
3.3.1.	MODES DE VALORISATION	14
3.3.2.	QUANTITE D'ENERGIE PRODUITE	15
4.	ANALYSE DES RESULTATS	16
4.1.	PERFORMANCES GENERALES DE L'ECHANTILLON.....	16
4.1.1.	PRODUCTION ENERGETIQUE ET PRIX DE VENTE DE L'ENERGIE	16
4.1.2.	PERFORMANCE ENERGETIQUE DES USINES ENQUETEES	18
4.2.	CONDITIONS DE VENTE DE L'ELECTRICITE.....	19
4.2.1.	VOLUMES VENDUS ET RECETTES	20
4.2.2.	MODALITE DE VENTE DE L'ELECTRICITE SUR LE MARCHE LIBRE	22
4.3.	CONDITIONS DE VENTE DE LA CHALEUR.....	24
4.3.1.	VOLUMES VENDUS ET RECETTES	25
4.3.2.	DENSITE ENERGETIQUE DE LA LIAISON AVEC LE RESEAU DE CHALEUR	27
4.3.3.	RELATION AVEC LE RESEAU DE CHALEUR	28
4.4.	PRIX, COUTS ET FINANCEMENT	30
4.4.1.	INFLUENCE DE LA VENTE D'ENERGIE SUR LE PRIX DE L'INCINERATION	33
4.4.2.	PRODUCTION DE CHALEUR.....	34
4.4.3.	PRODUCTION D'ELECTRICITE.....	35
4.4.4.	TAXE GENERALE SUR LES ACTIVITES POLLUANTES (TGAP).....	35
4.5.	PERPESPECTIVES ET EVOLUTIONS	36
5.	CONCLUSION	38
	LISTE DES TABLEAUX	40
	LISTE DES FIGURES	41

1. INTRODUCTION

Cette publication a pour objectif de mettre à jour celle réalisée en 2016 et intitulée « *Performances, recettes et coûts des unités de traitement thermique des déchets* », AMORCE, réf DT83. Les résultats de cette dernière enquête avaient permis aux maîtres d'ouvrage d'unités de valorisation énergétique 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 était nécessaire.

Une enquête a donc été envoyée à l'ensemble des collectivités identifiées comme maîtres d'ouvrage d'une unité de traitement thermique des déchets. Les résultats sont présentés dans ce rapport.

Le parc d'installations de traitement thermique des déchets en France est en quête constante d'optimisation de ses performances énergétiques. La récupération de l'énergie fatale de l'incinération est en développement constant et se généralise sur le territoire français. En effet, la nouvelle loi sur la transition énergétique¹ ainsi que les plans déchets mis en place en France suite à la loi NOTRe² 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 liée au 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. En raison de la crise sanitaire, le prix de l'électricité a, comme les autres énergies, connu une chute importante des prix de vente sur le marché libre au printemps 2020 suivi d'une forte demande engendrée par la reprise économique d'une part et, par l'indisponibilité de nombreux réacteurs nucléaires liée à des retards dans les maintenances programmées en octobre 2021, d'autre part. Ces événements ont conduit à une explosion des prix de rachat de l'énergie de 2022. Cette évolution n'est cependant pas évaluée dans cette enquête qui porte sur les prix appliqués en 2020 et 2021.

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.

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

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

2. ÉTAT ACTUEL ET ENJEUX

2.1. LA VALORISATION ÉNERGETIQUE DES DÉCHETS DANS LES INSTALLATIONS DE TRAITEMENT THERMIQUE DES DÉCHETS

2.1.1. De la combustion des déchets à la production d'énergie

La directive européenne cadre déchets du 19 novembre 2008³, transposée en droit français suite à la loi grenelle 2⁴, définit les étapes de la gestion des déchets en les hiérarchisant ainsi :

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

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'exemple⁵ :

- 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.

2.1.2. 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.

³ Directive 2008/98/CE relative aux déchets et abrogeant certaines directives

⁴ 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.

⁵ 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 renouvelables⁶, 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 seule 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.

2.1.3. 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 résiduelles⁷. 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. Bien sûr, 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 2014. En 2020⁸, ce sont 99% des unités de traitement thermique des déchets qui valorisent l'énergie. Le tonnage de déchets incinérés en France dans les unités n'effectuant aucune valorisation est quasi nul (<1%).

Tableau 1 : Répartition des unités françaises de traitement thermique des déchets selon le mode de valorisation énergétique en 2020⁸

	Valorisation électrique	Valorisation thermique	Cogénération	Sans valorisation
Nombre d'installation	17	15	84	2
Tonnage incinéré (%)	11%	5%	83%	1%

Entre 2010⁹ et 2020, le nombre d'unités faisant de la cogénération est passé de 42 à 84, soit le double en 10 ans. 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 énergétique est passé de 13,78 Mt en 2010 pour un tonnage total incinéré de 14,14Mt à 14,48 Mt en 2020 pour un tonnage total incinéré de 14,57 Mt.

⁶ Directive n°2009/28/CE modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

⁷ 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 va fortement influencer le PCI des déchets ménagers résiduels.

⁸ Resultats_enquete_itom_2020, ADEME.

⁹ ITOM_2010, ADEME.

Tableau 2 : Répartition de la production d'énergie des unités françaises de traitement thermique des ordures ménagères en 2020

	Valorisation électrique	Valorisation thermique
Production 2020 (GWh/an)	4320	10965
Tonnages incinérés	88%	83%

En 2010, le tonnage de déchets incinérés avec valorisation thermique était de 66 % du tonnage total, contre 83% en 2020. La valorisation thermique via la cogénération s'est donc beaucoup développée dans les unités de traitement thermique des OM en 10 ans. En 2021, la récupération d'énergie par les unités de traitement thermique des ordures ménagères (UVE) a représenté 4,3 TWh électrique, soit 0,9% de la consommation nationale d'électricité, et, 10,9 TWh de chaleur, comptant pour 27% du bouquet énergétique des réseaux de chaleur français (Figure 1)¹⁰.

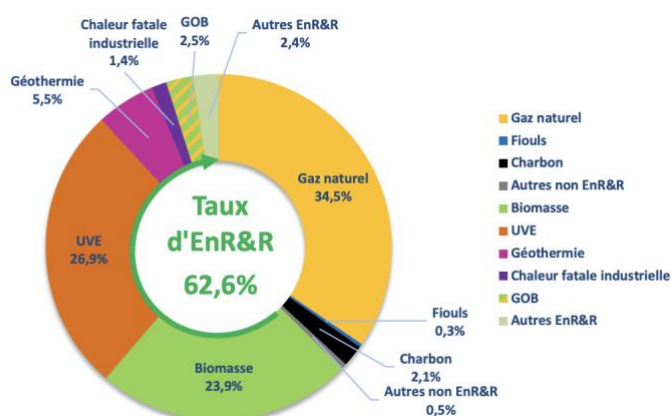


Figure 1 : Mix énergétique 2021 des énergies produites alimentant les réseaux de chaleur (GOB : Garantie d'Origine Biométhane, faisant partie des autres EnR&R).

2.2. TENDANCES

2.2.1. Évolution des caractéristiques des tonnages incinérés

La loi relative à la Transition énergétique pour la croissance verte (TECV) du 17 août 2015¹¹ 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 2.1.1. 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

¹⁰ Enquête des Réseaux de chaleur et de froid – édition 2022 – FEDENE-SNCU

¹¹ Loi n°2015-992



s'était déjà traduite par le décret du 11 juillet 2011 relatif à la prévention et à la gestion des déchets¹². Ce décret réformait la planification territoriale des 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 à une diminution des tonnages de déchets stockés avec un tonnage reculant de 1,4 Mt en 2020 par rapport à 2004 au profit de la valorisation matière (tri/recyclage, compostage). La proportion des tonnages de déchets incinérés est relativement stable (Figure 2). De plus, il n'existe plus que deux unités d'incinération sans valorisation recensées en France.

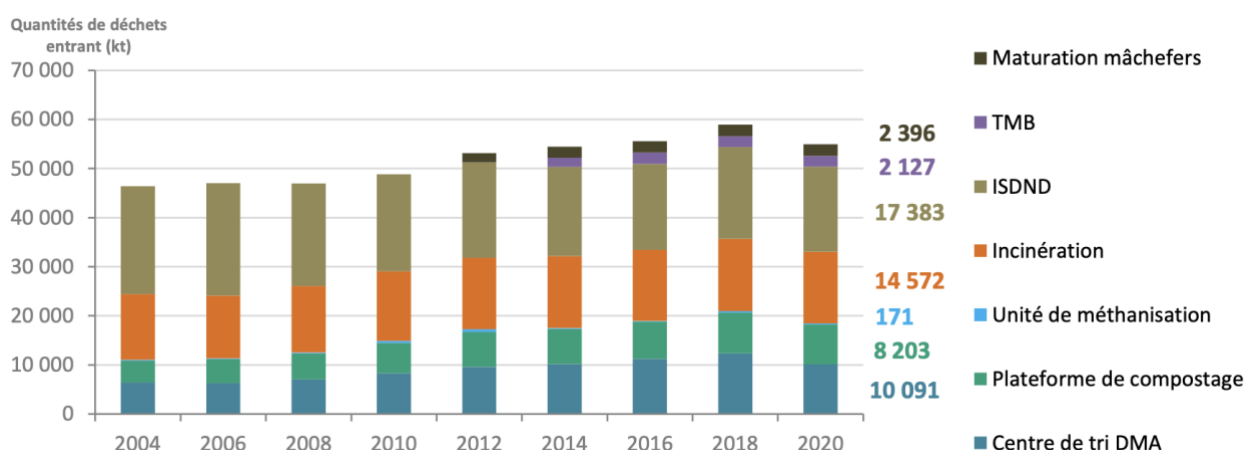


Figure 2 : Évolution des tonnages de déchets entrant dans les installations de traitement⁸

En valeur absolue, le tonnage de déchets incinérés oscille autour de 14,5 Mt depuis une dizaine d'années.

Les efforts en matière de prévention et de valorisation matière (tri à la source des biodéchets, développement des extensions de consignes de tri, collecte des textiles, ...) doivent être poursuivis pour minimiser la quantité de résiduels produits. Néanmoins une politique même ambitieuse de prévention et de valorisation matière ne supprime pas complètement les déchets ménagers et assimilés résiduels encore composés de très nombreux produits de grande consommation sans solution de recyclage et d'erreurs de tri des Français. Par conséquent, une stratégie territoriale ambitieuse et crédible impose d'assumer pleinement des installations bien dimensionnées de traitement des déchets ménagers et assimilés résiduels, issus notamment des collectes classiques d'OMR, des refus et erreurs de tri et de la part non valorisable des gisements collectés en déchèteries. L'incinération avec valorisation énergétique est donc l'un des traitements les plus utilisés comme exutoire direct des déchets résiduels dans le respect de la hiérarchie de traitement.

Du reste, cela n'empêche pas qu'un projet de valorisation énergétique, pour alimenter un réseau de chaleur par exemple, devra comprendre une étude spécifique sur l'évolution attendue de la quantité de déchets incinérés, de manière à s'assurer de la pérennité du projet.

2.2.2. Évolution des pratiques pour la production 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)¹³ dans la directive européenne 2008/98/CE du 19 novembre 2008 relative aux déchets (astérisque de l'annexe II). Ce critère a été retranscrit dans la

¹² Décret n°2011-828

¹³ 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.

réglementation française et définit à l'annexe VI de l'arrêté du 20/09/2002¹⁴ modifié par l'arrêté du 07/12/2016¹⁵ par la formule de performance énergétique (Pe) qui tient compte du facteur de correction climatique (FCC).

La performance énergétique permet de définir si une UVE est considérée comme un site de valorisation (R1) - valeur supérieure ou égale à 0,65 pour les installations autorisées après le 31 décembre 2008, à 0,65 pour les installations ayant fait l'objet d'une extension augmentant leur capacité de traitement ou d'une modification notable par renouvellement des fours après le 31 décembre 2008 ou à 0,60 pour les autres installations - ou d'élimination (D10).

Enfin, rappelons que la formule de calcul de la performance énergétique est différente de celle du rendement énergétique utilisée dans le cadre de la réduction de la TGAP¹⁶ incinération où un rendement énergétique est calculé (formule R). Les 2 principales différences sont :

- Le PCI : calculé dans le cas de la formule Pe, fixé à 2371 kWh/t dans le cas de la formule R ;
- Le FCC : calculé annuellement par site dans le cas de la formule Pe, fixé à 1,089 pour tous les sites dans le cas de la formule R.

Elle est à prendre en compte, en tant qu'une installation n'atteignant pas le seuil de 0,65 fixé au titre du R1 Européen pourrait bénéficier d'une réfaction de TGAP sur la base de ces différences, et inversement.

2.2.3. 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 65 % en EnR&R (auparavant ce taux était de 50 %) 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 ;
- Le classement automatique des réseaux alimentés à plus de 50 % en EnR&R¹⁷ ;
- 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&R¹⁸ ;
- Une situation favorable pour le développement des réseaux grâce à la réglementation thermique de 2020 ayant notamment comme objectif, la réduction d'impact environnemental des bâtiments lors de leur phase d'exploitation (chauffage, eau chaude sanitaire, climatisation, éclairage...) ¹⁹ ;
- La réforme de l'arrêté DPE en 2021 incite au raccordement à un réseau de chaleur, entre autres modes de chauffage bas carbone, afin de réduire la production de gaz à effet de serre des bâtiments.²⁰

La part ENR&R est passée de 31% en 2009 à 63% en 2021 sur l'ensemble des réseaux de chaleur.

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

¹⁴ <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000000234557/>

¹⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorff/id/JORFTEXT000033559420>

¹⁶ TGAP = taxe générale sur les activités polluantes

¹⁷ [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.

¹⁸ La TVA sur les réseaux de chaleur ([RCE30](#))

¹⁹ La réglementation thermique 2020 introduit un mécanisme de valorisation des réseaux de chaleur émettant peu de CO2 (majoration de la limite maximale de consommation en énergie primaire).

²⁰ [Réforme du DPE : décryptage](#)

Le mix énergétique des réseaux de chaleur est alors en constante évolution vers une utilisation d'une part d'EnR&R de plus en plus importante. L'étude AMORCE sur le prix de vente de la chaleur en 2021 (réf. RCE 39) montre les points suivants :

- En 2021, les EnR&R représentent 63 % du bouquet énergétique des réseaux de chaleur français, contre 60 % en 2020 ;
- Le prix moyen des réseaux de chaleur en 2020 est de 80 €/HT/MWh ;
- 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 avec 75,2 €/HT/MWh, avec un prix particulièrement stable dans le temps car moins dépendant des fluctuations de prix des énergies fossiles ;
- La proportion de réseaux à plus de 50 % d'EnR&R dans leur mix est passé de 60% en 2015 à 75% en 2020 ;
- 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. 77,2 € HT/MWh.

3. PRESENTATION DE L'ENQUETE

3.1. OBJECTIFS

Cette enquête actualise les résultats de l'enquête AMORCE DT83 « Performances, recettes et des unités de de traitement thermique des déchets ».

Elle a pour but d'établir un bilan des performances, des recettes et des coûts 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 se développent de plus en plus.

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.

3.2. METHODE

Un questionnaire a été envoyé en novembre 2022 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, les recettes et les coûts liés à la vente et à l'achat 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 2021. Les données seront parfois comparées aux données 2020 également enquêtées si une évolution significative est observée.

3.3. REPRESENTATIVITE DE L'ECHANTILLON

L'enquête a été envoyée à 117 collectivités (ou privés) identifiées comme maîtres d'ouvrage d'une installation de traitement thermique des déchets ménagers, représentant 117 unités. 79 questionnaires, dont 50 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.

Parmi les 79 usines, 67 représentent un tonnage annuel incinéré de 8,3 Mt (sur 14,5 Mt incinérées en 2020¹ en France). La plus petite unité a traité 10 515 tonnes de déchets et la plus grosse 653 624 tonnes/an. En 2021, le tonnage annuel incinéré parmi ces répondants est de 8,5 Mt. La plus petite unité a traité 8 714 tonnes et la plus grosse 709 713 tonnes/an. Parmi les 79 réponses, 40 installations sont des délégations de service public (dont 2 en régie intéressée, 32 en concession et 6 en affermage), 26 sont en marché d'exploitation, 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.

3.3.1. Modes de valorisation

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 ⁸	Échantillon de l'enquête	France	Échantillon de l'enquête	France ⁸	Échantillon de l'enquête
Nombre d'installations	17	12	15	13	84	41

Par de tonnage incinéré :

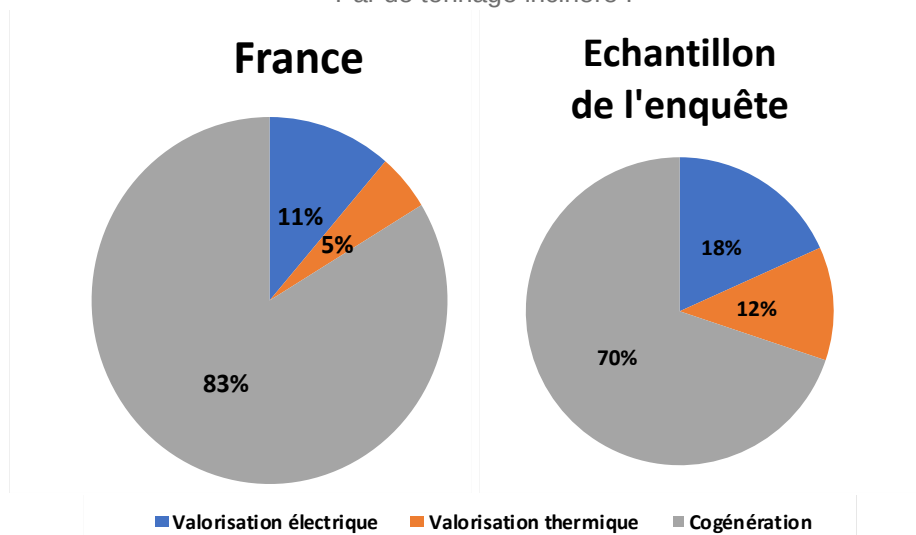


Figure 3 : Part du tonnage total incinéré correspondant à chaque mode de valorisation d'énergie

Il n'y a pas d'unités n'effectuant aucune production énergétique qui ont répondu à l'enquête. En France, elles sont au nombre de 2.

3.3.2. Quantité d'énergie produite

Les quantités d'énergie produite par les 41 unités de l'échantillon retenu 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, issue des modes chaleur et cogénération	
	France ⁸	Échantillon de l'enquête (2021)	France ⁸	Échantillon de l'enquête (2021)
Production (MWh/an)	4320	2233	10965	6520
Tonnages incinérés ²¹	95%	89%	88%	82%

L'échantillon représente 51 % de la production de chaleur française et 52 % de la production électrique.

²¹ « 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.

4. ANALYSE DES RESULTATS

4.1. PERFORMANCES GENERALES DE L'ECHANTILLON

4.1.1. 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 primaire²² par tonne de déchets incinérés. La multiplication de la quantité d'électricité produite et autoconsommée par le coefficient d'énergie primaire²³ 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.

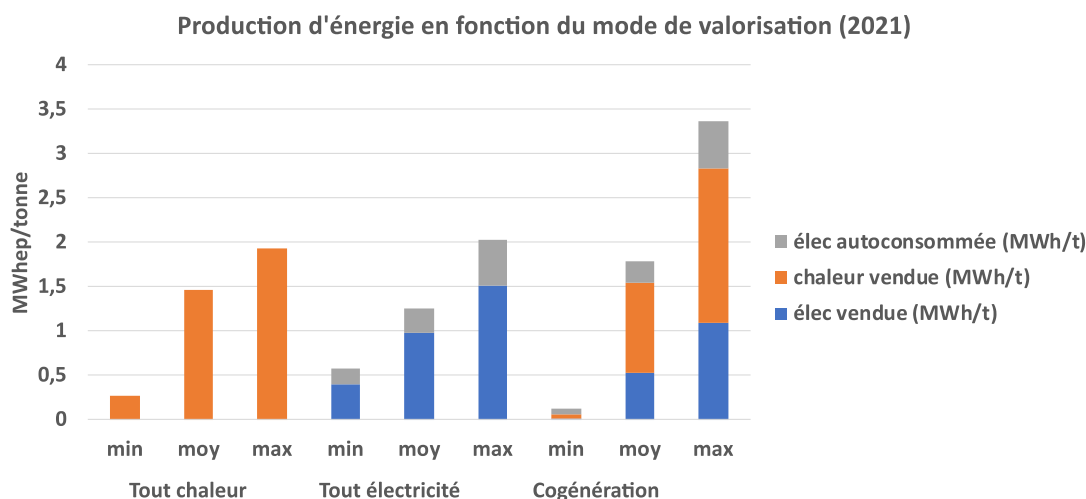


Figure 4 : Production d'énergie primaire en fonction du mode de valorisation (Taille de l'échantillon : 61 installations)

La production énergétique moyenne des unités de l'échantillon est de 1,62 MWhep/tonne²⁴ de déchets en 2021. En 2020, elle était de 1,48 MWhep/tonne, soit près de 9% d'augmentation en 1 an sur le même échantillon. L'usine la moins performante produit 0,28 MWhep/tonne (en chaleur seule) et la plus performante 3,3 MWhep/tonne (en cogénération). Il est possible de noter la meilleure performance générale de la cogénération dont la moyenne de production est de 1,71 MWhep/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 (1,50 MWhep/tonne contre 1,27 MWhep/tonne en moyenne).

²² 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.

²³ Le coefficient d'énergie primaire vaut 2,58 pour l'électricité : moyenne française utilisée dans la réglementation thermique.

²⁴ Moyenne pondérée au tonnage incinéré par les installations.

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). Les losanges noirs représentent les recettes de la vente d'énergie, rapportées à la tonne de déchets incinérés (échelle de droite).

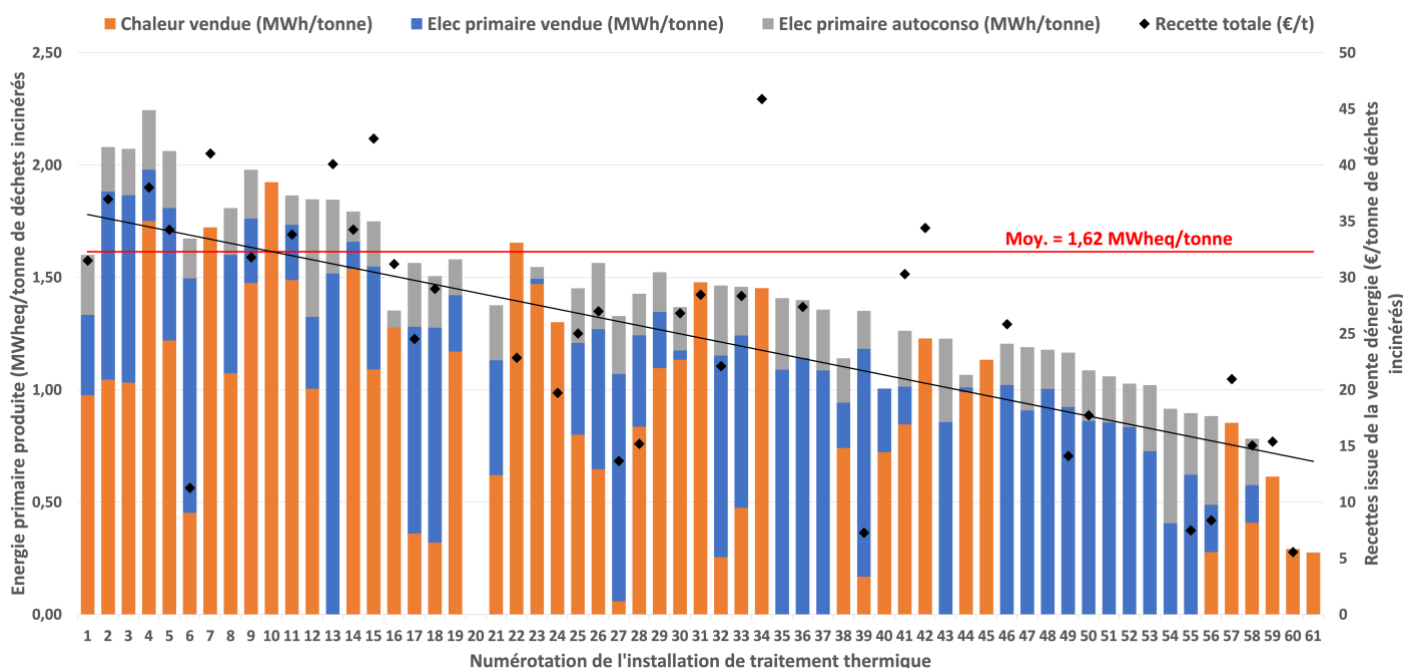


Figure 5 : Recettes issues de la vente d'énergie et production d'énergie en fonction du tonnage de déchets incinérés
(Taille de l'échantillon : 61 installations pour la production d'énergie, 38 pour les recettes)

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. En ce qui concerne les recettes issues de la vente d'énergie, il est possible de noter (comme dans l'enquête de 2016) une légère tendance (R^2 de 0,4) 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 5 et 46 euros par tonne de déchets incinérés.

Ces recettes ont un impact direct sur le coût final de l'incinération et donc sur le prix du traitement²⁵ (cf. partie 4.4.1).

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 9, 1, 41, 30, 11, 14, 4, 15).

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.

²⁵ Prix facturé aux clients de l'usine de traitement thermique des ordures ménagères.

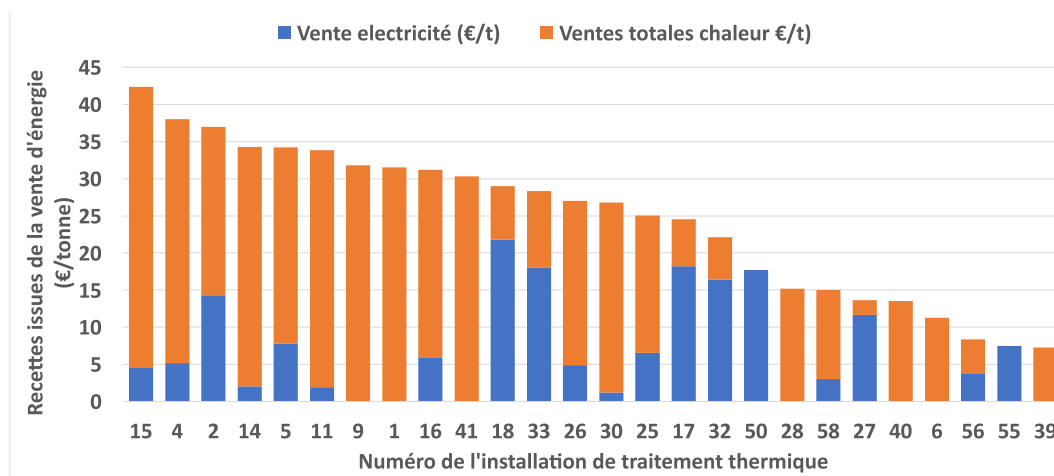


Figure 6 : Répartition des recettes issues de la vente d'énergie pour les unités en cogénération (Taille de l'échantillon : 26 installations)

4.1.2. 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 supérieur à 0,601 (> 0,65 pour les unités autorisées après le 31 décembre 2008 ou ayant fait l'objet d'une extension augmentant leur capacité de traitement ou d'une modification notable par renouvellement des fours après cette date).²⁶ Si ce seuil est atteint, l'usine peut bénéficier d'un dégrèvement de TGAP.

²⁶ 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.

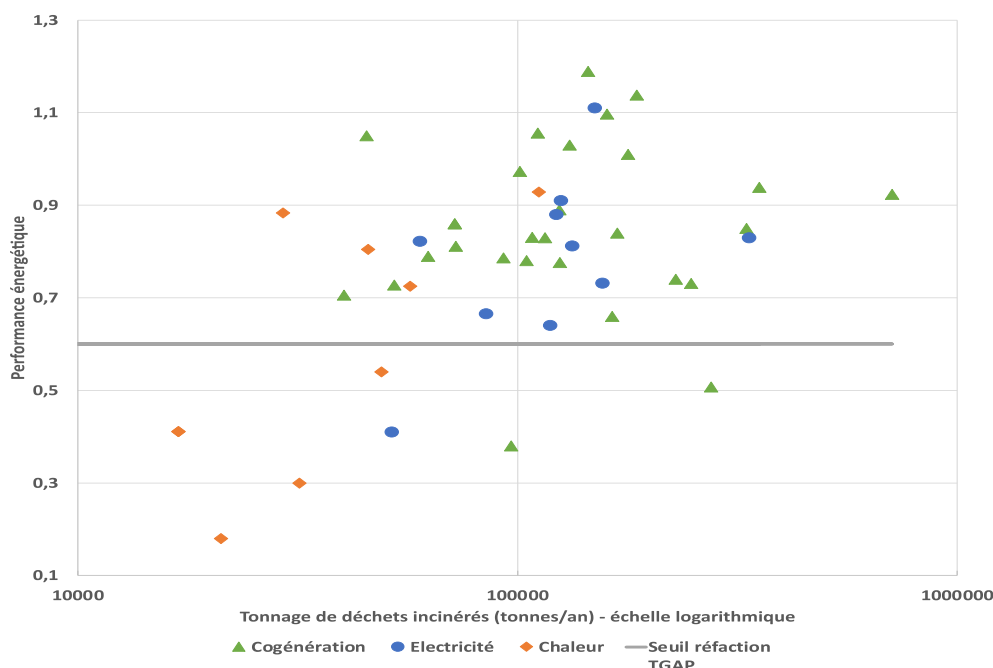


Figure 7 : Performance énergétique en fonction du tonnage de déchets incinérés (Taille de l'échantillon : 46 installations)

Parmi les 46 usines ayant répondu à la question concernant la performance énergétique, 39 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 suivant : les usines les plus performantes sont 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.

4.2. CONDITIONS DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ

Avec la guerre en Ukraine et un marché de l'énergie perturbé par l'indisponibilité de plus de la moitié du parc nucléaire français, les prix du gaz et de l'électricité ont explosé fin 2021 et en 2022. Pour limiter la flambée des prix de l'électricité le Conseil de l'UE a déposé le 7 octobre 2022 un règlement 2022/1854 visant à plafonner le prix de l'électricité (contribution à la rente infra-marginal de la production d'électricité). À la suite de l'adoption de ce règlement, le **Gouvernement avait proposé au Sénat un amendement visant à plafonner, notamment, les revenus tirés de la vente d'électricité produite notamment par les UVE.** L'article 4 *duovicies* du texte introduit une taxation sur les revenus issus de la vente d'électricité au-dessus d'un certain seuil. Il crée donc un plafond sur les revenus non-soumis à cette taxe. Après de nombreuses modifications, le texte définitif a été adopté le 17 décembre 2022 ²⁷. **Il fixait un prix de vente sur le marché libre de l'électricité produite à partir unités de traitement thermique des déchets à un seuil de 145 €/MWh, seuil au-delà duquel une taxe est applicable.** Le principe de la taxation était le suivant : au-delà de plafonds fixés, les recettes de la vente d'électricité sont taxées à 90 %. Il ne s'agit donc pas strictement de plafonds de prix de vente. Il sera toujours possible de vendre au-delà de ces seuils mais le niveau de taxation doit avoir pour effet d'en dissuader les producteurs. Le texte prévoyait ensuite divers cas pouvant conduire à rehausser les seuils applicables ou permettant l'annulation de la taxe tel que pour le cas des collectivités en

²⁷ https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000046845692

charge de la gestion des déchets productrices d'électricité bénéficiant de la déduction des montants versés (ou directement perçu).

Contrairement à l'enquête 2016, le nombre d'unités vendant leur électricité via le système de l'obligation d'achat n'est plus majoritaire. Un nombre de plus en plus important d'unités commençait déjà à vendre l'électricité sur le marché libre. Parmi les 48 installations ayant répondu vendre de l'électricité, 27 sont en contrat d'obligation d'achat et 25 sont sur le marché libre alors qu'en 2015, il y avait moitié moins de vente sur le marché libre par rapport à la vente en obligation d'achat. Ceci est probablement dû aux contrats d'obligation d'achat arrivés à leur fin, et à des passages anticipés sur le marché libre dû à la prévision et la hausse des prix de la vente en gros de l'électricité sur le marché libre, qui a débuté durant l'été 2021 et a explosé en début d'année 2022. Le graphique (Figure 8) ci-dessous représente l'évolution du prix SPOT²⁸ de l'électricité livrable en France en 2021²⁹.

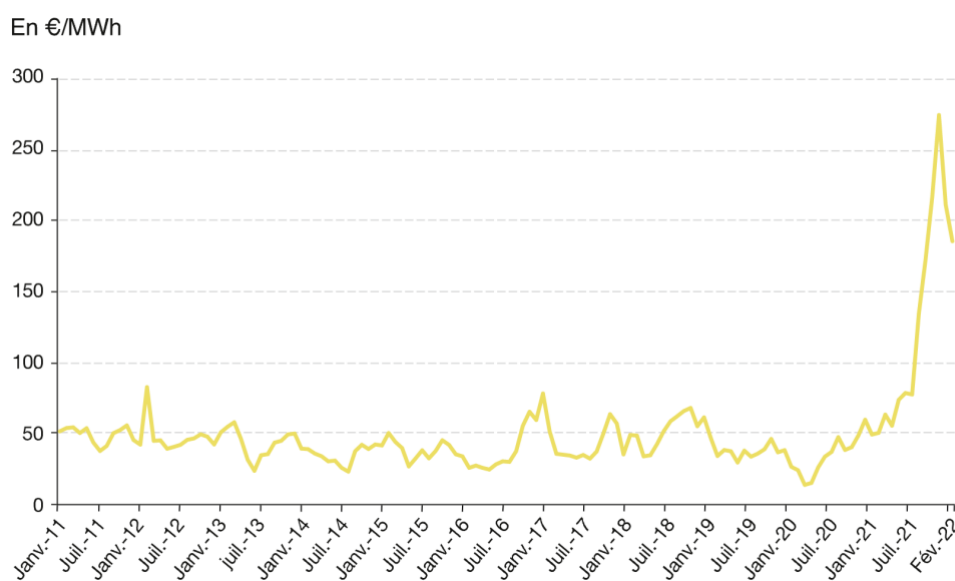


Figure 8 : Prix Baseload moyen mensuel sur le marché European Power Exchange (EPEX) Spot France

L'électricité peut s'échanger de gré à gré ou sur des bourses. European Power Exchange (EpeX) Spot est la bourse du marché spot français. Les produits à terme peuvent, quant à eux, s'échanger sur la bourse European Energy Exchange (EEX) Power Derivatives. Le prix spot de l'électricité livrable en France s'élevait à 108,7 €/MWh en moyenne en 2021 ; il a été multiplié par plus de trois par rapport à 2020 (x 2,75 par rapport à 2019). Comme les autres énergies, le prix de l'électricité a chuté au printemps 2020 pour ensuite connaître une hausse remarquable en raison, d'une part, de la forte demande engendrée par la reprise économique et, d'autre part, de l'indisponibilité de nombreux réacteurs nucléaires liée à des retards dans les maintenances programmées à la suite de la crise sanitaire et de la détection d'anomalies après des contrôles à l'automne 2021. Le prix spot a ainsi atteint 275 €/MWh en décembre 2021, soit plus de trois fois plus que son point le plus haut sur la dernière décennie.

4.2.1. Volumes vendus et recettes

Le graphique de la Figure 9 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).

²⁸ L'indice « SPOT » correspond au prix du marché journalier de l'électricité, fixé par la bourse de l'électricité EpeX Spot.

²⁹ Chiffres clés de l'énergie – Edition 2022 – Statistiques Développement Durable – Ministère de la Transition Énergétique

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 1 000 et 7 000 heures par an (pour une moyenne aux alentours de 3800 heures par an). 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.

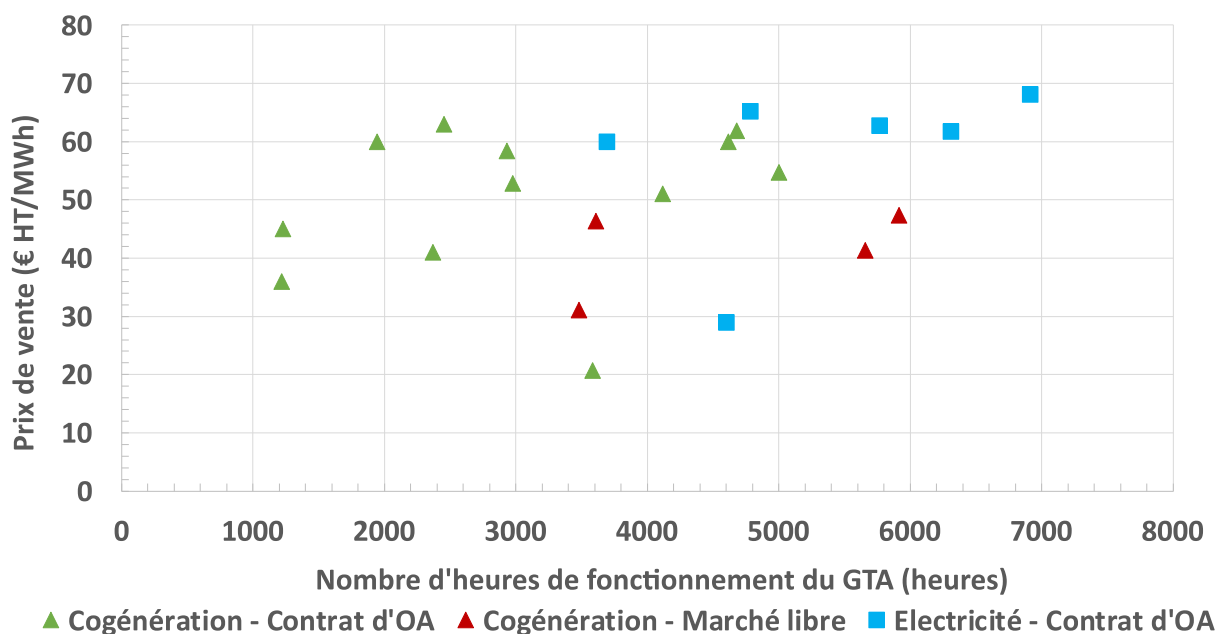


Figure 9 : Prix de vente de l'électricité en fonction du nombre d'heures de fonctionnement du GTA (Taille de l'échantillon : 22 installations)

Le prix de vente moyen de l'électricité pour l'échantillon considéré est de 49 € HT/MWh, avec un minimum de 26 € HT et un maximum de 68 € 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. Cette comparaison est tout de même à nuancer car il y a eu trop peu de réponse pour les prix sur le marché libre.

Le prix de vente moyen pour la vente d'électricité sur marché libre est de 41,5 € HT/MWh alors que celui pour la vente avec obligation d'achat est de 53 € HT/MWh. Une seule unité (ne figurant pas sur le graphique) a indiqué un prix de vente de l'électricité sur le marché libre à 74 € HT/MWh. Cette valeur isolée ne permet pas de conclure à une tendance à la hausse en 2021. Ainsi, l'effet de la hausse des prix de l'énergie ne semble pas avoir un impact significatif sur les valeurs observées en 2021. Les prix de l'électricité produite par les équipements de traitement thermique des déchets et vendue sur le marché libre (5 répondants) sont très en deçà de la moyenne spot à 108,7 €/MWh. L'effet de l'augmentation des prix de vente sur le marché libre ne se fait pas ressentir en 2021 pour ces usines.

En ce qui concerne la vente avec obligation d'achat, les prix montrent une importante variation (entre 21 et 68 € HT/MWh). Ces écarts sont probablement dus à la fois aux primes de production hivernale, aux primes à

l'efficacité énergétique et au niveau de tension de raccordement (influençant le tarif de base et donc, la prime fixe).

Le graphique ci-dessous (Figure 10), montre l'évolution du prix de vente de l'électricité entre 2020 et 2021 pour chaque unité ayant fourni ces informations. Il n'apparaît pas de tendance claire si ce n'est une légère tendance à la baisse pour les prix de vente de l'électricité en 2021 par rapport à 2020 (de 7 € en moyenne).

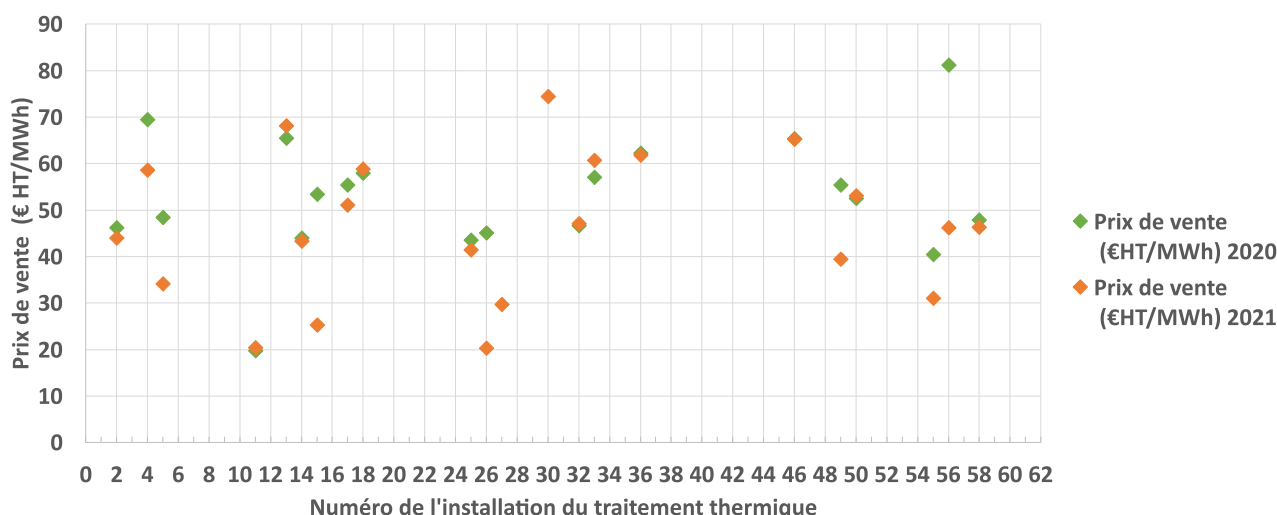


Figure 10 : Prix de vente de l'électricité en 2020 et 2021 en € HT/MWh des installations de traitement thermique des déchets (Taille de l'échantillon : 20 en 2020 et 22 en 2021)

4.2.2. Modalité de vente de l'électricité 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 sont :

- 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 »²⁸ 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 »³⁰ : 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 sur le marché se font via un agrégateur³¹, avec ou sans la participation de la collectivité aux négociations. Le nombre d'agrégeurs s'est multiplié ces dernières années avec l'évolution du marché de l'énergie.

Dans ce système de vente sur le marché, c'est l'agrégeur 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'agrégeur 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'agrégeur. 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

³⁰ 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.

³¹ Agrégateur : personne morale ou physique chargée de la vente sur les marchés de l'électricité produite par une installation, pour le compte du producteur.

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 de vente sur le marché.

Parmi les 25 unités ayant apporté une réponse à la question sur le mode de gestion de la vente d'électricité sur le marché libre, 16 indiquent avoir une gestion par l'exploitant directement, 7 via un agrégateur et seulement 2 en gestion directe par la collectivité. Parmi 6 réponses donnant le nom de l'agrégateur : SOVEN (ENGIE), ALPIQ, AXPO, TOTAL ENERGIES, GREEN ACCESS, WeSAVE et BCM ENERGY. La durée de contrat avec les agrégateurs est comprise entre 1 à 6 ans d'après les réponses.

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

- 2 unités vendent leur électricité au « SPOT » ;
- 4 unités selon un modèle mixte «SPOT» + «à terme» ;
- Aucune unité indique n'avoir un contrat avec un prix fixe.

Le nombre de répondant à cette question étant relativement faible, cette analyse n'est pas représentative de la situation nationale.

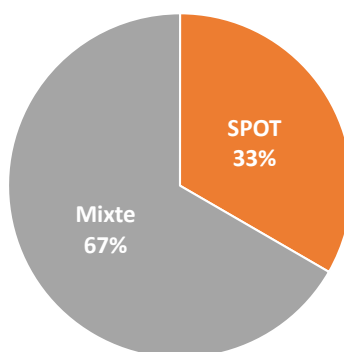


Figure 11 : Répartition des unités selon le modèle de vente de l'électricité (Taille de l'échantillon : 6 installations)

En ce qui concerne la vente mixte « SPOT » et « à terme », seulement une réponse détaille les proportions des différents indices. A titre indicatif, pour cette installation la vente se fait majoritairement « à terme » (80 % de la production vendue à terme, le reste au SPOT).

Sur les 25 unités ayant répondu vendre leur électricité sur le marché libre en 2021, 15 unités ont des contrats qui ont débuté entre 2017 et 2021. Les unités vendant l'électricité avec l'obligation d'achat ont pour la plupart des contrats arrivant à échéance entre 2021 et 2023 inclus (10 d'entre elles sur 21 réponses) et entre 2028 et 2030 inclus (7 d'entre elles). 2 unités ont une date d'échéance du contrat d'obligation d'achat en 2033.

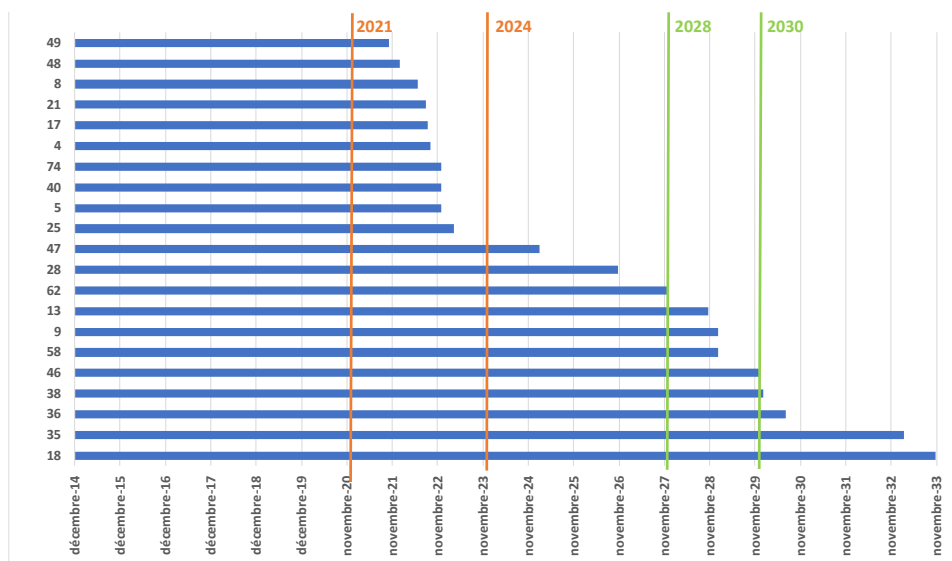


Figure 12 : Date d'échéance des contrats d'obligation d'achat pour les unités concernées (Taille de l'échantillon : 21 installations)

Parmi ces répondants, 10 unités ont répondu avoir anticipé une sortie de leur contrat d'obligation d'achat et commencé à vendre sur le marché libre en 2022 au vu de l'augmentation importante des prix sur le marché libre plus avantageux. Cela correspond à une puissance en plus de 163 MW arrivant sur le marché en 2022.

4.3. 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.

Parmi les 46 unités de l'échantillon qui vendent une partie de la chaleur produite, 57 % des unités (34 unités) vendent leur chaleur à un ou plusieurs réseaux de chaleur. 29 % (17 unités) des unités vendent la chaleur à un industriel plutôt qu'à un réseau de chaleur et 7 unités (12%) vend aux deux. Bien que la vente aux réseaux de chaleur soit l'enjeu principal pour les unités de traitement thermique, la vente vers des industriels semble également être un enjeu important. A l'échantillon répondant égal en 2015, la vente vers les industriels n'était que de 13%. 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 4.3.3).

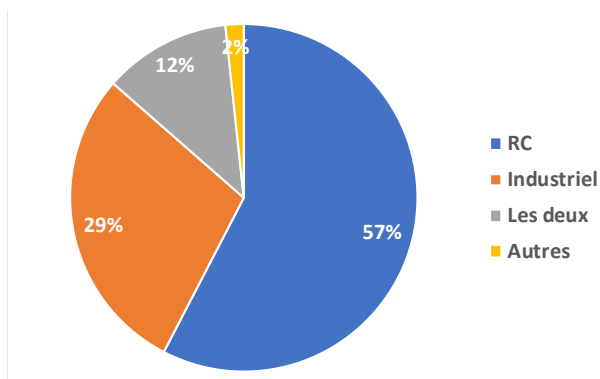


Figure 13 : Répartition des unités selon la destination de la vente de chaleur (Taille de l'échantillon : 47 installations)

4.3.1. Volumes vendus et recettes

Le graphique de la Figure 14 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 commercialise environ 1 300 GWh/an tandis que celle qui en vend le moins atteint à peine 5,5 GWh/an.

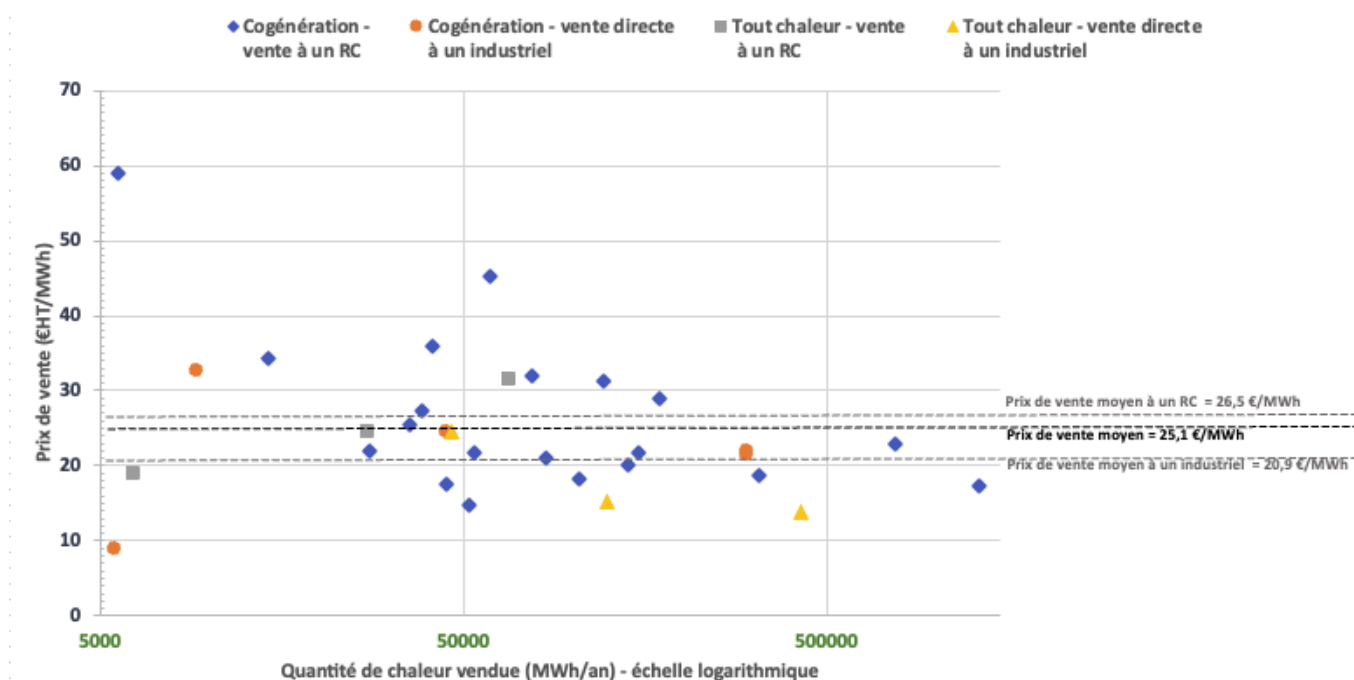


Figure 14 : Prix de vente de la chaleur en fonction de la quantité vendue (Taille de l'échantillon : 31 installations)

Le prix de vente moyen de la chaleur pour l'échantillon considéré est 25,1 € HT/MWh, avec un minimum de 8,9 € HT/MWh et un maximum de 59 € HT/MWh. Il y a donc une très forte disparité dans les prix de vente. Cependant, la majorité des unités vend la chaleur entre 15 et 35 € HT/MWh. Les installations présentant les prix de vente les plus élevés, entre 41 et 59 € HT/MWh, vendent un volume relativement faible de chaleur

(inférieur à 60 000 MWh/an). Seule une unité présente 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 industriel. 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 uniquement, 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 15) 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). 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.

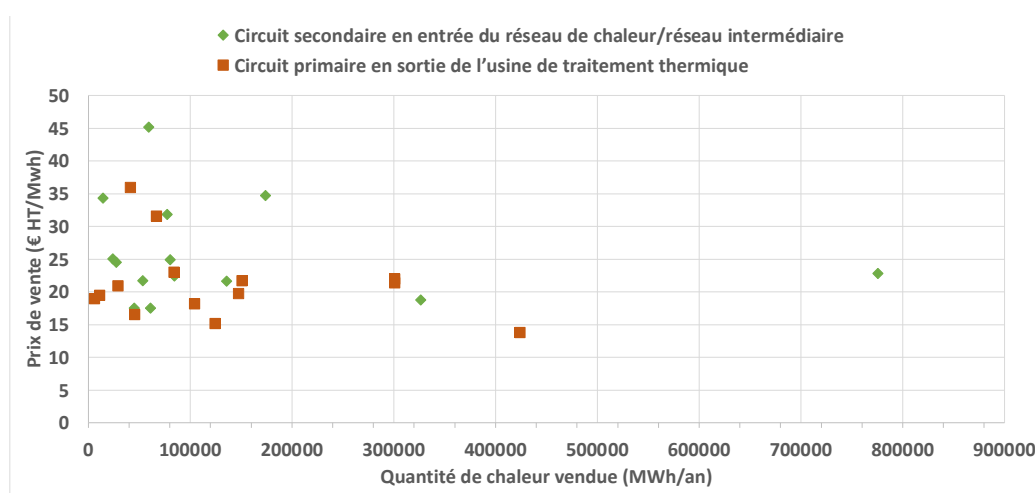


Figure 15 : Prix de vente de la chaleur en fonction du lieu de comptage de la chaleur vendue (Taille de l'échantillon : 29 installations)

La valeur du prix de vente de la chaleur va d'abord dépendre de l'indice de révision retenu. Dans l'échantillon considéré (57), 23 unités ont indiqué avoir retenu une indexation pour faire évoluer le prix de vente de la chaleur à un réseau urbain et 3 à un industriel en direct. Les indices utilisés sont variés mais la très grande majorité d'entre eux sont basés sur les prix des autres énergies (électricité, gaz, charbon, fuel, pétrole), les salaires, charges sociales et coûts de la main d'œuvre (indice ICH-T, 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 qui agrège 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 un impact direct 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 fiscalité³². Un prix élevé de vente de la chaleur apporte des recettes qui pourront venir en déduction des recettes fiscales mais rendra moins compétitive l'énergie mise à la disposition du réseau de chaleur urbain et par conséquent pour les usagers desservis par le réseau. Et inversement. Des discussions entre les différentes parties sont donc nécessaires afin de trouver un équilibre entre les intérêts en jeu. (Cf. partie 4.4.1 pour évaluer l'influence de la vente d'énergie sur le prix de l'incinération).

Sans surprise, au vu de l'évolution des prix des énergies sur l'année 2021, le prix de vente moyen de la chaleur aux réseaux de chaleur (hors vente directe à un industriel) par les unités de l'échantillon a augmenté par rapport à 2015, qui était relativement bas dans le contexte énergétique de la période considérée. Le prix est de

³² 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).

26,5 €/MWh en 2021 contre 23 €/MWh en 2015. Ce prix de vente reste plutôt faible par rapport aux autres énergies présentes dans le mix énergétique des réseaux de chaleur.

Ceci est confirmé par la comparaison des prix de vente moyens de la chaleur aux clients des réseaux de chaleur selon l'énergie principale 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, sauf pour la géothermie, comme le montre la Figure 16.

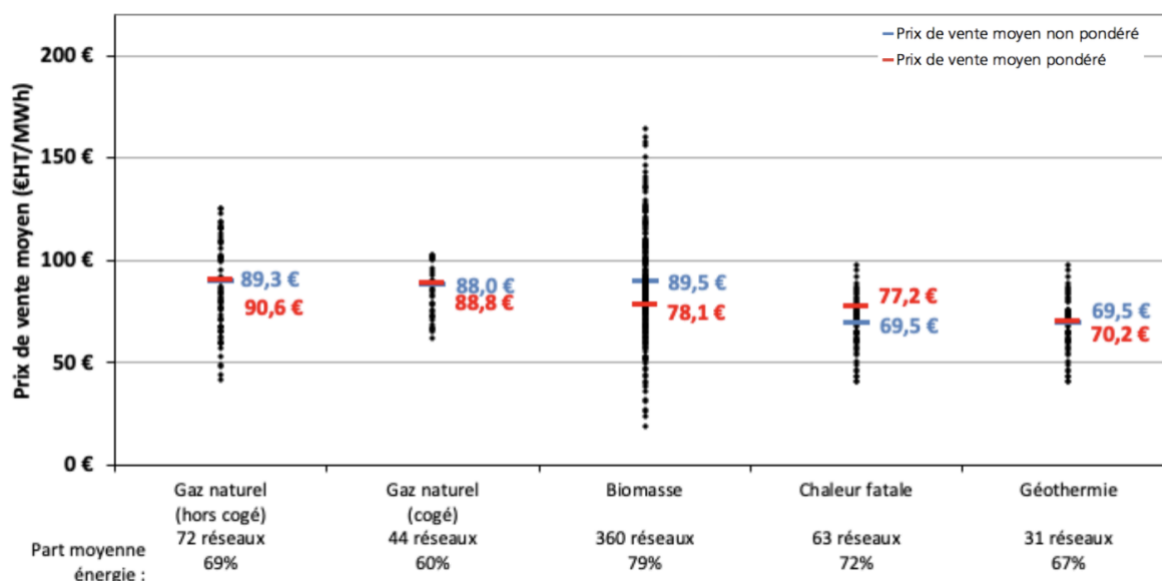


Figure 16 : Prix de vente HT selon l'énergie majoritaire (données 2021)³³

Le prix de vente moyen des réseaux de chaleur inclut toutefois, en plus du prix des énergies, les coûts 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 d'augmentation des prix du gaz naturel tire nécessairement les prix d'achat des énergies issues de la biomasse, de l'incinération, ou de la géothermie vers le haut. Ainsi, le prix de vente moyen de la chaleur pour un réseau de chaleur a augmenté de quasiment 10% entre 2015 et 2021, une tendance qui s'est accentuée encore en 2022 avec la forte hausse du prix des énergies.

4.3.2. Densité énergétique de la liaison avec le réseau de chaleur

Le graphique ci-dessous (Figure 17) 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 2,6 et 209 000 MWh/ml, pour une moyenne pondérée de 72 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

³³ Publication AMORCE RCE 39 « Enquête sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2021 » – édition 2022.

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.

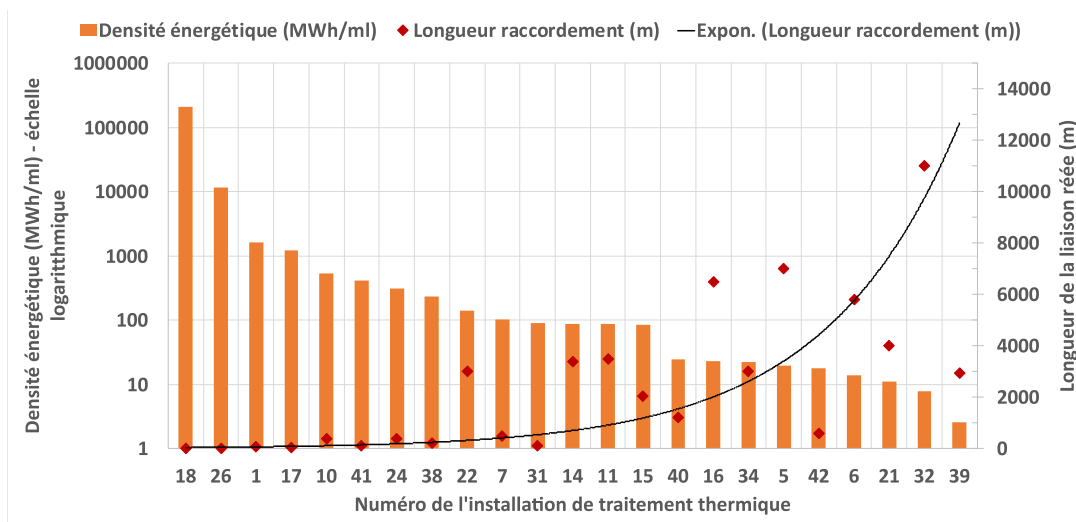


Figure 17 : Densité énergétique du réseau et longueur du raccordement pour chaque unité (Taille de l'échantillon : 23 installations)

Le prix de vente de la chaleur ne semble pas corrélé à la densité énergétique de la liaison pour l'échantillon, comme le montre la Figure 18.

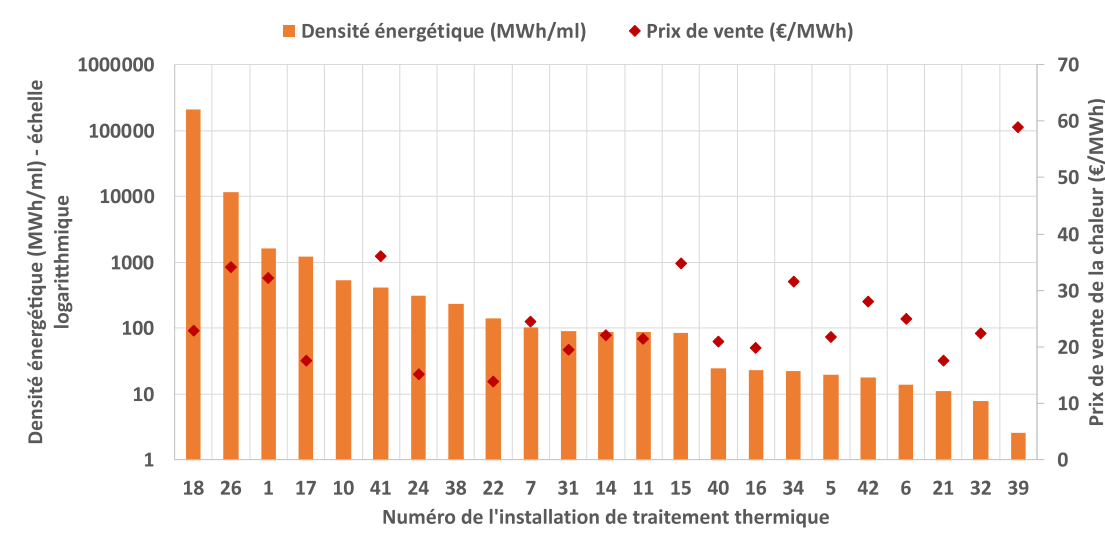


Figure 18 : Densité énergétique de la liaison et prix de vente de la chaleur pour chaque unité (Taille de l'échantillon : 23 installations pour la densité, 21 pour le prix de vente)

4.3.3. Relation avec le réseau 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 19 représente le prix de vente de la chaleur en fonction du modèle d'achat indiqué dans le contrat. 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) ou l'intégralité.

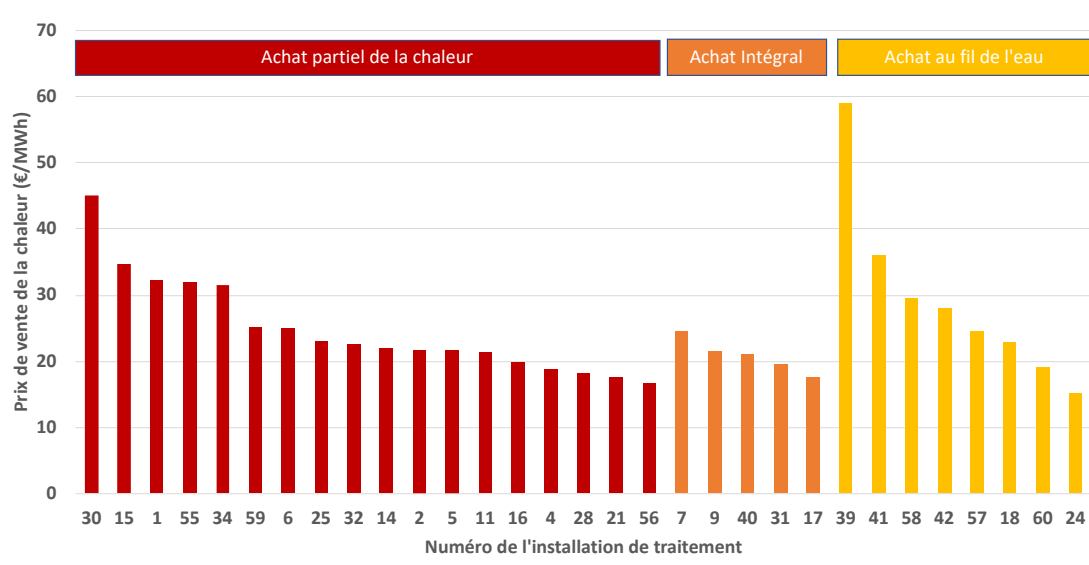


Figure 19 : Prix de vente de la chaleur pour chaque unité en fonction du modèle d'achat (Taille de l'échantillon : 32 installations)

Signataires du contrat :

Parmi les 34 unités vendant de la chaleur à un réseau, 24 ont indiqué les signataires du contrat de vente du côté de l'usine et du côté du réseau de chaleur. Sur ces 24 contrats, 24 ont été signés par la collectivité maître d'ouvrage de l'unité de traitement, 15 par l'opérateur de l'usine, 20 par la collectivité du réseau de chaleur et 21 par l'opérateur 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 37 unités de l'échantillon ayant répondu à la question concernant les limites de responsabilités, 30 ont une limite bien définie dans leur contrat de vente de chaleur. Pour la majorité (26 installations), cette limite se situe autour de l'échangeur de chaleur, principalement après celui-ci (18 installations).

Primes et pénalités :

Parmi les 57 unités ayant répondu aux questions concernant les clauses contractuelles :

- 22 contrats prévoient des pénalités pour l'usine si le volume de chaleur fourni sur l'année est inférieur à celui garanti ;
- 18 contrats prévoient des pénalités pour l'usine en cas de non-fourniture de chaleur ;
- 20 contrats prévoient des pénalités pour le réseau de chaleur si le volume acheté est inférieur à l'engagement ;
- 6 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.

4.4. PRIX, COUTS ET FINANCEMENT

Les coûts d'exploitation totaux dans les unités de traitement thermique facturés aux collectivités varient entre 1 millions et 43 millions d'euros hors taxe et hors TGAP et hors amortissements de l'usine avec une médiane de 7,4 M€ pour l'année 2021 sur l'échantillon enquêté (échantillon : 26). Les coûts aidés globaux hors taxe, hors TGAP et hors amortissements de l'usine sont quant à eux compris entre 633 k€ et 16 M€ en 2021 avec une médiane de 2,9 M€ (échantillon 22). Les valeurs les plus importantes correspondant de manière générale aux installations de plus grande taille.

Les coûts d'exploitation des installations ont également été enquêtés (Figure 20). A noter que les coûts sont très dispersés d'une usine à une autre et que toutes les unités n'ont pas fourni les données demandées. Les valeurs données ci-dessous ne sont pas directement comparables car ne concerne pas le même échantillon. Cependant, le calcul de la médiane pour chaque poste permet de donner une tendance sur la différence entre les charges par poste d'exploitation.

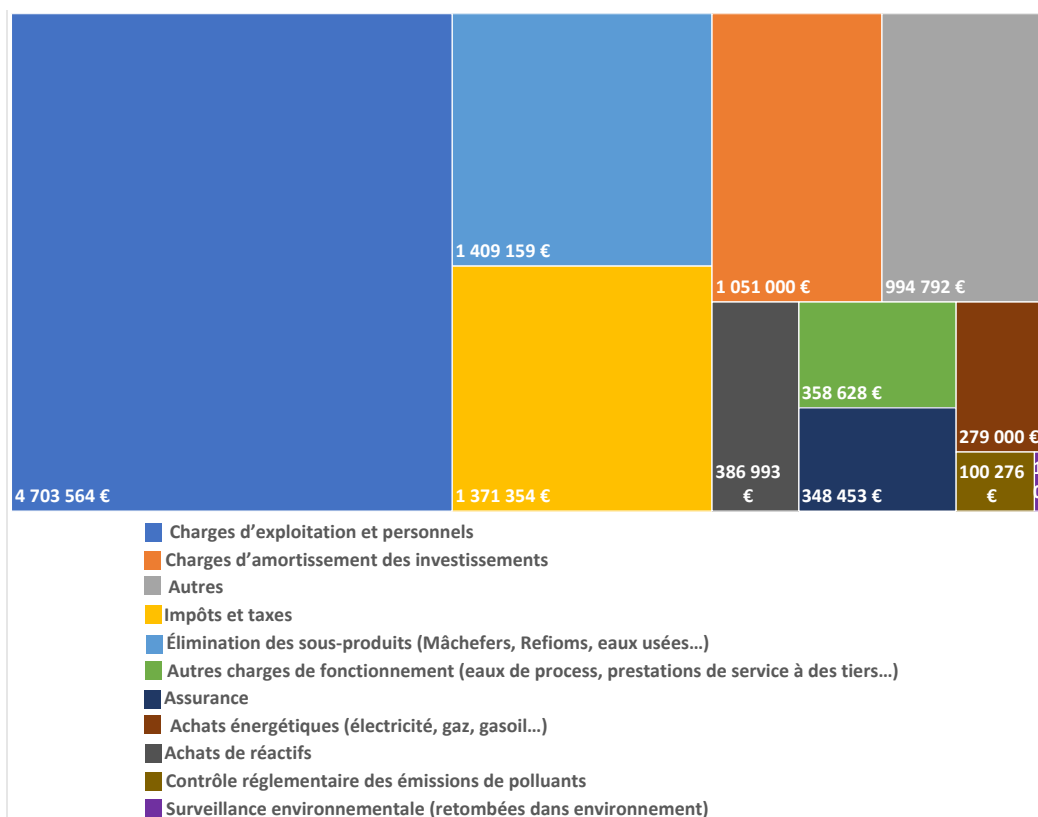


Figure 20 : Coûts d'exploitations par type de poste dans les installations de traitement thermique.

Il apparaît que les postes les plus importants dans les coûts d'exploitations sont :

- Les charges d'exploitation et personnels avec une médiane à 4,7 M€ dont les GER (39%), le personnel (40%) et la maintenance et petits entretiens hors personnel (11%). Les coûts varient entre 2,1 M€ pour le minimum et 10,5 M€ pour le maximum (échantillon : 12) ;
- L'élimination des sous-produits (Mâchefers, Réfioms, eaux usées, etc.) avec une médiane à 1,4 M€ et des coûts variant entre 103 k€ et 3,1 M€ (échantillon : 17) ;
- Les impôts et taxes avec une médiane à 1,3 M€, un coût minimum de 99 k€ et un coût maximum de 4,7 M€ ;
- Les charges d'amortissements des investissements avec une médiane à 1 M€ (mini : 8 k€ ; max : 16 M€) (échantillon : 17). 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.

Le Tableau 5 ci-dessous récapitule la part des charges liées aux coûts d'exploitation rapportée à la tonne de déchets incinérés.

Tableau 5 : Coûts d'exploitations par type de poste dans les installations de traitement thermique rapportés à la tonne de déchets incinérés

Part des charges liée aux couts d'exploitation	Médiane	Min	Max	Nb répondant
Charges d'exploitation et personnels	55 €/t	21,81 €/t	249 €/t	12
Élimination des sous-produits (Mâchefers, Refioms, eaux usées...)	12 €/t	5,75 €/t	21 €/t	17
Impôts et taxes	11 €/t	7,78 €/t	19 €/t	18
Charges d'amortissement des investissements	10 €/t	0,23 €/t	108 €/t	17
Autres	9 €/t	3,57 €/t	15 €/t	6
Autres charges de fonctionnement (eaux de process, prestations de service à des tiers...)	4 €/t	0,15 €/t	33 €/t	11
Assurance	4 €/t	0,50 €/t	10 €/t	17
Achats de réactifs	4 €/t	1,23 €/t	13 €/t	18
Achats énergétiques (électricité, gaz, gasoil...)	3 €/t	0,08 €/t	19 €/t	19
Contrôle réglementaire des émissions de polluants	1 €/t	0,47 €/t	4 €/t	14
Surveillance environnementale (retombées dans environnement)	0,2 €/t	0,07 €/t	1 €/t	6

4.4.1. 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 21) permet de comparer le prix de l'incinération (en €/tonne) en fonction du mode de production d'énergie.

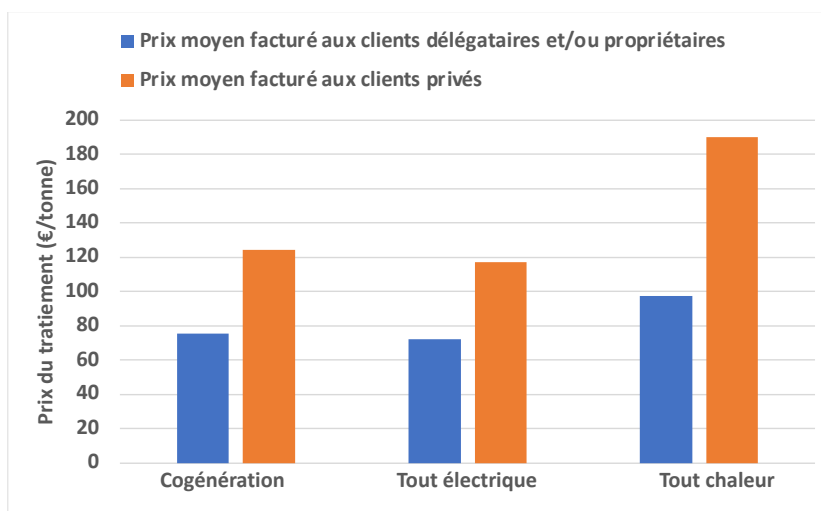


Figure 21 : Prix de l'incinération facturé en fonction du mode de production (Taille de l'échantillon : 32 installations pour le prix facturé aux clients délégataires et/ou propriétaires (collectivités adhérentes au syndicat) et 26 installations pour le prix facturés aux clients privés)

Le mode « tout chaleur » conduit en moyenne à des prix plus élevés. Les modes « cogénération » et « tout électrique » sont relativement proches. Sur l'année 2021, le prix moyen de la tonne de déchets ménagers traitée tous modes de production confondus, hors coûts de transport, facturé aux délégataires et/ou propriétaires (collectivités adhérentes au syndicat) est de 76 €/tonne avec un prix minimum de 36 €/tonne et un prix maximum de 128 €/tonne. Pour les clients privés, le prix moyen est de 133 €/tonne (mini : 83 €/tonne ; maxi : 262 €/tonne).

Le graphique de la Figure 22 rend compte de l'évolution du prix de l'incinération des déchets en fonction des recettes issues de la vente d'énergie. Il indique une tendance à la baisse des prix de traitement facturé aux clients privés de l'usine lorsque les recettes de vente d'énergie augmentent. Cette observation se vérifie plus difficilement pour les prix facturés aux collectivités. 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. Seulement quelques usines pratiquent des prix de traitement relativement plus importants malgré des recettes plus élevées.

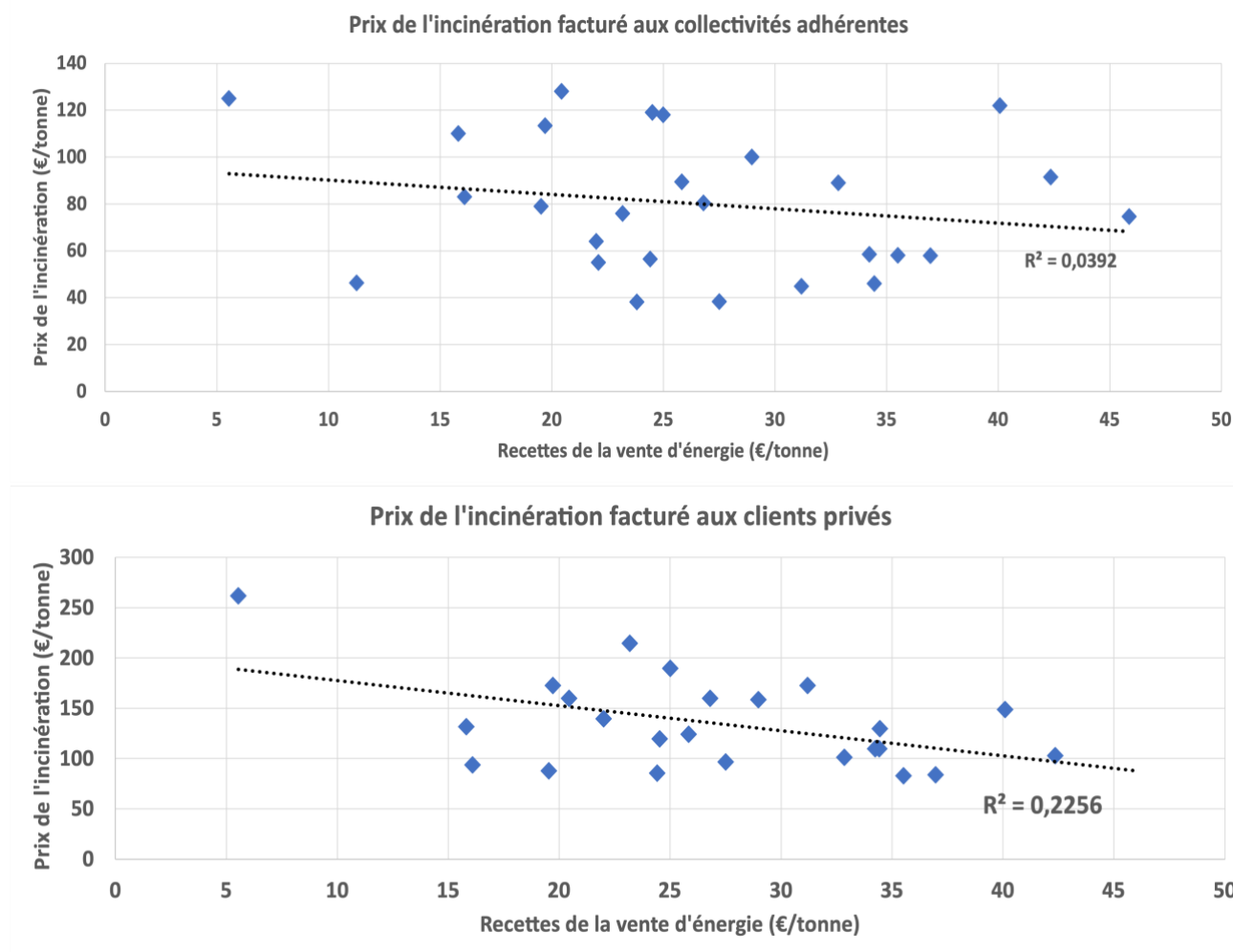


Figure 22 : Prix de l'incinération en fonction des recettes issues de la vente d'énergie

4.4.2. Production de chaleur

Raccordement au réseau de chaleur :

Concernant le coût du raccordement au réseau de chaleur, 7 unités ont donné une valeur. Ce coût d'investissement varie entre 525 000 et 14 000 000 € HT, avec une moyenne de 2 625 €/ml. Il ne semble pas y avoir de tendance d'évolution entre le coût de raccordement et la quantité de chaleur livrée. Une installation a précisé avoir un coût d'extension de 100 000 € HT compris dans le coût de raccordement. Deux autres ont précisé avoir un coût de branchement et de sous-station de 550 000 € HT et 7 600 000 € HT respectivement, compris dans le coût de raccordement. Logiquement, le coût total de raccordement augmente avec la longueur de liaison créée (Figure 23). 6 ont indiqué avoir réalisé un raccordement entre 2015 et 2022 et une en 1989.

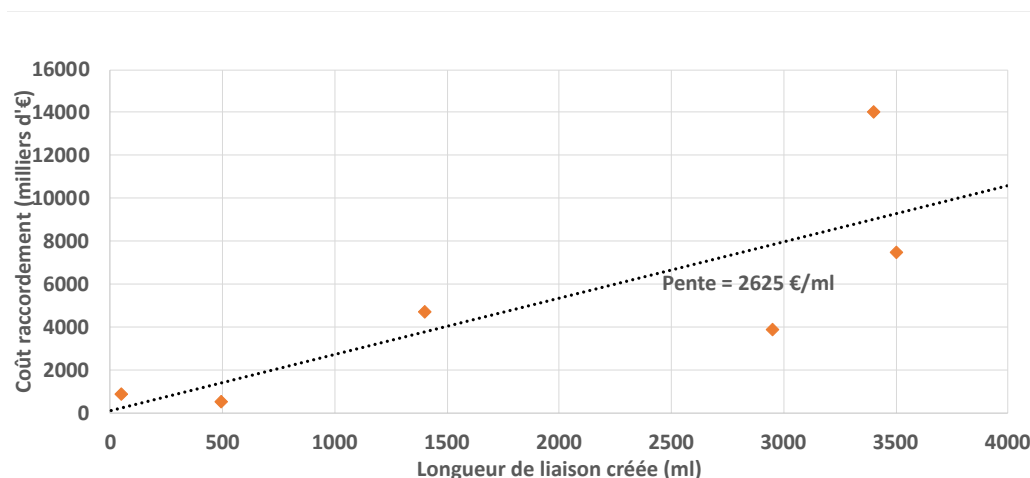


Figure 23 : Coût du raccordement au réseau de chaleur en fonction de la longueur de la liaison créée (Taille de l'échantillon : 7 installations)

Parmi les réponses obtenues, 5 ont obtenu des aides pour les raccordements au réseau de chaleur. Ces aides viennent principalement des dispositifs Fonds Chaleur et CEE, de l'ADEME et de l'Europe, pour des montants compris entre 590 000 € et 1 800 000 €.

4.4.3. Production d'électricité

Seule une installation a répondu aux questions relatives aux coûts de réalisation ou de renforcement de la liaison électrique pour relier le réseau ENEDIS et l'usine. La donnée n'est pas suffisamment représentative pour être développée.

4.4.4. Taxe Générale sur les Activités Polluantes (TGAP)

Les unités de traitement thermique des ordures ménagères ont la possibilité d'obtenir une réfaction de la TGAP³⁴ si elles respectent une ou plusieurs des conditions suivantes :

- L'usine est certifiée conforme à la norme internationale ISO 50001 (critère A) ;
- Les valeurs d'émission de NOx sont inférieures à 80 mg/Nm³ (critère B) ;
- L'usine réalise une valorisation énergétique élevée dont le rendement énergétique est supérieur ou égal à 0,65 (critère C) ;
- La réfaction est d'autant plus importante si deux ou trois de ces critères sont respectés pour la même unité ;
- L'usine réalise une valorisation énergétique élevée dont le rendement énergétique est supérieur ou égal à 0,70 et réalisant une valorisation énergétique des résidus à haut pouvoir calorifique qui sont issus des opérations de tri performantes (critère H, depuis 2023).

Parmi les 59 unités enquêtées ayant répondu aux questions concernant la TGAP, 49 sont certifiées ISO 50001, 38 respectent le seuil d'émission de NOx et 41 sont au-dessus du seuil de performance énergétique.

³⁴ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000037986352/2019-01-01

Taux de TGAP au 1^{er} janvier 2022 : 18 € si A ou B, 14 € si C, 14 € si A et B, 12 € si A et C, 11 € si B et C et A, B et C.

La Figure 24 récapitule la répartition des unités selon les dégrèvements de TGAP obtenus. Dans l'échantillon considéré, 68 % des unités ont obtenu un dégrèvement de TGAP du fait des 3 critères A, B et C. Ce taux n'était que de 27 % en 2015 parmi les répondants.

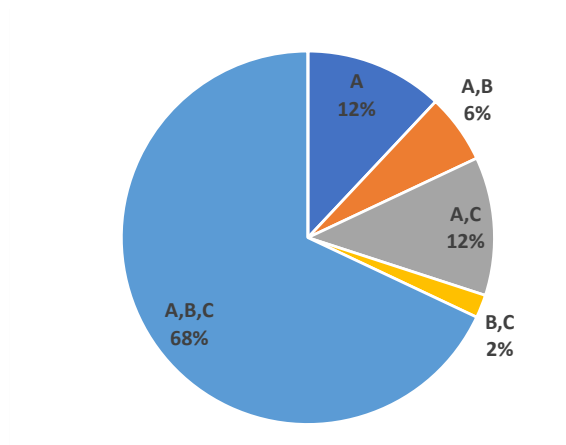


Figure 24 : Répartition des unités en fonction des dégrèvements de TGAP obtenus (Taille de l'échantillon : 49 installations)

Les installations ne bénéficient pas de la réfaction de la catégorie H pourtant très avantageuse (réduction par deux du taux de TGAP par rapport au respect de l'ensemble des critères A, B et C). En effet, il n'existait pas jusqu'à présent de critère de performance d'une installation de tri et de seuil de pouvoir calorifique inférieur (PCI) des résidus permettant aux installations de valorisation énergétique à haut rendement de bénéficier du tarif réduit de TGAP. Cependant, depuis le 16 mars 2023, un arrêté fixant ces critères est sorti.

Le texte fixe ainsi un PCI minimal de 9 mégajoules par kilogramme, qui permet d'obtenir la réfaction de TGAP si les résidus sont envoyés dans une installation de combustion performante. « Le respect de ce seuil est apprécié, en moyenne, pour l'ensemble des résidus de tri apportés par l'opérateur de tri durant une période continue de douze mois définie par l'opérateur de tri. »³⁵

4.5. PERSPECTIVES ET EVOLUTIONS

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 12 unités ne produisant que de l'électricité et ayant répondu à la question, 5 envisagent de démarrer prochainement une production de chaleur. Seulement 2 unités prévoient d'augmenter la production d'électricité ;
- Sur l'échantillon de 35 unités en cogénération ayant répondu à la question, 16 envisagent d'augmenter leur production de chaleur et 9 d'augmenter leur production d'électricité ;
- Sur l'échantillon de 11 unités ne produisant que de la chaleur ayant répondu à la question, 5 prévoient d'augmenter leur production de chaleur et 3 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 25. 38 % des unités prévoient d'augmenter leur production de chaleur, contre 19 % pour l'électricité. Ce constat montre qu'il existe encore un certain potentiel d'énergie fatale à valoriser. L'augmentation des performances énergétiques est

³⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000047310623>

prévue par différentes actions selon les unités. L'augmentation de la production électrique passe dans la plupart des cas par un changement de Groupe Turbo-Alternateur 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.

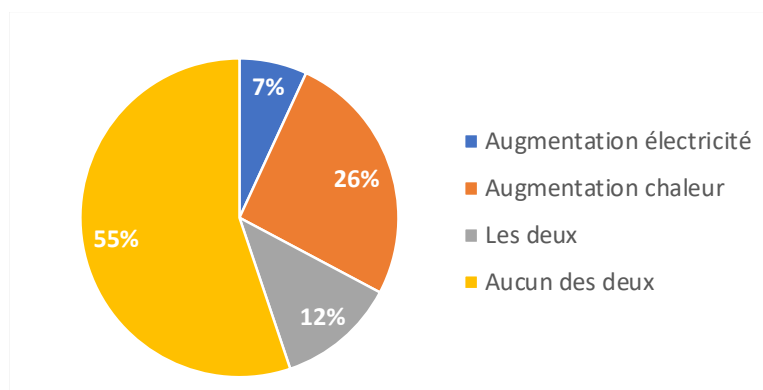


Figure 25 : Répartition des unités en fonction des perspectives d'évolution (Taille de l'échantillon : 58 installations)

La Figure 26 récapitule un panel de projets et travaux prévus de 2023 à l'horizon 2030 identifiés dans l'enquête.

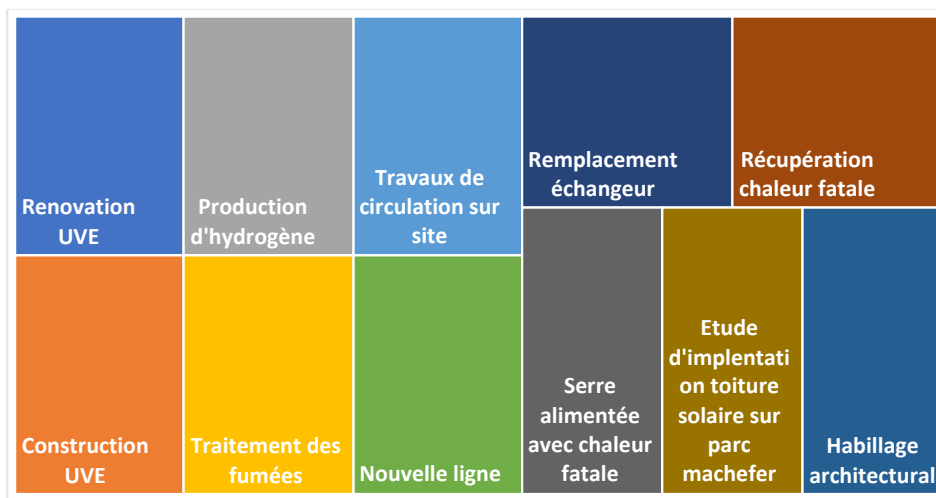


Figure 26 : Panel de projets et travaux à l'horizon 2030

Cette liste n'est pas exhaustive et représente un échantillon relativement petit (15 répondants). Néanmoins, il traduit les efforts produits pour rénover les installations sur un parc relativement vieillissant (âge moyen : 30 ans). Les projets intègrent un remodelage architectural et une adaptation des process pour respecter les évolutions réglementaires. Alors que l'augmentation de la production électrique dépend plus des contraintes techniques des unités (puissance installée), la production de chaleur dépend davantage 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. Davantage de projets diversifiés à proximité des usines répondant à un besoin local voient le jour (par exemple des projets de serres chauffées pour utiliser la chaleur fatale).

5. 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 nationaux, la tendance est à l'augmentation des niveaux de production d'énergie par tonne incinérée du fait notamment de la fermeture progressive des unités qui ne récupèrent pas la chaleur fatale. **La production d'énergie moyenne des unités enquêtées est de 1,62 MWhep/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, 85 % des installations ayant répondu à l'enquête sont au-dessus du seuil de 0,60 (ou 0,65), soit le seuil nécessaire pour obtenir une réfaction de TGAP. Pour la majorité d'entre elles, ce sont des unités en cogénération. Si les recettes moyennes s'améliorent, on note encore une grande disparité dans **les recettes issues de la vente d'énergie qui varient entre 7 et 43 €/tonne.**

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 41,5 €/MWh. Il est de 53 €/MWh pour les contrats d'obligation d'achat.** L'effet de l'augmentation des prix de vente sur le marché libre, constaté surtout en 2022, ne se fait pas ressentir pour ces usines en 2021, année de l'enquête. **La plupart des contrats d'obligation d'achat arrivant à terme,** le nombre d'unités qui vendent leur électricité en gros sur le marché libre augmente. Avec l'évolution des prix de vente de l'électricité sur le marché très avantageux, certains exploitants ou collectivités ont même décidé de sortir de leur contrat d'obligation d'achat de façon anticipée pour profiter de l'augmentation des prix de vente.

Le marché de la revente de l'électricité issue des unités de valorisation énergétique reste très incertain dans le contexte de la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine. Il est difficile de prédire les évolutions qui affecteront les installations à court et moyen terme. Le conseil à donner en la matière est de s'assurer des garanties et des clauses de sauvegarde pour intégrer le risque dans les contrats de vente avec les agrégateurs. La course au mieux disant ne doit être en aucun cas la finalité d'un contrat qui doit dans la mesure du possible s'inscrire dans un schéma de desserte locale de l'énergie produite localement afin qu'elle puisse d'abord bénéficier aux consommateurs à proximité (industries, bailleurs sociaux, établissements publics...).

Concernant le traitement thermique des déchets, la grande majorité des installations vendent leur production de chaleur à un réseau de chaleur urbain. Tout comme en 2015, l'enquête a mis en avant une grande disparité dans les prix de vente de la chaleur. **Le prix de vente moyen est de 25,1 €/MWh mais varie entre 8,9 et 59 €/MWh.** Plus de 80 % des unités ont cependant un prix de vente situé entre 15 et 35 €/MWh. Il est difficile d'analyser les raisons de ces différences ; le nombre de paramètres qui expliquent ces variations des prix de vente est très important : le volume vendu, les indexations retenues, les lieux de comptage, la densité énergétique du réseau, l'amortissement des installations, etc.

Les négociations concernant les 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. 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.

Les coûts d'exploitation dans les unités de traitement thermique facturés aux collectivités varient entre 1 million et 43 millions d'euros hors taxe et hors TGAP et hors amortissements de l'usine, selon la taille de l'installation, avec une médiane de 7,4 M€ pour l'année 2021 sur l'échantillon enquêté. Il apparaît que les postes les plus importants dans les coûts d'exploitation sont les charges d'exploitation et de personnels, dont les GER et la maintenance et petits entretiens, l'élimination des sous-produits (tels que les mâchefers, réfioms, eaux usées, etc.), les impôts et taxes et enfin les charges d'amortissement des investissements.

Le prix de vente de l'énergie a donc un impact direct sur le prix de l'incinération et donc sur toute la chaîne des coûts de la gestion des déchets. Dans l'échantillon enquêté, le mode « tout chaleur » conduit en

moyenne à des prix de vente plus élevés. Le prix de l'incinération facturé aux collectivités adhérentes et aux clients privés diminue légèrement lorsque les recettes issues de la vente d'énergie augmentent.

Les unités de traitement thermique des déchets sont soumises à la TGAP et peuvent encore bénéficier de réfections si elles respectent certains critères. **85% des installations de l'échantillon ont obtenu un dégrèvement de TGAP en 2021.** Parmi celles-ci, 68 % des unités ont obtenu un dégrèvement de TGAP du fait des 3 critères A, B et C. A ce jour les installations ne bénéficient pas de la réfaction de la catégorie H pourtant très avantageux (réduction par deux du taux de TGAP par rapport au respect de l'ensemble des critères A, B et C). En effet, il n'existait pas jusqu'à présent de critère de performance d'une installation de tri et de seuil de pouvoir calorifique inférieur (PCI) des résidus permettant aux installations de valorisation énergétique à haut rendement de bénéficier du tarif réduit de TGAP. **Un arrêté fixant ces critères est sorti le 16 mars 2023, ce qui devrait permettre une évolution des réfections de TGAP pour les unités de valorisation énergétique.**

L'enquête fait ressortir la volonté des installations d'investir dans de nouveaux équipements pour augmenter la production d'énergie et particulièrement la valorisation en chaleur. Si l'augmentation de la production électrique dépend davantage des contraintes techniques des unités (puissance installée), la production de chaleur dépend plutôt 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. Les exploitants, avec les collectivités, investissent pour adapter ces unités à la réglementation tout en apportant des solutions en matière énergétique sur le territoire.

Ces usines contribuent à la stratégie nationale de lutte contre le changement climatique et à l'approvisionnement en énergie à coût maîtrisé localement. Elles ne sont plus seulement à considérer comme des usines de traitement des déchets mais bien comme des unités de production d'énergies, qui ont une place à part entière dans les schémas d'approvisionnement et de production territoriaux.

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Répartition des unités françaises de traitement thermique des déchets selon le mode de valorisation énergétique en 2020	8
Tableau 2 : Répartition de la production d'énergie des unités françaises de traitement thermiques des ordures ménagères en 2020	9
Tableau 3 : Représentativité de l'échantillon par rapport au mode de valorisation énergétique	14
Tableau 4 : Représentativité de l'échantillon par rapport à la quantité d'énergie produite	15
Tableau 5 : Coûts d'exploitations par type de poste dans les installations de traitement thermique rapportés à la tonne de déchets incinérés.....	32

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Mix énergétique 2021 des énergies produites alimentant les réseaux de chaleur (GOB : Garantie d'Origine Biométhane, faisant partie des autres EnR&R).....	9
Figure 2 : Évolution des tonnages de déchets entrant dans les installations de traitement.....	10
Figure 3 : Part du tonnage total incinéré correspondant à chaque mode de valorisation d'énergie.....	14
Figure 4 : Production d'énergie primaire en fonction du mode de valorisation (Taille de l'échantillon : 61 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 : 61 installations pour la production d'énergie, 38 pour les recettes)	17
Figure 6 : Répartition des recettes issues de la vente d'énergie pour les unités en cogénération (Taille de l'échantillon : 26 installations)	18
Figure 7 : Performance énergétique en fonction du tonnage de déchets incinérés (Taille de l'échantillon : 46 installations)	19
Figure 8 : Prix Baseload moyen mensuel sur le marché European Power Exchange (EPEX) Spot France	20
Figure 9 : Prix de vente de l'électricité en fonction du nombre d'heures de fonctionnement du GTA (Taille de l'échantillon : 22 installations)	21
Figure 10 : Prix de vente de l'électricité en 2020 et 2021 en € HT/MWh des installations de traitement thermique des déchets (Taille de l'échantillon : 20 en 2020 et 22 en 2021)	22
Figure 11 : Répartition des unités selon le modèle de vente de l'électricité (Taille de l'échantillon : 6 installations).....	23
Figure 12 : Date d'échéance des contrats d'obligation d'achat pour les unités concernées (Taille de l'échantillon : 21 installations)	24
Figure 13 : Répartition des unités selon la destination de la vente de chaleur (Taille de l'échantillon : 47 installations) ..	25
Figure 14 : Prix de vente de la chaleur en fonction de la quantité vendue (Taille de l'échantillon : 31 installations)	25
Figure 15 : Prix de vente de la chaleur en fonction du lieu de comptage de la chaleur vendue (Taille de l'échantillon : 29 installations)	26
Figure 16 : Prix de vente HT selon l'énergie majoritaire (données 2021).....	27
Figure 17 : Densité énergétique du réseau et longueur du raccordement pour chaque unité (Taille de l'échantillon : 23 installations)	28
Figure 18 : Densité énergétique de la liaison et prix de vente de la chaleur pour chaque unité (Taille de l'échantillon : 23 installations pour la densité, 21 pour le prix de vente)	28
Figure 19 : Prix de vente de la chaleur pour chaque unité en fonction du modèle d'achat (Taille de l'échantillon : 32 installations)	29
Figure 20 : Coûts d'exploitations par type de poste dans les installations de traitement thermique.	31
Figure 21 : Prix de l'incinération facturé en fonction du mode de production (Taille de l'échantillon : 32 installations pour le prix facturé aux clients délégataires et/ou propriétaires (collectivités adhérentes au syndicat) et 26 installations pour le prix facturés aux clients privés)	33
Figure 22 : Prix de l'incinération en fonction des recettes issues de la vente d'énergie	34
Figure 23 : Coût du raccordement au réseau de chaleur en fonction de la longueur de la liaison créée (Taille de l'échantillon : 7 installations)	35
Figure 24 : Répartition des unités en fonction des dégrèvements de TGAP obtenus (Taille de l'échantillon : 49 installations)	36
Figure 25 : Répartition des unités en fonction des perspectives d'évolution (Taille de l'échantillon : 58 installations)	37
Figure 26 : Panel de projets et travaux à l'horizon 2030.....	37

