



Équilibre économique

Des Unités de Valorisation

Énergétique

PRÉAMBULE

Le traitement par incinération permet la récupération de chaleur fatale dégagée par la combustion au niveau de la chaudière sous forme de vapeur. L'énergie ainsi récupérée, considérée comme de l'énergie de récupération, peut être valorisée en électricité et/ou chaleur. Elle est également en partie renouvelable car issue de la fraction biodégradable des déchets (la France considère 50 % de l'énergie produite comme étant d'origine renouvelable).

Le contexte réglementaire actuel sur la gestion des déchets incite le parc d'installations de traitement thermique des déchets à une quête constante d'optimisation de ses performances énergétiques afin de proposer une solution de « valorisation » aux déchets résiduels et respecter ainsi le principe de hiérarchisation des déchets.

Par ailleurs, les pratiques liées à la vente d'énergie ont évolué avec la fin des systèmes d'obligation d'achat à l'électricité produite et le renforcement de la dynamique de développement des réseaux de chaleur à partir d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R).

Les recettes associées à la valorisation énergétique permettent d'assurer un certain équilibre économique au regard des coûts de fonctionnement des unités de valorisation énergétique (UVE). Cette note présente de manière synthétique cet équilibre à travers une présentation des mécanismes de ventes d'énergie exercés par les unités, les évolutions réglementaires associées, ainsi que leurs impacts sur le coût de traitement des unités.

Réf. AMORCE
DT 83

Les données proposées dans cette note sont issues majoritairement de l'enquête AMORCE réalisée en 2016 sur les performances, recettes et coûts des unités de traitement thermique des déchets. L'enquête portait sur un échantillon de plus de 70 unités représentant plus de la moitié des déchets incinérés en France.

1. Les recettes liées à la vente d'énergie

1.1. Production énergétique et recettes associées

Selon la dernière enquête ITOM¹, le parc français des unités de traitement thermique des déchets non dangereux en 2014 s'élève à 126 usines dont 115 sont équipées d'un dispositif de récupération d'énergie (représentant 98 % du gisement entrant en incinération). Au total, le parc produit annuellement plus de 4160 GWh électriques, représentant la consommation de 890 000 foyers, et près de 9800 GWh thermiques qui sont vendus ou utilisés pour la propre consommation de l'usine. La cogénération reste le mode de valorisation de l'énergie produite par la combustion des déchets le plus courant avec 60% des installations équipées par ce dispositif. En comparaison, 22% des UIOM (Usines d'Incinération d'Ordures Ménagères) produisent de l'électricité seule et 18 % valorisent leur énergie uniquement sous forme de chaleur.

En 2016, AMORCE évaluait les performances de productions énergétiques d'un échantillon de près de 70 unités selon les trois modes de valorisation de l'énergie : tout chaleur, tout électrique (vendue ou autoconsommée) ou cogénération. La chaleur autoconsommée par les unités enquêtées n'est toutefois pas prise en compte. En moyenne, la production énergétique des unités s'élève à 1,41 MWh d'énergie primaire² par tonne incinérée. **Les unités de cogénération semblent être les plus performantes en termes de production, notamment lorsque les débouchés en chaleur sont les plus importants.** La cogénération a en effet l'avantage d'ajuster la production d'électricité en fonction des exutoires en chaleur. Les usines ne produisant que de la chaleur ont également de bonnes performances, globalement plus élevées que celles des usines en valorisation tout électrique.

La vente d'une partie ou de la totalité de l'énergie produite par les UVE permet de leur assurer une part de revenus et maîtriser ainsi le coût final de traitement. (La part autoconsommée peut également être intégrée à la maîtrise des coûts, en déduisant les dépenses liées à l'achat d'énergie évitées). **Les recettes de ventes associées à cette production d'énergie restent très variables selon les usines. Ainsi, dans l'échantillon considéré par l'enquête AMORCE, les recettes moyennes annuelles peuvent aller de 4 € la tonne incinérée à 45 € la tonne.** Elles dépendent directement du prix de vente du MWh et de la quantité d'énergie valorisée, influencés eux-mêmes par un grand nombre de facteurs. 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 mais bénéficie d'un prix de rachat supérieur. Il n'y a toutefois pas de tendance qui se dégage sur la stratégie adoptée par les unités en cogénération. A noter également le caractère saisonnier des ventes d'énergie où la demande en chaleur en hiver est plus forte mais les tarifs d'achat de l'électricité sont également plus élevés. Ces paramètres peuvent ainsi influencer les choix stratégiques de vente d'énergie.

1.2. Un prix de vente de la chaleur disparate selon les unités

79 sites vendent leur énergie auprès d'un réseau de chaleur, ce qui permet à la chaleur des UIOM d'être la première EnR&R mobilisée par les réseaux de chaleur (45% des EnR&R utilisées³). **Le prix moyen de vente des usines de traitement thermique enquêtées par AMORCE est de 24 € par MWh produits.** Il ne doit pas être confondu au prix moyen de vente du réseau de chaleur qui inclut, en plus du prix des énergies, les coûts d'investissement, d'exploitation, d'entretien et de renouvellement du réseau ainsi que des autres unités de production d'énergie qui peuvent alimenter ce réseau. **Le prix de vente de chaleur reste sensiblement variable avec une fourchette de 1,15 €/MWh jusqu'à 60 €/MWh** pour les unités enquêtées en 2016. Plus de 80 % des unités ont cependant un prix de vente situé entre 10 et 30 € le MWh comme le détaille le graphique suivant.

¹ Ademe, Les Installations de traitement des déchets ménagers et assimilés en France, Données 2014, Octobre 2017

² L'énergie primaire traduit la quantité globale d'énergie prélevée de manière irréversible à la planète ; il est considéré qu'1 MWh d'électricité produite par une UIOM permet de remplacer 1 MWh produit par le parc moyen français qui nécessite 2,58 MWh d'énergie primaire en tenant compte des pertes existantes dans les centrales de production.

³ SNCU, Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid 2019, Données 2018

Le faible nombre d'unités renseignées vendant de la chaleur à un industriel n'a pas permis d'affirmer si les prix de ventes à une industrie spécialisée sont plus élevés ou non qu'à un réseau de chaleur. **Globalement, les prix de vente de chaleur des UVE restent inférieurs aux prix de vente des autres énergies ce qui explique en partie la compétitivité des réseaux utilisant majoritairement de la chaleur fatale dans leur mix énergétique.** Les analyses ont montré qu'il n'existe que très peu de tendances pour expliquer ces différences sur le prix de vente de chaleur. Le nombre de paramètres rentrant en compte dans la détermination du prix de vente est considérable : volume vendu, indexation, lieu de comptage, densité énergétique du réseau, ...

La négociation du prix de vente reste primordiale pour les collectivités et sera fixé dans un contrat de vente liant l'exploitant de l'UVE à l'utilisateur de la chaleur.

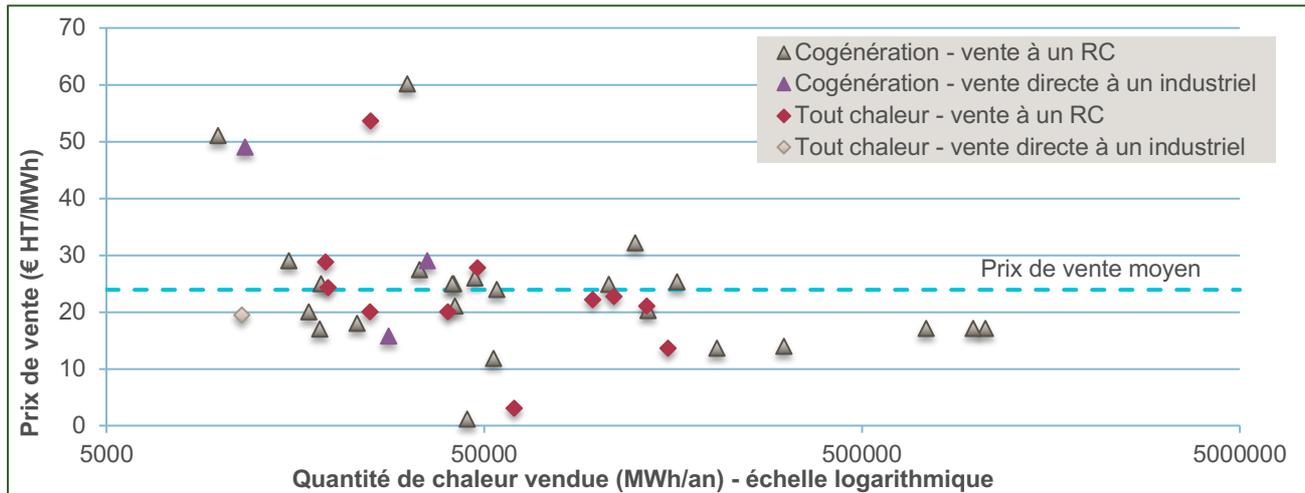


Figure 1 : Prix de vente de la chaleur en fonction de la quantité vendue et le mode de valorisation énergétique (Enquête AMORCE Performances, recettes, coûts des UIOM 2016)

1.3. Un prix de vente de l'électricité impacté par l'évolution des mécanismes de ventes

1.3.1. D'une obligation d'achat vers la vente sur le marché libre

Jusqu'à 2016, l'électricité produite par les installations de traitement thermique des ordures ménagères était soutenue dans le cadre de contrats avec obligation d'achat, car considérée à moitié comme de l'énergie renouvelable (EnR). Ce système imposait aux fournisseurs historiques d'électricité (EDF et entreprises locales de distribution) l'achat d'électricité renouvelable à un tarif fixe durant 15 ans sur la base de modalités fixées par arrêtés. **Les contrats établis sur ce modèle étaient donc sécurisants pour les producteurs** puisqu'ils leur assuraient de vendre l'intégralité de leur production tout en bénéficiant de revenus prévisibles, à l'abri des aléas du marché de l'électricité. Un contrat d'obligation d'achat ne pouvait être obtenu qu'une seule fois. Toutefois, au terme d'un contrat, il était possible de bénéficier d'un nouveau grâce à l'arrêté rénovation du 14 décembre 2006⁴, en réalisant un nouvel investissement sur des postes liés à la production d'énergie d'au moins 720 €/kW de puissance électrique installée (contrat de rénovation). Si le contrat d'achat n'était pas renouvelé, les producteurs pouvaient soit vendre leur électricité directement sur le marché libre, soit décider d'arrêter leur production ou l'utiliser en autoconsommation.

Les lignes directrices européenne de Juin 2014 imposent une évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. **Les décrets des 27 et 28 Mai 2016⁵ viennent ainsi remplacer le système de l'obligation d'achat d'électricité produite à partir d'EnR par un système de vente sur le marché complété par une prime appelée « complément de rémunération ».** La structure de ce système a été pensée afin d'assurer une meilleure intégration des EnR au marché tout en limitant les aléas liés, notamment, aux conditions de financement.

⁴ Arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée telles que visées à l'article 3 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000.

⁵ Les décrets n°2016-682 et n°2016-691 des 27 et 28 mai 2016 relatifs à l'obligation d'achat et au complément de rémunération précisent les premiers éléments du nouveau mécanisme de soutien aux énergies renouvelables.

Les décrets de 2016 abrogent ainsi l'arrêté du 2 octobre 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les UIOM ainsi que l'arrêté rénovation. **Les installations de traitement thermique des déchets en fin de contrat doivent donc vendre leur électricité sur le marché libre depuis 2016 sans prime de soutien.** Un projet d'arrêté ministériel fixant les nouvelles conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite à partir d'unité de traitement thermique a été validé dans un premier temps par la commission de régulation de l'énergie nationale fin 2015. Après de nombreux échanges durant 3 ans, la commission européenne n'a finalement pas approuvé le dispositif de soutien proposé, au motif notamment que le soutien à la valorisation énergétique des déchets n'était pas conforme aux principes actuels de hiérarchie de valorisation des déchets. Afin de se mettre en conformité avec les décisions de la commission européenne, le décret du 27 Mai 2019 modifiant l'éligibilité au complément de rémunération et à l'obligation d'achat⁶ vient mettre fin à la possibilité que la filière incinération des déchets puisse être éligible au complément de rémunération. **Ce décret acte la fin de l'aide sur l'électricité produite pour les nouvelles installations de valorisation énergétique où les installations arrivées à terme de leur contrat.**

1.3.2. Des conséquences directes sur le prix de vente de l'électricité

Le prix de vente moyen pour les installations échantillonnées en 2016 est de 49 €/MWh avec un prix de vente minimum de 27 € et maximum de 60 €/MWh.

Pour la vente avec obligation d'achat, les prix de vente peuvent différer selon les unités. Les écarts sont dus à la fois aux primes de production hivernale, aux primes à l'efficacité énergétique et au niveau de tension de raccordement (influence le tarif de base et donc, la prime fixe). Toutefois, ces tarifs restent globalement stables d'une année sur l'autre pour une même UIOM puisque fixés par arrêté. Au contraire, les prix de vente de l'électricité sur le marché varient moins d'une unité à l'autre puisque les tarifs comportent une même base d'indexation (marché SPOT) mais peuvent évoluer fortement d'une année à l'autre

D'autre part, **les prix de ventes sur le marché libre sont dans la majorité des cas inférieurs aux prix de ventes avec contrat d'achat** (voir graphique suivant). En effet, le prix de vente moyen constaté par AMORCE en 2016 sur 54 unités est de 54 € HT/MWh avec obligation d'achat tandis que le prix de vente moyen sur le marché libre s'élève à 38 € HT/MWh. L'écart de 16 €/MWh n'est pas sans conséquence pour les UVE. En comparaison, le prix d'achat de l'électricité auprès d'un fournisseur est de l'ordre de 37 à 50 €/MWh en 2016 et peut être sensiblement plus élevé en période hivernale. Par conséquent, **il est désormais plus rentable pour les unités d'auto-consommer l'électricité qu'elles produisent pour subvenir à leurs besoins plutôt que de revendre celle-ci.**

La moitié des contrats d'électricité en cours arrivent à échéance d'ici 2022 et la majorité d'ici 2030 ,et va impliquer une baisse significative des revenus de vente d'électricité. Ces évolutions vont donc modifier de manière importante les habitudes vis-à-vis de la l'électricité. Elles **encouragent les installations soit à l'autoconsommation de l'électricité produite et/ou à rechercher et développer des exutoires de chaleur industriels ou collectifs via les réseaux de chaleur.**

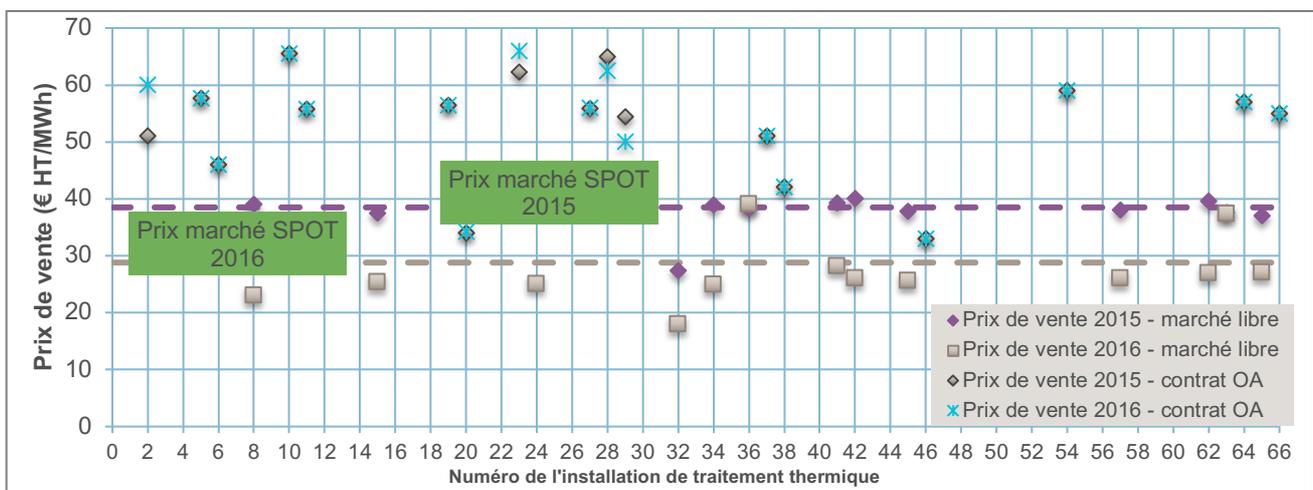


Figure 2 : Évolution des prix de vente d'électricité entre 2015 et 2016 (Enquête AMORCE)

⁶https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=DE9DAE10FA1ACD467489B5F13CEA663B.tplgfr31s_3?cidTexte=JORFTEXT000038514430&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id&idJO=JORFCONT000038514414

1.4. Contrats liant les maîtres d'ouvrage aux utilisateurs d'énergie

Les négociations des contrats de vente sont importantes pour les collectivités puisque la vente d'énergie impacte directement sur les recettes de l'UVE. Les écarts significatifs de prix de vente d'énergie relevés entre chaque unité doivent inciter les collectivités à s'impliquer davantage ou à se faire accompagner afin de prendre tous les paramètres en considération pour optimiser leurs recettes énergétiques (tarif de rachat de base, modalités d'indexation, volume vendu et stratégie entre production d'électricité ou chaleur pour les unités en cogénération, pénalités, ...).

1.4.1. Modalités de vente d'électricité

Dans le cas d'une vente d'électricité sous contrat d'obligation d'achat, les prix de ventes sont fixés par arrêté et ne peuvent être négociés. Le tarif de rachat en hiver est plus élevé qu'en été et est complété d'une prime hivernale. Il est important d'arrêter un niveau de tension de raccordement cohérent car de celui-ci dépendra le tarif de vente.

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

- ◆ la vente à prix fixe : la valeur de l'électricité n'évolue pas dans le temps, le prix est fixé pour la durée du contrat.
- ◆ la vente au « SPOT »⁷ à 100 % : la valeur de l'électricité évolue en fonction du marché « SPOT » pour 100 % de la production (vente de la totalité de la production le jour même pour le lendemain, au prix du marché).
- ◆ la vente mixte « SPOT » + « à terme »⁸ : 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 »).

Il existe d'autres modèles de vente, chacun ayant sa particularité.

Le choix du type de contrat et la vente se font via un agrégateur⁹ sélectionné suite à une consultation ou un appel d'offre. Dans ce système de vente sur le marché, c'est l'agrégateur qui effectue toutes les transactions : il se charge de vendre l'électricité du producteur et paye ensuite ce dernier en fonction des modalités du contrat. Si l'agrégateur vend l'électricité à un prix inférieur à celui fixé dans le contrat, il paye quand même le producteur au prix prévu et doit assumer la différence. Au contraire, si l'électricité est vendue à un prix supérieur, la marge effectuée sera reçue par l'agrégateur. Dans le cas de la vente à prix fixe, la valeur de l'électricité est fixée suivant la valeur du marché à terme à la date de contractualisation. La valeur n'évolue plus pour la durée fixée dans le contrat et le prix ne subit donc plus les variations du marché. 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 et entraînent une incertitude pour les producteurs quant aux recettes issues de la vente d'électricité, 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, sur une période pouvant aller jusqu'à trois ans mais ne permettent pas de bénéficier d'éventuelles hausses des prix du marché et semblent donc moins utilisés après enquête auprès d'UVE. La volatilité des prix SPOT est bien supérieure à celle des prix à terme. D'autre part, l'électricité ne pouvant être stockée, elle peut être échangée à des prix négatifs. Le prix est également indépendant de la quantité échangée. Par conséquent, il est important pour les collectivités d'être conseillées par des acteurs compétents lors de la démarche de choix de l'agrégateur et du contrat. **Il faut notamment prêter attention à l'adéquation entre les offres proposées et le profil de production de l'unité, ainsi qu'à la capacité de l'agrégateur de répondre financièrement aux conditions fixées dans le contrat.**

⁷ L'indice « SPOT » correspond au prix du marché journalier de l'électricité, fixé par la bourse de l'électricité Epex Spot. Il est négocié la veille pour le lendemain ou en cours de journée. Le prix est davantage influencé par les données météorologiques, les événements qui touchent le parc de production français, les pays limitrophes, ...

⁸ Les produits à terme permettent de vendre/acheter de l'électricité sur des périodes de livraison allant au-delà du lendemain (prochaines semaines, mois, trimestres ou années) ; les prix sont davantage influencés par les prix des combustibles, celui du CO₂, les taux de changes, ...

⁹ Agrégateur : personne morale ou physique chargée de la vente sur les marchés de l'électricité produite par une installation, pour le compte du producteur.

1.4.2. Contrat de vente de chaleur

Il existe trois principaux modèles de vente :

- ◆ l'achat au fil de l'eau (45% des unités enquêtées en 2016 utilisent ce type de contrat) : le réseau achète la chaleur au fil de ses besoins, sans engagement spécifique ;
- ◆ l'achat intégral (24% des unités) : le réseau s'engage à acheter la totalité de la production de l'usine ;
- ◆ l'achat partiel (27% des unités) : 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 type de vente, la plupart des contrats prévoient un engagement minimum de fourniture de chaleur de la part de l'usine. Il ne semble pas y avoir de corrélation directe entre le prix de vente de la chaleur et le modèle de contrat de vente choisi. Les prix sont cependant moins dispersés et restent proches de la moyenne de 24 €/MWh lorsque le réseau s'engage à acheter une partie de la production de l'usine (achat partiel). Dans la majorité des contrats, des limites de responsabilités entre l'usine et le réseau de chaleur sont définies (en cas de panne ou de réparations à effectuer sur les installations concernées par la livraison de chaleur et des primes et des pénalités sont prévues pour certains cas. **Il est donc important de conserver une vigilance sur l'ensemble des clauses contractuelles et non pas seulement sur le prix de chaleur défini en fonctionnement normal.** Les pénalités prévues en cas de disfonctionnement peuvent avoir des répercussions très négatives si elles ne sont pas prises en compte lors de la définition des termes du contrat.



2. Les coûts de traitement des UVE

Le coût final de traitement d'une UVE comprend les charges d'exploitation (moyens humains, consommables, assurance, traitement des résidus...), l'amortissement des investissements, les taxes applicables aux UIOM et les recettes pouvant être perçues (vente d'énergie et des métaux ou encore prestations à des collectivités extérieures).

Le coût médian d'incinération des OMR, déduction des recettes, relevé par le dernier référentiel national des coûts du SPGD (Service Public de Gestion des Déchets) en 2016¹⁰, est de 109 €/tonne collectée (TGAP comprise) avec une dispersion entre 88 € et 131 euros par tonne collectée pour 50 % des collectivités. Ce coût de traitement varie de manière conséquente selon les dates de mises en service des unités, les choix des équipements, de valorisation énergétique, de valorisation/traitement des résidus, ...

2.1. Investissements totaux et coûts de production d'énergie

Les coûts d'investissements totaux sont très variables en fonction des techniques et procédés utilisés ainsi que la date où l'investissement a été réalisé (122 à 884 €/t sur l'échantillon ayant répondu à l'enquête AMORCE, avec une moyenne à 483 €/t). Les postes les plus coûteux restent le four/chaudière et le système de traitement des fumées. Les équipements de récupération d'énergie ne mobilisent qu'une part modérée des investissements (environ 7 %). De même, une forte variabilité des investissements existe pour les installations de production d'énergie électrique (GTA, génie civil associé, le raccordement au réseau de distribution d'électricité et ou de récupération de chaleur. Les écarts se justifient avant tout par l'inflation cumulée des prix d'environ 25 % entre 2000 et 2015 et les caractéristiques techniques différentes du matériel investi. Logiquement, le coût de raccordement au réseau de chaleur augmente avec la longueur de liaison créée. Une moyenne de 1306 € par mètre de liaison créée s'est dégagée de l'enquête 2016.

Il n'apparaît toutefois pas de corrélation entre le prix de vente de l'énergie et les coûts d'investissements. Les équipements de valorisation de la chaleur ont pu bénéficier de subventions de la part de l'ADEME (Fond chaleur notamment), de la Région et par l'intermédiaire du dispositif CEE. Au contraire, les investissements sur la production d'électricité sont très peu aidés.

2.2. Influence de la vente d'énergie sur le prix d'incinération

Le prix de vente de l'énergie a un impact direct sur le coût final de l'incinération et donc sur toute la chaîne des coûts de gestion des déchets. Les unités effectuant de la cogénération ayant de meilleures performances énergétiques, elles affichent un prix de traitement en moyenne inférieur aux autres installations. Le mode « tout chaleur » conduit généralement à des prix plus élevés mais la différence entre les modes tout électrique et tout chaleur n'est pas très importante. Il apparaît également que le prix d'incinération diminue lorsque les recettes issues de la vente d'énergie augmentent.

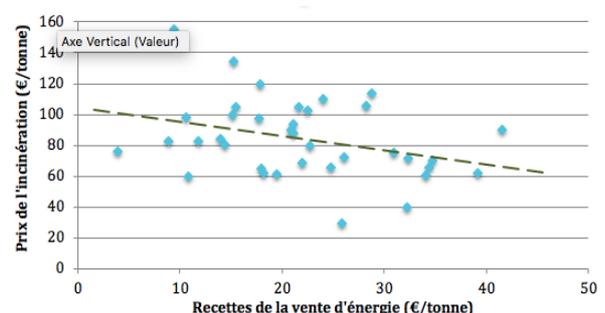


Figure 3 : Prix de l'incinération en fonction des recettes de ventes d'énergie, Enquête AMORCE Performances, recettes, coûts des UIOM 2016

¹⁰ Référentiel National des coûts du service public de prévention et de gestion des déchets assimilés en 2014, Mars 2017, ADEME

2.3. Notions de performances énergétiques et taxation

2.3.1. Performance énergétique et appellation « UVE »

Le traitement thermique des déchets est considéré **au niveau européen comme une opération de valorisation énergétique si un seuil minimum de performance énergétique est atteint**. Cette performance énergétique, appelée également **R1** (Recovery One), se calcule en évaluant 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, et corrigée d'un facteur climatique. Le facteur de correction climatique (FCC) a pour objectif de garantir des conditions de concurrence équitables dans l'Union Européenne, notamment entre les unités de traitement thermique des pays du Nord de l'Europe, valorisant plus facilement la chaleur, et des pays du Sud où les rendements peuvent être plus faibles. Le FCC est fonction des conditions climatiques représentatives du lieu où est implantée l'installation : il est défini en fonction de la valeur de DJC (Degrés Jour de Chauffage) qui nécessite la connaissance des températures extérieures moyennes minimales et maximales, sur une base journalière, représentatives du lieu d'implantation de l'usine. Les données de la station météorologique la plus proche peuvent être utilisées pour connaître les DJC en accord avec l'inspection des installations classées afin de s'assurer de leur représentativité. Ce calcul et le seuil à atteindre sont transposés dans le droit français par l'arrêté du 7 décembre 2016 modifiant l'arrêté du 20 septembre 2002 relatif aux installations d'incinération et de co-incinération de déchets non dangereux. L'opération de traitement des déchets par incinération sera qualifiée d'opération de valorisation si la performance énergétique de l'installation est supérieure ou égale à 0,65 pour les installations autorisées après le 31 décembre 2008 (et 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. C'est cette valeur qu'il faudra fournir à la DREAL dans les bilans d'activités de l'usine. Selon la dernière enquête ADEME sur les installations de traitement des ordures ménagères, **52 unités représentant 56 % des déchets incinérés, sont considérées comme des unités de valorisation énergétique**.

2.3.2. Performance énergétique et réfaction de TGAP

D'autre part, **la France a créé dans le code des douanes une réfaction sur la Taxe générale sur les activités Polluantes (TGAP) pour les usines respectant un rendement énergétique élevé**. Ce dégrèvement de TGAP incite à optimiser la production énergétique des installations de traitement thermique des ordures ménagères. **En effet, une TGAP moins importante, associée aux recettes de la vente d'énergie, permet de maîtriser les coûts de traitement et ainsi de rester compétitif par rapport au stockage notamment**. La France a choisi une formule de calcul s'appuyant sur la formule européenne R1 mais pas identique. Les règles de calcul et le seuil de réfaction sont définis par l'arrêté du 28 décembre 2017¹¹. Cet arrêté, entré en vigueur au 1er janvier 2018, vient modifier l'arrêté du 18 mars 2009 qui fixaient auparavant les règles de calcul des réfections dont bénéficiaient les installations les plus performantes. Un facteur de correction climatique, identique à toutes les installations de traitement thermique (ce qui n'est pas le cas du R1) est introduit. Le seuil minimum ouvrant droit à réfaction de TGAP est obligatoirement de 0,65 (0,6 auparavant pour la majorité des usines). Par ailleurs, il a été rajouté directement dans l'arrêté, la liste des postes d'autoconsommation de chaleur pris en compte pour le calcul. Cet ajout permet d'éviter les différentes interprétations qui peuvent exister. En rappel, le calcul de la Pe au titre de l'année 2017, s'effectuant début 2018, doit donc suivre le nouvel arrêté.

¹¹<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000036340765&fastPos=1&fastReqId=1492298384&categorieLien=id&oldAction=rechTexte>

2.3.3. Mise en exergue des différents calculs de performances énergétique

Réglementation	Rendement Énergétique Européen R1 Arrêté Ministériel du 7 décembre 2016	Performance énergétique TGAP Arrêté ministériel du 28 décembre 2017
Principales différences	<p>Facteur de correction climatique (FCC) calculé annuellement par site</p> <p>Énergie contenue dans les déchets traitée calculée sur la base d'un PCI évalué chaque année</p>	<p>FCC fixé de manière générique à 1,089</p> <p>Énergie contenue dans les déchets traitée calculée sur la base d'un PCI fixé à 2371 kWh/t</p>
Seuil à considérer	<p>Installation autorisée après le 31/12/2008 ou ayant fait l'objet d'une extension augmentant la capacité de traitement ou d'une modification notable par renouvellement des fours : 0,65</p> <p>Autorisation ou modification antérieure au 31/12/2008 : 0,60</p>	0,65

Figure 4 : Synthèse des différences entre performances énergétiques Européenne et TGAP

Contrairement à l'arrêté TGAP du 28/12/2017, l'arrêté du 7/12/2016, transposant le calcul du rendement énergétique européen et seuil à atteindre, ne spécifie pas comment prendre en considération l'énergie valorisée sur les sites. Les exploitants peuvent se baser sur un guide¹² publié par la Commission Européenne éclairant les modalités d'interprétation du calcul. A noter, que celui-ci est plus restrictif quant à la prise en compte des autoconsommations à intégrer, par rapport à l'arrêté du 28/12/2017, puisque les quantités de chaleur recirculées influençant la production de chaleur pour la chaudière ne seraient pas intégrées (ex : préchauffage de l'air de combustion, réchauffage de la bâche alimentaire, réchauffage des condensats). Ce guide n'a toutefois pas de valeur réglementaire et reste non exhaustif.

Afin de pouvoir harmoniser le calcul du critère européen R1 au niveau national, les fédérations de professionnels de la valorisation énergétique des déchets¹³ ont rédigé en 2019 une « note d'aide à l'application de la formule de calcul¹⁴ permettant de considérer, au niveau européen, le traitement thermique des déchets comme une opération de valorisation énergétique (R1) ». Elle propose, en outre, un cadre de référence unique pour la prise en compte de l'énergie utilisée dans l'UVE à savoir les mêmes autoconsommations que celles définies dans l'annexe II de l'arrêté du 28 décembre 2017. Cette note ayant également été diffusée au DREAL par le ministère, **AMORCE conseille d'appliquer cette note pour les prochains calculs de performance énergétique.**

¹² Guidelines on the interpretation of the R1 energy efficiency formula for incineration facilities dedicated to the processing of municipal solid waste according to annexe II of directive 2008/98/EC on waste, Juin 2011, European Commission, <http://ec.europa.eu/environment/waste/framework/pdf/guidance.pdf>

¹³ FNADE (Fédération Nationale des Activités de la Dépollution et de l'Environnement : représente les opérateurs de la filière Déchets) et SVDU (Syndicat national du traitement et de la Valorisation des Déchets Urbains et assimilés : regroupe les principaux opérateurs de la valorisation énergétique des déchets ménagers en France)

¹⁴ Note accessible au lien suivant : https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2019/04/Note-FNADE-pour-le-calcul-du-R1_version-avril-2019.pdf

2.3.4. Une trajectoire TGAP en forte hausse limitant les modulations

Les tonnes réceptionnées dans les unités de traitement thermique des déchets sont soumises à la TGAP et peuvent bénéficier actuellement de réfections plus ou moins conséquentes si les unités respectent l'une ou plusieurs des conditions listées dans le tableau ci après. D'ici 2025, la loi des finances 2019 prévoit la disparition progressive des différentes réfections possibles pour ne conserver qu'une unique modulation de TGAP basée sur le critère de performance énergétique élevé.

Traitement thermique		Quotité (en euros)						
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Installations non autorisées	↓	125	125	130	132	133	134	135
A - ISO 50001	↓	12	12	17	18	20	22	25
B - Emissions de NOx < à 80 mg/ Nm3	↓	12	12	17	18	20	22	25
C - Rendement énergétique ≥ 0,65	↓	9	9	14	14	14	14	15
D - ISO 50001 + émissions de NOx < à 80 mg/ Nm3	↓	9	9	14	14	17	20	25
E - ISO 50001 + Rendement énergétique ≥ 0,65	↓	6	6	11	12	13	14	15
F.-Emissions de NOx < à 80 mg/ Nm3 + Rendement énergétique ≥ 0,65	↓	5	5	10	11	12	14	15
G - ISO 50001 + Emissions de NOx < à 80 mg/ Nm3 + Rendement énergétique ≥ 0,65	↓	3	3	8	11	12	14	15
H - Rendement énergétique ≥ à 0,70 et réalisant une valorisation énergétique des résidus à haut pouvoir calorifique qui sont issus des opérations de tri performantes	↓	-	-	4	5,5	6	7	7,5
I - Autres installations autorisées	↓	15	15	20	22	23	24	25

Figure 5 : Trajectoire de la TGAP applicable aux tonnes réceptionnées dans une installation de traitement thermique des déchets entre 2019 et 2025

En 2015, près de 60 % des unités avaient pu bénéficier d'un dégrèvement pour une performance énergétique élevée.¹⁵ La majorité concernait des unités de cogénération. En cas de faible demande de chaleur, la cogénération permet en effet de valoriser le surplus en électricité et permettre ainsi de conserver une performance énergétique élevée. Cette nouvelle trajectoire n'est pas sans conséquence pour le coût de traitement puisqu'environ 40 % des unités du parc français des UIOM devront payer d'ici 5 ans le tarif le plus fort sur les déchets réceptionnés si aucun investissement pour optimiser la production énergétique n'est réalisé. **Même les unités dites performantes**, avec un rendement énergétique supérieur à 0,65, et donc considérée dans la majorité des cas au niveau européen comme des unités de valorisation énergétique, **vont subir un impact financier significatif lié à l'augmentation de TGAP malgré le maintien de la modulation à la performance : leur TGAP se verra à minima doublée voir quintuplée si elles bénéficient actuellement de toutes les modulations de TGAP (tarif G).**

Nota TGAP : L'ensemble des UVE sont également soumises à la TGAP sur les émissions polluantes (pas de seuil d'assujettissement). La TGAP Air est calculée selon la quantité émise des substances composant l'assiette de cette taxe. Son montant est relativement faible pour les UVE contrairement à la TGAP Déchets. Elle paraît toutefois disproportionnée au regard des émissions qui restent bien inférieures à celles d'autres industries (assujetties si dépassement des seuils fixés dans le code des douanes).

¹⁵ Performance énergétique obtenue à partir de l'ancien calcul de l'arrêté du 18 Mars 2009 (sans facteur de correction climatique et seuil de réfaction de 0,60 et non 0,65). Toutefois, la nouvelle formule de calcul ne devrait pas impacter les unités ayant bénéficié du seuil de réfaction en 2015.

2.4. Perspectives de développement des UVE

2.4.1. Vers une optimisation généralisée des performances énergétiques du parc Français

Le parc d'incinérateurs d'ordures ménagères en France est constitué d'un grand nombre d'installations de petites tailles et plutôt anciennes, bien qu'ayant fait l'objet de gros travaux de mises aux normes dans les années 2000-2005. D'ici 2025 les incinérateurs ne valorisant pas les déchets devraient fermer (10 petites unités soit 2 % des déchets incinérés selon la dernière enquête ITOM de l'ADEME). Peu d'installations seront construites dans les prochaines années. La LTECV impose la réduction de moitié des déchets éliminés dans une installation n'atteignant pas le rendement énergétique européen R1. La publication prochaine du BREF incinération¹⁶ révisé rendra bientôt obligatoire un certain nombre de dispositifs de performance énergétique.

En sus, face au contexte industriel (traitement nécessaire de déchets non recyclables), social et environnemental (développement d'une énergie locale, en substitution à l'énergie fossile), économique et fiscal (recettes ou gains par rapport à l'achat d'énergie, hausse de la TGAP), **l'évolution du parc français s'oriente principalement vers une généralisation et d'un développement de la récupération d'énergie fatale produite par l'incinération des déchets.**

L'enquête menée par AMORCE en 2016 reflète bien cette évolution. La majorité des unités ayant répondues au questionnaire envisage d'augmenter leur performance énergétique. Parmi ces unités, 60 % d'entre elles programmaient de démarrer ou augmenter une production de chaleur.

2.4.2. Un développement de la valorisation énergétique des déchets orienté vers les réseaux de chaleur

Le Grenelle de l'environnement et plus récemment la loi de Transition énergétique ont placé au rang de priorité le développement des réseaux de chaleur, qui participent à la stratégie de sortie des énergies fossiles. Ainsi la quantité d'En&R livrée par les réseaux de chaleur et de froid doit être multipliée par cinq entre 2012 et 2030. Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publié début 2019¹⁷ traduit cette volonté par un objectif de livraison d'En&R pour les réseaux de chaleur à 24,4 TWh en 2023, puis entre 31 et 36 TWh en 2028, contre 14,1 TWh¹⁸ en 2018.

Plusieurs mesures ont été mises en place pour soutenir le développement des EnR&R dans le mix énergétique des réseaux de chaleur, dont la chaleur fatale des usines de traitement thermique des déchets :

- ◆ la création du Fonds Chaleur Renouvelable pour soutenir l'investissement des réseaux (création et extension) à condition que le mix énergétique du réseau de chaleur soit à minima de 50 % en EnR&R ou que la collectivité soit engagée dans une démarche de « schéma directeur » amenant son mix énergétique à un tel niveau d'EnR&R à moyen terme ; le Fonds chaleur finance également des études d'aide à la décision pour les EnR&R et les réseaux de chaleur ;
- ◆ la simplification de la procédure de classement pour faciliter la densification des réseaux alimentés à plus de 50 % en EnR&R¹⁹ ;
- ◆ la création d'un taux de TVA réduit à 5,5 % pour la vente de chaleur dont le mix énergétique est supérieur à 50 % en EnR&R ;
- ◆ la modulation des exigences de la RT2012 pour bonifier les réseaux de chaleur à faible contenu CO₂ ;
- ◆ un crédit impôt – CITE- TVA à taux réduit pour le raccordement aux réseaux alimentés à plus de 50 % par des EnR&R

¹⁶ DT 111-V2 – BREF incinération : ce qu'il faut retenir de la publication prochaine de ce document, AMORCE, Mai 2019

¹⁷ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Projet%20PPE%20pour%20consultation.pdf>

¹⁸ Chiffres clés 2018 des réseaux de chaleur et de froid, Edition 2019, SNCU, https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2019/11/SNCU_Synthese_2019_pages_OK-SB.pdf

¹⁹ 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.

En prenant compte la fin du soutien à l'électricité produite par les UVE, le contexte réglementaire et financier actuel incite véritablement à un développement de la chaleur plutôt que d'électricité. Le potentiel de valorisation en chaleur reste toutefois contraint par les débouchés et utilisateurs de chaleur ce qui n'est pas le cas de la production électrique dépendante avant tout des contraintes techniques liées à l'unités (puissance installée).

2.4.3. Quelles performances estimées à l'avenir pour la production énergétique du parc français des UVE?

La nouvelle PPE estime que l'optimisation des performances énergétiques du parc français pourrait conduire à une production de chaleur supplémentaire de l'ordre de 7 à 10 TWh²⁰ dont 60% (4 à 6 TWh) à destination des réseaux de chaleur et de refroidissement. En 2028 la production de chaleur à partir d'UIOM pourrait ainsi atteindre 15 à 18 TWh, et la production d'électricité 2,3 TWh.

A partir d'autres hypothèses, le SVDU évalue la possibilité d'augmenter la production énergétique du parc d'UIOM français de 3,7 TWh d'ici 2025 par rapport à 2016 en améliorant les performances des installations et le développement du mix entre les productions électriques et thermiques. L'optimisation des gisements de chaleur fatale sur le parc existant permettrait également de gagner 4,4 TWh supplémentaires²¹.



²⁰ Estimés sur la base d'une réduction de moitié des déchets incinérés dans une unité n'atteignant pas le critère R1 en 2025 par rapport à 2010.

²¹ Source : SVDU 2018

CONCLUSION

Les recettes associées à la vente d'énergie ont un impact direct sur le prix d'incinération et donc sur le coût final du service public de gestion des déchets. Or ces recettes peuvent varier fortement pour les unités de traitement selon leur performance énergétique et le prix de rachat de chaleur ou d'électricité. Côté chaleur, les prix de vente diffèrent sensiblement d'une unité à l'autre mais restent inférieurs aux prix de vente des autres énergies. Le nombre de paramètres rentrant en compte dans la détermination du prix sont nombreux. Une vigilance lors de la négociation du prix de rachat ainsi que pour l'ensemble des clauses contenues dans le contrat de vente de chaleur est de mise. Côté électricité, la plupart des contrats d'obligation d'achat de l'électricité produite arrive à échéance entre 2020 et 2030. De plus en plus d'unités vont être amenées à vendre leur production d'énergie sur le marché libre, sans actuelle aide complémentaire. L'évolution des prix n'est plus prévisible sur le long terme, et en 2015 et 2016, une baisse significative des prix de vente, indexé sur le marché SPOT par rapport à l'obligation d'achat, a été constatée. A noter également la complexité des mécanismes de vente sur le marché qui oblige les installations à faire appel à un agrégateur pour gérer les contrats, ce qui engendre des coûts supplémentaires.

Le contexte réglementaire et financier actuel incite à un développement de la chaleur plutôt que d'électricité : soutiens aux investissements majoritairement portés sur la valorisation de la chaleur fatale, fins des contrats d'achat à l'électricité produite, réseaux de chaleur encouragés à intégrer de plus en plus d'énergie renouvelable et de récupération dans leur mix énergétique (TVA 5,5 %), ... Le potentiel de valorisation en chaleur reste toutefois contraint par les débouchés et utilisateurs de chaleur ce qui n'est pas le cas de la production électrique dépendante avant tout des contraintes techniques liées à l'unités (puissance installée). La cogénération reste donc pour le moment le moyen de production le plus performant énergétiquement et économiquement.

Dans un contexte en forte évolution de la trajectoire de la TGAP d'ici 2025 qui n'épargnera pas les unités de traitement thermique, prévoyant la remise en cause progressive des modulations de TGAP à l'exception de la seule réfaction « rendement énergétique élevé », **les maîtres d'ouvrages sont encouragés à optimiser toujours plus la production énergétique de leur installation. Cette optimisation, associée au développement des recettes de vente d'énergie, permettent ainsi de maîtriser les coûts de traitement des installations de valorisation énergétique pour rester compétitives** par rapport à des solutions d'élimination en centre de stockage. Toutefois, le manque de visibilité sur la trajectoire de TGAP après 2025 comme sur les tarifs d'achats d'énergie, rendent complexes la prévision et la rentabilité économique des investissements dont les amortissements portent sur des échelles de temps longues.

A l'avenir, l'augmentation de la production énergétique du parc d'UIOM français a été estimée à 3,7 TWh d'ici 2025 par rapport à 2016 en améliorant les performances des installations et le développement du mix entre les productions électriques et thermiques. L'optimisation des gisements de chaleur fatale sur le parc existant permettrait également de gagner 4,4 TWh supplémentaires.



Réalisation et Vérification

AMORCE, Pôle Déchets
- Océane RASE-POURCHON
- Olivier Castagno

Pour aller plus loin

Adhérez à AMORCE et participez aux échanges de son réseau

Consultez nos précédentes publications

- ◆ DT 83 – Performance, recettes et coûts des UVE, AMORCE, 2016
- ◆ DT 91 et DT 92 – État des lieux du recyclage des mâchefers et Recyclage des mâchefers en travaux publics, AMORCE, 2018
- ◆ DT 111-V2 – BREF incinération : ce

Avec le soutien technique et financier de

