



Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie
CVT - Consortium de Valorisation Thématique

Les combustibles solides de récupération (CSR) :

***Les verrous techniques, règlementaires,
économiques et sociétaux de la filière
en France***

Juin 2018

AVERTISSEMENT

La méthodologie utilisée, ainsi que les résultats obtenus, relèvent de la seule responsabilité des rédacteurs qui ont réalisé l'étude. Ils n'engagent ni l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie (ANCRE), ni l'ensemble des organismes membres de l'Alliance. Les parties intéressées sont invitées, le cas échéant, à faire part de leurs commentaires au CVT Ancre.

Membres du comité de suivi scientifique

CHAPUIS Isabelle, CEA-Tech Liten

FORTI Laurent (IFPEN, Animateur du GP8 "Industrie et Agriculture" Ancre)

GAUTHIER Thierry (IFPEN)

LEGRAND Jack (GEPEA - UMR 6144 CNRS/Université de Nantes/IMT/ ONIRIS)

MÉHU Jacques (INSA-Lyon, Laboratoire DEEP : Déchets eaux environnement pollutions)

MOST Jean-Michel (CNRS, Animateur du GP8 "Industrie et Agriculture" Ancre)

PROUST Christophe (INERIS)

Équipe projet et Rédacteurs

COUSSY Paula (IFPEN)

DUMAS Cécile (IFPEN)

MARICAR-PICHON Michèle (IFPEN)

MAUVIEL Guillain (CNRS, LRGP – Nancy)

PHAM MINH Doan (ENS Mines d'Albi-Carmaux)

SABATHIER Jérôme (IFPEN)

ZDANEVITCH Isabelle (INERIS)

Avec la participation du Cabinet de Conseil INDDIGO et la contribution de l'ADEME

La reproduction ou la présentation publique à des fins professionnelles, même partielle par quelque procédé que ce soit, est strictement interdite sans l'autorisation du directeur du CVT Ancre.

La reproduction de cette étude et/ou le transfert de fichier à des tiers sont interdits en respect du code de la propriété intellectuelle. Cette étude est strictement réservée au signataire de l'accord de confidentialité.

Adossé à l'Alliance, le **Consortium de Valorisation Thématique de l'Ancre** a pour objectif d'améliorer l'efficacité et le flux de transfert de technologies de la sphère publique vers les entreprises. Constituées de cartographies de brevets et de publications, d'enquêtes terrain auprès d'industriels français et étrangers et d'analyses de marché, **les études stratégiques mutualisées du CVT Ancre** ont pour but d'identifier des opportunités et de formuler des recommandations sur les filières à promouvoir. La synergie entre experts scientifiques de l'Ancre et analystes en intelligence économique et stratégie apporte une inégalable valeur ajoutée.

ÉTUDES STRATÉGIQUES DU CVT ANCRE PUBLIÉES EN 2017 – 2018 ET A VENIR

- **Raccordement au réseau et connectique sous-marine des parcs de convertisseurs d'EMR**
- **Potentiel technologique et économique des filières PV à haut rendement**
- **Enjeux et technologies de refroidissement des Data Centers**
- **Etat des lieux et perspectives de la production et des usages des bio- huiles**
- **Analyse des scénarios de pénétrations fortes des EnR variables sur les réseaux électriques : méthodologies et conséquences industrielles**
- **Analyse de la prise en compte des sciences de base dans les politiques de recherche sur l'Énergie**
- **Transformations biologiques alternatives à la méthanisation : H₂ et produits fermentaires**
- **Les Combustibles Solides de Récupération (CSR)**
- **Quel potentiel du sous-sol dans le stockage d'énergie dans le cadre de la loi de transition énergétique ? (Juillet 2018)**
- **Energies pour Engins Off-Road – EN²OR (Décembre 2018)**

Pour en savoir plus :

[http://www.allianceenergie.fr/les études/](http://www.allianceenergie.fr/les_études/)



SOMMAIRE

RESUME EXECUTIF	10
1. Les gisements de déchets en France.....	16
1.1. Les volumes de déchets	16
1.2. Les installations de traitement des déchets.....	18
2. Les combustibles solides de récupération (CSR).....	21
2.1. Filières de traitement de déchets et production de CSR.....	21
2.2. La préparation des CSR	22
2.3. La composition des CSR.....	22
2.4. Les critères de qualité des CSR.....	24
3. Les CSR issus du Tri Mécanique (TM) des déchets industriels et commerciaux.....	26
3.1. Différents types d'installations de TM	26
3.2. Rendements et tailles des installations de TM :.....	26
3.3. Les CSR produits par TM	27
3.4. Potentiel de production CSR ex TM.....	27
4. Les CSR issus du Tri Mécano-Biologique (TMB) des OM	28
4.1. Installations de TMB et procédé	28
4.2. Flexibilité des installations de TMB	29
4.3. La capacité moyenne des installations de TMB	30
4.4. Caractéristiques des CSR produits ex TMB.....	30
4.5. Les enjeux pour les installations de TMB	30
4.6. Le tri sélectif des OM et extensions des consignes de tri.....	31
5. Le potentiel de production de CSR en France.....	32
5.1. Potentiel de production de CSR	32
5.2. appels d'offre CSR de l'ADEME	32
6. Les utilisateurs actuels et potentiels de CSR	34
6.1. Premiers consommateurs historiques en France : les cimentiers	34
6.2. Valorisation des CSR dans les chaudières	35
6.3. Valorisation des CSR par les industriels	35
6.4. D'autres voies de valorisation des CSR	35
7. La chaîne de valeur de la filière CSR et ses principaux acteurs.....	37
7.1. Chaîne de valeur et principaux acteurs par filière	41
Chaîne de valeur et acteurs par filière du TM des déchets industriels et commerciaux	43
Chaîne de valeur et principaux acteurs par filière du TMB des ordures ménagères	44
Chaîne de valeur et principaux acteurs par filière de tri sélectif des ordures ménagères.....	46
7.2. Quel niveau d'intégration des filières ?	47
8. La réglementation autour des CSR	52
8.1. Statut du déchet CSR.....	52
8.2. Statut des installations de combustion	53
8.3. Contraintes d'émissions (selon le type d'installations).....	54
8.4. Statut des cendres et mâchefers.....	55
8.5. Cadre réglementaire Allemand	56
8.6. Cadre réglementaire Italien	58

8.7.	Sortie de statut de déchets en Autriche.....	59
8.8.	Différences avec la réglementation en France ?	60
8.9.	traitement des CSR sur l'EU ETS:.....	61
9.	Valorisation des CSR et technologies.....	63
9.1.	Stockage, convoyage et dosage des CSR sur le site de conversion thermochimique	63
	Description des principales technologies rencontrées :	63
	Problématiques liées à ces différentes technologies :	64
9.2.	Combustion des CSR.....	64
	Description des technologies et équipements pour la combustion des CSR	65
	Problématiques liées à la combustion de CSR	67
	Comparaison des technologies :	69
	Traitements des fumées :.....	70
9.3.	Gazéification des CSR	71
	Description des technologies et équipements pour la gazéification des CSR.....	71
	Problématiques liées à la gazéification de CSR	76
9.4.	Comparaison des technologies et de leurs efficacités	80
	Performances énergétiques	81
	Comparaison des rejets issus des deux technologies	82
	Synthèse :	83
	Gestion des cendres	83
10.	Cartographie territoriale des ressources et des utilisateurs potentiels de CSR.....	86
10.1.	Méthodologie.....	86
	Estimation des besoins et des ressources CSR.....	86
	Hypothèses de calcul pour les besoins énergétiques	86
	Hypothèses de calcul pour la quantification des ressources CSR	87
	Hypothèse de calcul pour l'équivalent énergétique en CSR	88
	Limites de la méthodologie.....	88
10.2.	Les consommateurs d'énergie thermique	89
	Les utilisateurs actuels de CSR	89
	Les utilisateurs potentiels de CSR	89
10.3.	Les gisements actuels et potentiels de CSR	93
	Les producteurs actuels de CSR	93
	Les gisements identifiés	93
	Potentiel annuel de production et utilisation de CSR	96
	Les distances d'approvisionnement en CSR.....	99
	Conclusions	102
11.	Interviews de producteurs et d'utilisateurs actuels et potentiels de CSR : approche territoriale.....	103
11.1.	typologie des acteurs interviewés et démarche	103
11.2.	Résultats des interviews – Enquête terrain.....	104
12.	Analyse économique filière CSR.....	107
12.1.	Coûts d'élimination des déchets	107
	Enfouissement.....	107
	Incinération	108
12.2.	Recettes relatives à la préparation et à la valorisation des CSR.....	108
	Prise en charge des déchets.....	109

Prix de vente des CSR	110
Prix de vente de l'énergie.....	111
12.3. Synoptique des recettes de la filière CSR.....	115
12.4. Coûts d'investissement en préparation des CSR.....	115
12.5. Coûts d'investissement en valorisation des CSR.....	115
Coûts d'investissements en combustion.....	116
• Cas CSR	116
• Cas biomasse.....	119
- Autres références bibliographiques :	120
• Comparaison des CAPEX chaufferie biomasse vs chaufferie CSR	123
o Surcoût lié au PCI	124
o Surcoût lié à la densité	124
• Cas co-combustion CSR et biomasse.....	126
Coûts d'investissements en gazéification	127
• Cas CSR	127
• Cas biomasse.....	130
12.6. Coûts opératoires en valorisation de CSR	135
12.7. Rentabilité de la filière CSR	137
Hypothèses.....	137
Cas de base : filière cogénération sans subvention	140
Cas alternatif n°1 : filière cogénération avec subvention sur le prix de l'électricité.....	146
Cas alternatif n°2 : 100 % chaleur	150
Cas alternatif n°3 : 100% chaleur et 35% subvention d'investissement	154
Cas alternatif n°4 : 100% chaleur et 65% subvention d'investissement	154
Cas alternatif n°5 : recette d'accueil des CSR à 30 €/t	157
13. Recommandations de l'étude pour le déploiement de la filière CSR en France.....	159
13.1. AXE 1 : Améliorations technologiques	159
13.2. Axe 2 : Financier et économique.....	159
13.3. AXE 3 : Stratégie de déploiement.....	160
13.4. AXE 4 : Faire évoluer le cadre réglementaire	160
13.5. Axe 5 : Communication / Acceptabilité sociétale.....	161
14. Lexique.....	162
15. Annexes.....	164

LISTE DES FIGURES ET CARTES :

Figure 1 : Déchets en France 2012	16
Figure 2 : Destination des déchets ménagers collectés en France 2013	17
Figure 3 : Tonnages entrants dans les Installations de Traitement des Ordures Ménagères (ITOM) en 2014	18
Figure 4 : Evolution du nombre d'installations de traitement des déchets ménagers et assimilés	19
Figure 5 : Parc des installations de traitement des déchets ménagers non dangereux	19
Figure 6 : Les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND)	20
Figure 7 : Les éléments combustibles des CSR	23
Figure 8 : Les éléments indésirables des CSR	23
Figure 9 : Différents procédés de Tri Mécano-Biologique	28
Figure 10 : La filière CSR	38
Figure 11 : Principales sources de production de CSR	42
Figure 12 : Production de CSR à partir de DAE	43
Figure 13 : Production de CSR à partir de déchets ménagers	45
Figure 14 : Production de CSR à partir de tri sélectif des ordures ménagères	46
Figure 15 : Segmentation des acteurs productifs et compétences de la filière CSR	48
Figure 16 : Quelques principaux acteurs productifs de la filière CSR en France	50
Figure 17 : Représentation de l'écosystème de la filière CSR	51
Figure 18 : concentrations de référence pour les différents types d'installation	54
Figure 19 : Teneurs limites en métaux lourds prescrits par l'arrêté italien du 14 février 2014	59
Figure 20 : Vue de coupe d'une chaudière à grille	66
Figure 21 : Vue de coupe d'une chaudière à lit fluidisé	67
Figure 22 : Schématisation des différentes étapes se déroulant dans un gazéifieur. Les étapes sont identiques pour la biomasse et pour les CSR.	72
Figure 23 : Gazéifieurs à lit fixe contre-courant (à gauche)	73
Figure 24 : Gazéifieur à lit fluidisé dense45 (à gauche) et lit fluidisé circulant (à droite)	75
Figure 25 : Schéma du procédé Enerkem	75
Figure 26 : Rendement électrique d'un système à cycle vapeur	81
Figure 27 : Rendement électrique d'un gazéifieur couplé à un générateur autre qu'à cycle vapeur	82
Figure 28 : Rejets mesurés sur sites.	83
Figure 29 : Méthodologie pour estimer les gisements CSR et énergie équivalente livrée	87
Figure 30 : Equivalence entre la capacité de production et	88
Figure 31 : Consommation annuelle d'énergie thermique	89
Figure 32 : Répartition de la puissance en entrée des unités de combustion	90
Figure 33 : Gisements potentiels par département	93
Figure 34 : Gisements potentiels de CSR sur les 5 départements et projections	94
Figure 35 : Potentiel annuel de gisements CSR et énergie	96
Figure 36 : Potentiel annuel de gisements CSR et	97
Figure 37 : Distance d'approvisionnement des utilisateurs	99
Figure 38 : Distance minimale d'approvisionnement des utilisateurs	100
Figure 39 : Secteurs d'activité des consommateurs interviewés	103
Figure 40 : Données bibliographiques relatives aux coûts de mise en décharge des déchets	107
Figure 41 : Données bibliographiques relatives aux coûts d'incinération des déchets	108
Figure 42 : Données bibliographiques relatives aux coûts de prise en charge des déchets	109
Figure 43 : Données bibliographiques relatives aux prix de vente des CSR	110
Figure 44 : Evolution des prix de vente des CSR	111

Figure 45 : Evolution 2010 – 2017 du LCOE (technologies de génération d'électricité renouvelable à l'échelle industrielle)	114
Figure 46 : Données bibliographiques relatives aux coûts de la chaleur fossile	114
Figure 47 : Synoptique des coûts de la filière CSR.....	115
Figure 48 : CAPEX chaufferies combustion de CSR.....	117
Figure 49 : CAPEX 2016 combustion de CSR/incinérateurs de déchets.....	119
Figure 50 : CAPEX 2016 combustion de CSR ($P_{CSR} < 65$ MW).....	119
Figure 51 : CAPEX chaufferies biomasse par gamme de puissance (étude Kalice)	120
Figure 52 : CAPEX 2016 chaufferies – combustion de biomasse.....	122
Figure 53 : CAPEX 2016 chaufferies - combustion de biomasse.....	123
Figure 54 : Comparaison des CAPEX 2016 chaufferies - combustion biomasse vs CSR.....	124
Figure 55 : Ventilation du CAPEX valorisation énergétique de biomasse (étude IFC).....	125
Figure 56 : Ventilation des CAPEX chaufferies biomasse vs CSR à iso-puissance entrante (combustion).....	126
Figure 57 : Niveaux de CAPEX par technologie pour la production d'électricité à partir de biomasse (étude IRENA)	126
Figure 58 : CAPEX 2016 - gazéification de CSR.....	129
Figure 59 : CAPEX 2016 gazéification de CSR ($P_{CSR} < 55$ MW).....	130
Figure 60 : Encadrement Eqtec des CAPEX (M€ 2017) de gazéification CSR.....	130
Figure 61 : CAPEX 2016 gazéification de biomasse.....	131
Figure 62 : CAPEX 2016 chaufferies	134
Figure 63 : CAPEX 2016 gazéification CSR de référence (cas chaufferie).....	135
Figure 64 : Informations relatives aux OPEX des installations CHO Locminé et Hoddesdon	135
Figure 65 : Part des consommables des installations CHO Locminé et Hoddesdon	136
Figure 66 : Répartition du personnel prévu à CHO Locminé	137
Figure 67 : Répartition détaillée par technologie du parc français de cogénération installé en 2008.....	138
Figure 68 : Hypothèses générales prises pour apprécier la rentabilité de la filière	138
Figure 69 : Hypothèses économiques utilisées pour l'évaluation financière des projets	140
Figure 70 : Analyse financière dans le cas de base	142
Figure 71 : Analyses de sensibilité du projet à 7,5 MW CSR dans le cas de base.....	143
Figure 72 : Analyses de sensibilité du projet à 20 MW CSR (génération d'électricité via moteurs) dans le cas de base.....	143
Figure 73 : Analyses de sensibilité du projet à 20 MW CSR (génération d'électricité via turbine à vapeur) dans le cas de base.....	143
Figure 74 : Analyses de sensibilité du projet à 40 MW CSR dans le cas de base.....	144
Figure 75 : Subvention investissement vs subvention tarif électricité dans le cas de base.....	145
Figure 76 : Coût de production de l'électricité LCOE €/MWh.....	146
Figure 77 : Analyse financière dans le cas alternatif 1.....	147
Figure 78 : Analyses de sensibilité du projet à 7,5 MW CSR dans le cas alternatif 1	148
Figure 79 : Analyses de sensibilité du projet à 20 MW CSR (génération d'électricité via moteurs) dans le cas alternatif 1	148
Figure 80 : Analyses de sensibilité du projet à 20 MW CSR (génération d'électricité via turbine à vapeur) dans le cas alternatif 1	149
Figure 81 : Analyses de sensibilité du projet à 40 MW CSR dans le cas alternatif 1	149
Figure 82 : Hypothèses prises dans le deuxième cas alternatif.....	150
Figure 83 : Analyse financière cas alternatif 2 (100% chaleur).....	152
Figure 84 : Analyses de sensibilité du projet à 7,5 MW CSR dans le cas alternatif 2	153
Figure 85 : Analyses de sensibilité du projet à 20 MW CSR dans le cas alternatif 2	153
Figure 86 : Analyses de sensibilité du projet à 40 MW CSR dans le cas alternatif 2	154

Figure 87 : Analyse financière cas alternatif 3 (100% chaleur – 35% subvention investissement).....	155
Figure 88 : Analyse financière cas alternatif 4 (100% chaleur – 65% subvention investissement).....	156
Carte 1 : Consommateurs actuels d'énergie thermique basés dans l'Ain, la Drôme, l'Isère, la Loire et le Rhône.	92
Carte 2 : Gisements potentiels de CSR	95
Carte 3 : Potentiel annuel de production et d'utilisation de CSR	98
Carte 4 : Distance minimale d'approvisionnement en CSR des utilisateurs potentiels (classés par catégorie de consommation énergétique).....	101

REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des personnes, acteurs du domaine des CSR en France et à l'étranger que nous avons sollicités au cours de ces travaux, tant pour leur disponibilité pour répondre à nos questions comme support d'information pour le présent rapport, entretiens, expertise scientifique et technique que pour la qualité des informations qu'ils nous ont délivrées lors des différentes interactions.

Nous tenons également à remercier spécifiquement les professionnels qui nous ont accordé du temps et mis à disposition leurs connaissances au service de l'étude.

Nos remerciements vont aussi aux membres du comité de pilotage et aux membres de l'Alliance Ancre pour leur implication tout au long de ce projet, témoignage de l'intérêt porté à cette étude.

RESUME EXECUTIF

A travers le débat sur la valorisation énergétique des ressources renouvelables, la fraction à haut pouvoir calorifique des déchets suscite l'intérêt de nombreux acteurs, mais un certain nombre de contraintes techniques, réglementaires, sociétales et économiques freinent encore le développement de la filière des Combustibles Solides de Récupération (CSR) en France. Malgré tout, cette filière s'inscrit dans le cadre des enjeux environnementaux, économiques et sociétaux promulgués par la Loi de la Transition Energétique pour une Croissance Verte (LTECV). Les CSR représentent un enjeu pour un grand nombre d'acteurs tels que les industriels du traitement des déchets, les industriels gros consommateurs d'énergie, les équipementiers et les collectivités territoriales.

Dans ce contexte, les membres de l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie (ANCRE) et le Groupe Programmatique « Industrie et Agriculture » (GP8) ont cherché à identifier les verrous techniques, réglementaires, sociétaux et économiques à lever pour permettre le développement de la filière CSR en France.

Les déchets des ménages (31 Mt) et les déchets d'activités économiques assimilés et collectés avec les ordures ménagères (7 Mt) représentent près de 38 millions de tonnes (Mt) de déchets collectés. La fraction qui, en 2013, est partie en décharge sans valorisation matière ou énergie (10,4 Mt) était une ressource potentielle de production de CSR.

La priorité des collectivités, soutenue par la LTECV, est de réduire le volume de déchets des ménages et d'encourager le tri à la source pour orienter un maximum de déchets vers le recyclage matière ou la valorisation organique et réduire ainsi la part des déchets terminant en décharges. Rappelons que la LTECV impose de réduire le volume des déchets envoyés vers les décharges de 50 % d'ici 2025 par rapport à 2010 tout en imposant que seuls les flux qui ne peuvent pas faire l'objet d'une valorisation matière soient autorisés à la valorisation énergétique.

Les CSR sont définis comme étant un déchet non dangereux, solide, composé de déchets qui ne peuvent être évités et qui ont été triés de manière à en extraire la fraction valorisable sous forme de matière dans les conditions technico-économiques du moment, préparés pour être utilisés comme combustibles dans une installation relevant de la rubrique 2971¹ de la nomenclature des ICPE².

Le potentiel de production de CSR en provenance des déchets des activités économiques est compris entre 1,7 et 4,7 Mt/an, soit 3 à 8 % du gisement brut disponible. Le potentiel de production de CSR en provenance des déchets des ménages français est compris entre 500 et 2 500 kt/an environ, soit 2 à 9 % du gisement brut disponible, représentant une ressource énergétique en énergie primaire de l'ordre de 2 à 10 TWh/an. En France, en 2014, près de 150 k tonnes de CSR ont été produits par une vingtaine d'acteurs.

1 Nouvelle rubrique 2971 de la nomenclature ICPE dédiée aux installations de production d'énergie à partir de CSR

2 installations classées pour la protection de l'environnement

Les cimenteries ont consommé 240 kt de CSR (dont des pneus) en 2014. A l'horizon 2025, l'ADEME estime que l'objectif de réduction de 50 % des tonnages enfouis, conduira à générer près de 2,5 Mt de CSR. En parallèle, les objectifs de consommation en 2025 annoncés par les cimentiers sont de l'ordre de 1 Mt. Reste donc à développer la capacité de traitement et de débouchés, additionnels aux cimentiers, pour produire 1,5 million de tonnes de CSR, en 6 ans d'ici à 2025.

En conséquence, cette capacité additionnelle doit appeler d'autres débouchés que la filière cimentière, tels que la valorisation thermique permettant la vente de chaleur (application en industrie et en réseau de chaleur) et la valorisation électrique.

La production et la valorisation énergétique des CSR sont structurées en amont par les acteurs spécialisés dans la gestion des déchets et en aval par les acteurs spécialisés dans le domaine de l'énergie (opérateurs de réseaux de chaleur/électricité). La chaîne de valeur de la production des CSR relie des acteurs traditionnels du déchet aux industriels gros consommateurs d'énergie, en passant par les équipementiers, sociétés d'ingénierie, collectivités territoriales ainsi que les organismes facilitateurs que sont les pouvoirs publics, les organismes de recherche, les pôles de compétitivité et associations professionnelles.

En France comme au niveau européen, les CSR ont un statut de déchet et leur sortie de statut de déchets n'est pas prévue. En 2016, une nouvelle rubrique de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement, permet à des installations de combustion autres que les cimenteries d'utiliser des CSR comme combustible principal. La combustion des CSR n'est donc plus considérée comme une incinération (donc un traitement de déchets) mais comme une fourniture d'énergie (chaleur et/ou électricité) - rubrique 2971.

La directive EU-ETS stipule que les installations de co-incinération (rubrique 2971) de plus de 20 MW sont soumises aux quotas de CO₂e. Ainsi, les unités de valorisation de CSR, dimensionnées pour produire de l'énergie et non pas pour traiter des déchets, et classées selon la rubrique 2971 sont bien soumises aux quotas de CO₂. A noter, que la combustion de CSR à haute teneur en biomasse réduit d'autant les émissions de CO₂ fossiles, ce qui est non seulement satisfaisant du point de vue environnemental, mais aussi du point de vue économique car cela évite l'achat de quotas carbone sur l'EU ETS.

Le potentiel régional de production et de consommation de CSR de cinq départements (Loire, Isère, Drôme, Rhône et l'Ain) montre que le maillage territorial en centres de tri mécanique est important et que l'accès à ces installations est facilité par un réseau routier important. Une majorité des gisements potentiels de CSR ont un contenu énergétique en énergie inférieure à 40 GWh.

Le gisement potentiel de CSR pour les cinq départements est estimé à 349 kt/an. Il peut fournir une énergie CSR équivalente à 1 454 GWh/an, soit 0,125 Mtep. Cette énergie de substitution couvre 7 % des besoins en énergie thermique identifiés sur le territoire. Sur un rayon de 100 km, 87 % des consommateurs identifiés peuvent accéder aux gisements locaux de CSR répartis sur le territoire. Il y a plus de consommateurs potentiels de CSR que de potentiel de production dans un rayon d'approvisionnement raisonnable.

L'analyse technico-économique montre que les scénarios avec cogénération à partir de gazéification CSR doivent être aidés pour attirer les *investisseurs en l'état actuel de la législation*. Les résultats montrent en outre que même les gros projets (puissance combustible > 40 MW) ont du mal à atteindre l'équilibre économique. La reconnaissance d'une part d'électricité renouvelable (à 25 %) tempère ces résultats.

Les installations de gazéification 100 % chaleur de plus de 40 MW combustible en mesure de valoriser continuellement leur production (cas eau chaude) sont viables sans subvention. Une aide à hauteur de 35 % de l'investissement conduisent les installations d'une puissance de l'ordre de 20 MW combustible à des résultats économiques satisfaisants.

Les recommandations de l'étude :

Améliorations technologiques :

Il est recommandé de mieux définir et documenter le cadre économique de référence de la filière CSR (production et utilisation) en fonction de la nature du combustible, de la taille des installations, des technologies et des modes de valorisation : d'abord dans l'optique de la production classique de chaleur et d'électricité (en combustion et cogénération), puis pour de nouvelles voies de valorisations plus complexes (gazéification, pyro-gazéification,...).

Il est souhaitable également d'identifier les sites favorables à la production de CSR (nouveaux projets, renouvellement d'installations), les zones sans installations d'incinération d'ordures ménagères. Mais attention, ce n'est pas un marché de reconversion des installations existantes.

Il est souhaitable de chiffrer les impacts environnementaux pour évaluer les externalités positives et pour justifier les aides financières éventuelles.

Enfin, il conviendrait d'adapter la technologie de valorisation de CSR en fonction de la nature du CSR (PCI, cendres, chlore...).

Financier et économique :

Il sera important de trouver les mécanismes financiers pour favoriser l'usage des CSR notamment à l'échelle territoriale, tel que la hausse de la taxe TGAP sur l'enfouissement.

Une aide financière aux installations de combustion de CSR à travers des aides à l'investissement, des tarifs de rachat ou des compléments de rémunération est nécessaire. L'impact des économies d'échelles sur les installations est important. Les leviers économiques doivent être plus importants (en volume) pour les petites installations de combustion de CSR (< 20 MW) que pour les grandes installations. Bien que ces leviers économiques seront plus rentables sur des grosses installations.

Notamment pour la gazéification de CSR les aides à l'investissement semblent plus rentables que les tarifs de rachat d'électricité.

Stratégie de déploiement :

Il sera important de développer les mécanismes incitant à l'usage des CSR dans les installations territoriales.

Peut-on s'appuyer sur la conversion des centrales thermiques charbon aux CSR ? pour cela il ne faudrait pas limiter le transport des CSR au niveau régional car les besoins de CSR pour alimenter (même partiellement) les centrales thermiques seront importants.

Il conviendrait de mettre d'abord en place un cadre réglementaire national incitatif à la consommation de CSR (hausse à la TGAP, aides à l'investissement, tarif de rachat de l'énergie, besoin de quotas de CO₂,...) et s'appuyer momentanément sur les débouchés transfrontières de CSR comme levier au développement de la filière de CSR.

Il faudrait faciliter le développement de grands centres de tri afin de rendre la production de CSR plus économique (effets d'échelles).

Attention toutefois à l'évolution à terme des centres de tri avec la mise en place du tri de DAE à la source.

Faire évoluer le cadre réglementaire

Il conviendrait d'étudier une meilleure prise en compte du carbone biogénique, et de la production d'énergie renouvelable.

Evaluer tous les impacts d'une possible sortie du statut déchet des CSR (sur les exigences de qualité du produit CSR, sur le volume de CSR produit, sur la hiérarchie des modes de traitement, sur la réglementation de la co-incinération, réglementation Reach,...).

Il conviendrait également d'étudier les voies de simplifications administratives pour faciliter le contact entre l'administration et les (petits) porteurs de projets.

Communication / Acceptabilité sociétale :

Enfin, il serait important de développer l'acceptabilité sociétale du public par des campagnes d'informations sur la combustion des CSR afin notamment de différencier l'incinération d'OMR de la co-incinération de CSR.

De favoriser la communication entre l'administration, les porteurs de projets et les utilisateurs d'énergie sur la filière CSR.

Et pour finir de mieux informer sur la nature des CSR trop mal connue et mal interprétée et sur les externalités positives si elles sont bien établies.

LES VERROUS TECHNIQUES, REGLEMENTAIRES, ECONOMIQUES ET SOCIETAUX DE LA FILIERE CSR EN FRANCE

« Jusqu'à l'achèvement de l'industrie, les hommes travaillent en circuit fermé, indéfiniment renouvelable, l'engrais naturel et les déchets reviennent à la terre ». SAUVY Alfred, Croissance zéro ? Paris, Calmann-Lévy, 1973

La filière des Combustibles Solides de Récupération (CSR) est en cours de structuration en France, mais elle est déjà bien déployée dans certains pays européens comme l'Allemagne, l'Autriche ou l'Italie.

A travers le débat sur la valorisation énergétique des ressources renouvelables, la fraction à haut pouvoir calorifique des déchets suscite l'intérêt de nombreux acteurs, mais un certain nombre de contraintes techniques, réglementaires, sociétales et économiques freinent encore le développement de la filière CSR en France.

Malgré tout, cette filière pourrait s'inscrire dans le cadre des enjeux environnementaux, économiques et sociétaux promulgués par la Loi de la Transition Energétique pour une Croissance Verte (LTECV)³. En effet, la production et la valorisation des CSR pourraient favoriser l'économie circulaire en participant à plusieurs objectifs :

- Réduire de **30 % en 2020** (puis de 50 % en 2025) par rapport à 2010, les quantités de déchets non dangereux et non inertes, des ménages et des entreprises, admis dans les installations de stockage,
- Atteindre l'objectif de **65 % en 2025** de recyclage pour les déchets non dangereux et non inertes,
- Assurer la **valorisation énergétique** des déchets qui ne peuvent être recyclés en l'état des techniques disponibles et qui résultent d'une collecte séparée ou d'une opération de tri réalisée dans une installation prévue à cet effet,
- Réduire la consommation d'énergie primaire fossile de **30 % en 2030** par rapport à 2012,
- Multiplier par 5 la quantité de chaleur ou de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid en 2030.

Toutefois, la LTECV précise que la valorisation énergétique des CSR doit :

- être pratiquée dans des installations ayant pour **finalité la production de chaleur et d'électricité** avec « un bon rendement »,

³ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

- répondre à une **demande locale en énergie** et non à l'existence d'un gisement de déchets,
- se substituer à un usage **d'énergie fossile**.

Récemment, des évolutions réglementaires ont permis de clarifier le contexte de production et d'usage des CSR. Ainsi le décret n° 2016-630 du 19 mai 2016 créant la rubrique 2771 pour les installations thermiques de déchets non dangereux donne un nouveau cadre juridique à la production d'énergie à partir de CSR.

Plus récemment, en juillet 2017, le Premier ministre Edouard Philippe a annoncé un objectif de « **valorisation** » de **tous les déchets plastiques d'ici 2025**. Sachant qu'en 2015, 23 % des plastiques en France étaient recyclés, 40 % valorisés sous forme d'énergie et 37 % mis en décharge, une véritable filière française de valorisation de l'ensemble des déchets plastiques est à déployer.

Par ailleurs, on constate que les CSR représentent un enjeu pour un grand nombre d'acteurs tels que les industriels du traitement des déchets, les industriels gros consommateurs d'énergie, les équipementiers et les collectivités territoriales.

Dans ce contexte, les membres de l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie (ANCRE) et le Groupe Programmatique (GP8) « Industrie et Agriculture » ont cherché à **identifier les verrous techniques, réglementaires, économiques et sociétaux à lever pour permettre le développement de la filière CSR en France**.

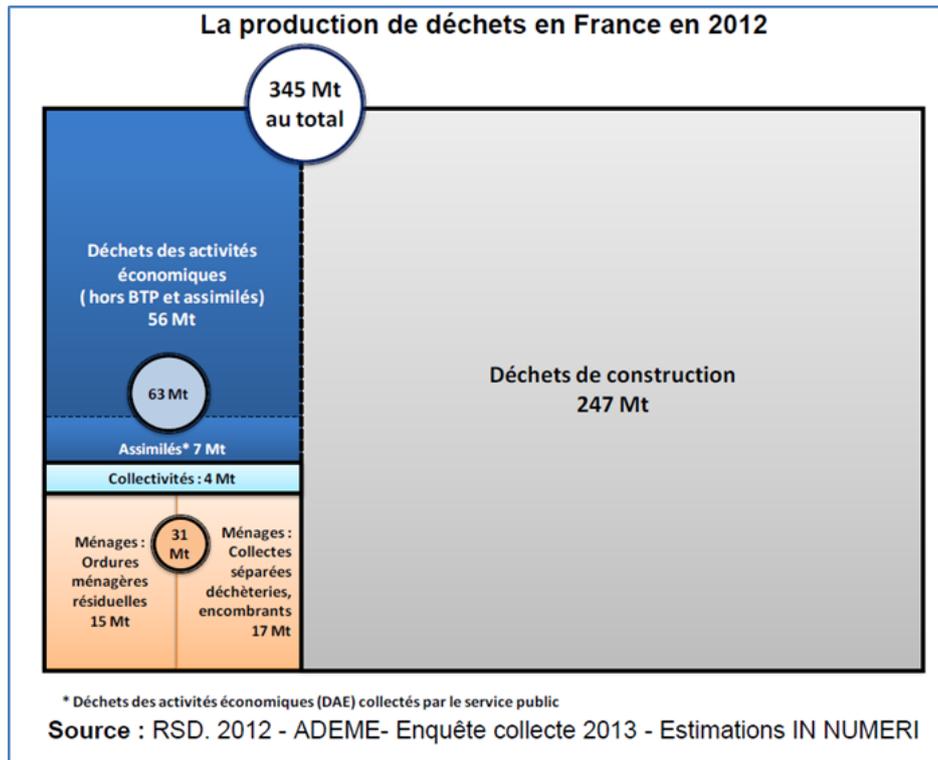
Après un point sur l'état des lieux de la filière CSR, l'étude s'appuie sur diverses analyses dont la chaîne de valeur de la filière CSR, une cartographie territoriale, des interviews de producteurs et consommateurs actuels et potentiels de CSR et une analyse technico-économique de la filière afin d'identifier les enjeux à relever pour déployer la filière des Combustibles Solides de Récupération en France.

1. LES GISEMENTS DE DECHETS EN FRANCE

1.1. LES VOLUMES DE DECHETS

En France, la production de déchets a atteint un total de **345 millions de tonnes (Mt)** en 2012 (Figure 1), soit 5,3 tonnes de déchets par habitant, en recul par rapport à 2010.

Figure 1 : Déchets en France 2012



Source : ADEME - Avis de l'ADEME, Mars 2017

Les déchets de construction représentent plus de 71 % (247 Mt) de l'ensemble de tous les déchets et font l'objet d'une gestion spécifique, dont le recyclage est parfois très difficile.

Les déchets des ménages (31 Mt) et les déchets d'activités économiques (anciennement déchets industriels banals ou DAE) assimilés et collectés avec les ordures ménagères (7 Mt⁴) représentent **près de 38 Mt de déchets collectés**.

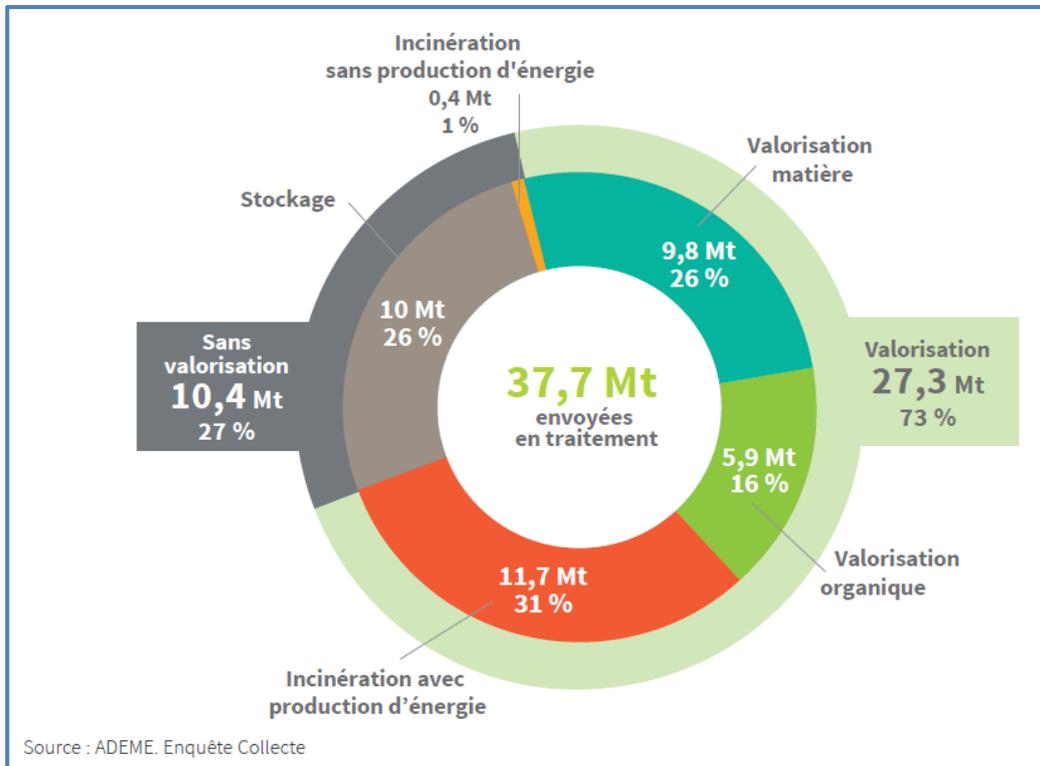
Sur ces **37,7 Mt de déchets collectés et envoyés en traitement (Figure 2)** :

- 10,4 Mt (27 %) sont mis en décharge sans être valorisés,
- 27,3 Mt (73 %) sont valorisés sous forme de matière, d'énergie ou de déchets organiques.

4 Déchets des artisans, des commerçants ou du tertiaire, produits en faibles quantités et collectés en même temps que les OM.

La fraction qui, en 2013 a été mise en décharge sans valorisation matière ou énergie (10,4 Mt) était-elle une ressource potentielle de production de CSR ?

Figure 2 : Destination des déchets ménagers collectés en France 2013



Source : ADEME Avis de l'ADEME, Mars 2017

D'après la dernière publication « Les chiffres clés 2016 – Déchets »⁵, près de **48 Mt de déchets** (en 2014) après collecte auprès des ménages ou des entreprises, étaient acheminés vers les **installations de traitement des déchets non dangereux** (ITOM) accueillant les DMA (Déchets Ménagers et Assimilés⁶).

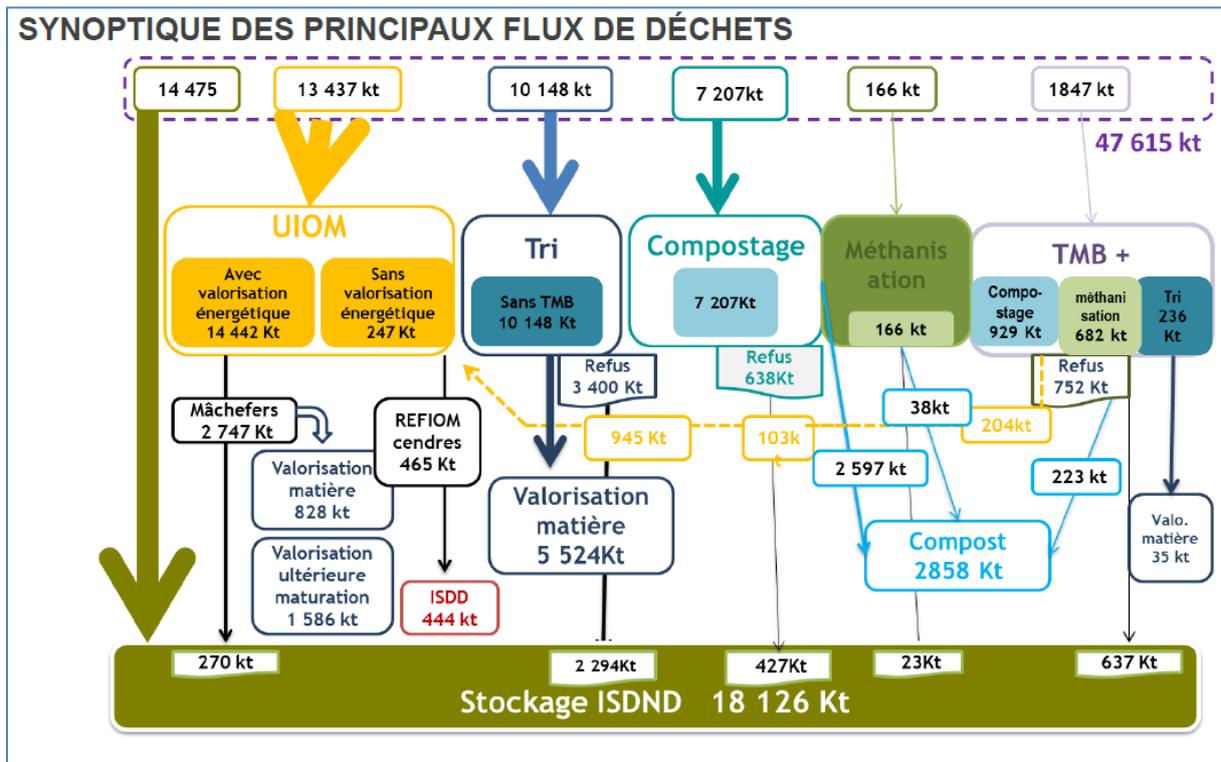
Sur ces 48 Mt de déchets non dangereux (Figure 3) près de :

- 21 % sont dirigées vers un centre de tri (10 148 kt)
- 15 % vers un centre de compostage (7 207 kt).
- Les installations avec production énergétique reçoivent directement 28 % des déchets collectés,
- les installations d'élimination, principalement le stockage, en accueillent 30 %.
- La méthanisation concerne à peine 2 % de ces déchets (fraction bio déchet).

5 ADEME, p48

6 Un lexique est disponible p.167

Figure 3 : Tonnages entrants dans les Installations de Traitement des Ordures Ménagères (ITOM) en 2014



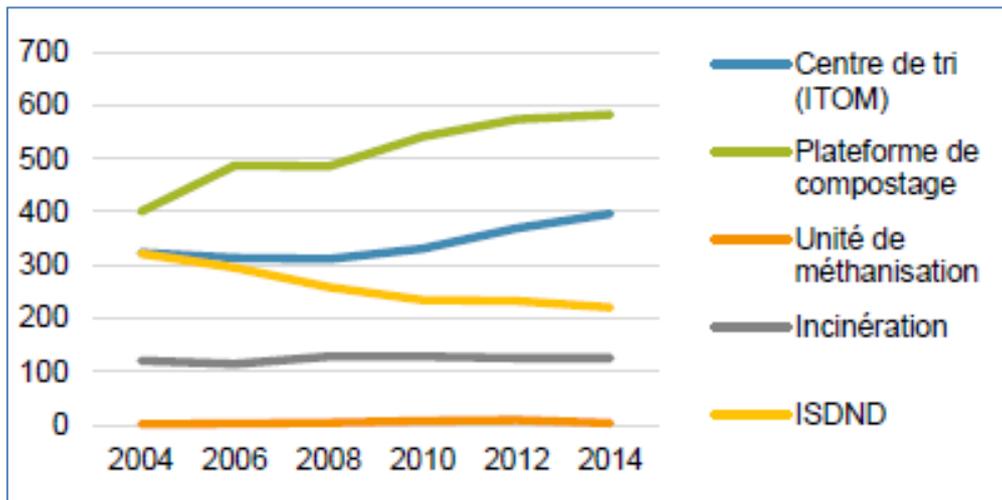
Source : Synthèse résultats enquête ITOM 2014, Ademe, 2017

En 2022, il est prévu que les extensions de consigne de tri seront généralisées à l'ensemble du territoire (contre seulement 16 millions de personnes concernées actuellement). Une hausse probable des refus de tri devrait accroître le potentiel des ressources de CSR.

1.2. LES INSTALLATIONS DE TRAITEMENT DES DÉCHETS

La priorité des collectivités, soutenue par la LTECV, est de réduire le volume de déchets des ménages et d'encourager le tri à la source pour orienter un maximum de déchets vers le recyclage matière (en centres de tri) ou la valorisation organique (en centres de compostage ou de méthanisation) et réduire ainsi la part des déchets mis en décharges.

Cet effort se traduit depuis 2000 par une hausse du nombre des Installations de Tri des Ordures Ménagères (ITOM) et des plateformes de compostage, et d'une réduction du nombre des Installations de Stockage des Déchets Non Dangereux (ISDND), (**Figure 4**).

Figure 4 : Evolution du nombre d'installations de traitement des déchets ménagers et assimilés

Source : ADEME, Les installations de traitement des déchets ménagers et assimilés en France, 2017

La figure ci-dessous montre la composition du parc des installations de traitement des déchets ménagers non dangereux en France en 2014.

Figure 5 : Parc des installations de traitement des déchets ménagers non dangereux

Type d'installation de traitement	Nombre d'installations	Tonnages entrants (en kt)
Centre de tri	581	14 606
<i>dont centre de tri dédié aux DAE</i>	<i>184</i>	<i>4 458</i>
Plateforme de compostage	585	7 206
Unité de méthanisation	4	166
TMB	49	1 846
Incinération avec dispositif de récupération de l'énergie	115	14 443
Incinération sans dispositif de récupération de l'énergie	11	247
Installation de stockage de déchets non dangereux	221	18 126
Plateforme de maturation de mâchefers	62	2 277
TOTAL	1628	58 917

Source : ADEME, Les installations de traitement des déchets ménagers et assimilés en France, 2017

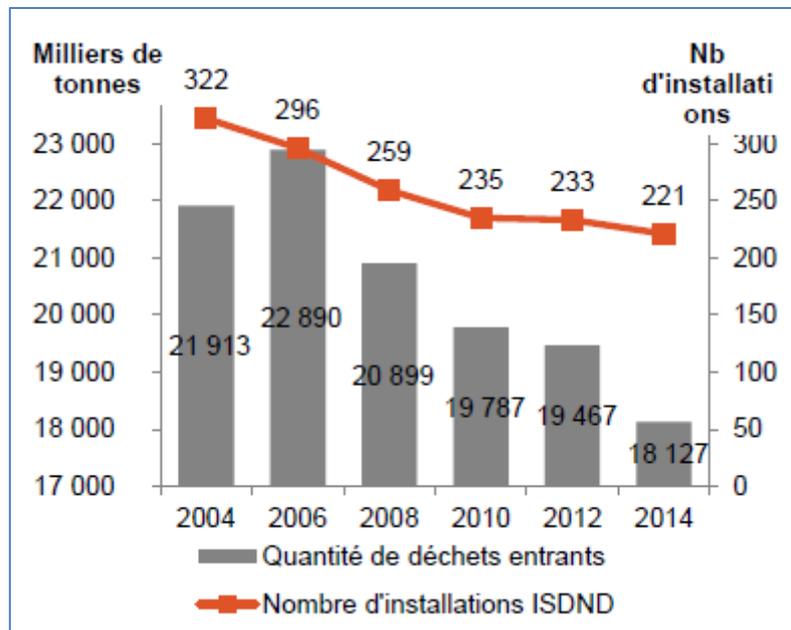
En France, sous le double effet des objectifs législatifs de valorisation matière et de réduction de production de déchets des ménages, on observe :

- Une baisse de 9 %, entre 2010 et 2014, des déchets non dangereux et non inertes (DNDNI) stockés,
- Une stabilisation des tonnages incinérés,
- Une hausse des déchets entrants dans les centres de tri (ITOM) (9 692 kt en 2012 contre 10 148 kt en 2014).

Rappelons que la LTECV impose de réduire le volume des déchets mis en décharges de **50 % d'ici 2025 par rapport à 2010**. Ainsi, il faudrait en théorie ne pas dépasser les

10 000 kt de déchets stockés en 2025, contre 18 127 kt en 2014 pour les ISDND (**Figure 6**).

Figure 6 : Les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND)



Source : ADEME, Les installations de traitement des déchets ménagers et assimilés en France, 2017

2. LES COMBUSTIBLES SOLIDES DE RECUPERATION (CSR)

Dans le contexte actuel d'économie circulaire, le traitement des déchets tend vers une valorisation maximale des matières et de l'énergie qu'ils contiennent. La Loi de la Transition Energétique pour une Croissance Verte fixe des priorités et **seuls les flux qui ne peuvent pas faire l'objet d'une valorisation matière sont autorisés à la valorisation énergétique**. Mécaniquement, cela devrait conduire à une baisse des déchets mis en décharge conformément à l'objectif de la loi.

2.1. FILIERES DE TRAITEMENT DE DECHETS ET PRODUCTION DE CSR

Dans ce contexte réglementaire, le traitement multi-filières des déchets devient une priorité tant au niveau des collectivités locales, des administrations que des secteurs industriels et tertiaires.

Ainsi le schéma de traitement des déchets se fait par 4 grandes filières :

- **Un recyclage de matériaux en centre de tri ou par la collecte séparée** : Le traitement des collectes sélectives des ordures ménagères se fait par un tri mécanique des matières collectées et permet d'orienter les flux triés vers le recyclage matière. Il vise à réintroduire dans les circuits industriels les matériaux ainsi recyclés (verre, métaux, plastiques, une partie des papiers-cartons, bois ...etc.).

La matière combustible est extraite par tri mécanique des déchets non dangereux collectés par les collectivités locales, les administrations ou les secteurs industriels et tertiaires.

Les refus de tri, c'est-à-dire les déchets mal triés par les usagés, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un recyclage matière, *peuvent être orientés vers la filière valorisation énergétique (dont la production de CSR)*. Cela concerne particulièrement le bois, les papiers cartons, les matières plastiques et les pneus usagés. A noter que la collecte sélective des emballages évolue avec la mise en place des extensions de consignes de tri (notamment pour les plastiques) ce qui, au final, devrait donner lieu mécaniquement à une augmentation des volumes de refus de tri.

- **Un pré-traitement** des déchets collectés en vue de maximiser la récupération de la part valorisable. Ainsi, le traitement des ordures ménagères qui fait appel à des technologies de Tri Mécano-Biologique (TMB) permet de *séparer les fractions combustibles des fractions fermentescibles et des inertes*. **Cette filière n'est pas favorisée par la LTECV qui pose la priorité au tri matière**, même si elle détourne une part importante de déchets biodégradables de l'enfouissement.
- **L'incinération** des déchets avec récupération de l'énergie lorsque c'est possible,
- et en dernier recours la **mise en décharge** des matériaux qui ne sont pas valorisables ou des résidus ultimes des traitements précédents.

Ainsi, il existe des filières structurées générant des gisements à haut Pouvoir Calorifique Supérieur (PCI) que sont : **les refus des centres de tri, des gisements collectés**

séparément tels que les pneus, des Déchets d'Activités Economiques (DAE) ou des résidus secondaires des centres de traitement mécano-biologique des déchets ménagers.

Ces sources de gisements sont à l'origine des appellations variées que l'on retrouve dans différents pays européens : Solid Recovered Fuels, Refuse Derived Fuel (RDF), Combustible Dérivé de Déchets (CDD) et Combustibles de Substitution (pour les cimentiers).

Ces appellations différenciées au niveau européen traduisent des niveaux de qualité variables alors **qu'en France toutes ces sources de gisements sont référencées sous l'appellation CSR.**

2.2. LA PREPARATION DES CSR

Généralement produits sur les sites de tri et de traitement de déchets, la composition des CSR varie en fonction de la nature des gisements de déchets et de la période de l'année (été-hiver). Les CSR ont une composition liée aux rebuts des filières de valorisation «matière».

La préparation des CSR nécessite diverses étapes, variables selon la nature des gisements de déchets utilisés mais aussi selon la qualité requise des CSR. Il n'y a pas de procédé de préparation de CSR standard. La production de CSR nécessite plusieurs étapes qui passent par la collecte des déchets, le tri, la séparation et le broyage.

La préparation des CSR vise à répondre aux exigences à la fois de densité énergétique, de réduction de contaminants lors de la combustion et de mise en œuvre (granulométrie, humidité.) des CSR. Ces exigences sont dictées par les procédés de valorisation énergétique, les procédés de traitement des fumées et les exigences réglementaires sur le devenir des cendres.

La valorisation énergétique des CSR est une voie de valorisation des produits qui n'ont pu être recyclés et qui ont un coût (même relativement faible) de mise en décharge⁷.

Le développement économique de la filière CSR en France est en partie conditionné au coût final de leur mise sur le marché qui, incitations fiscales et aides à l'investissement incluses, ne peut être supérieur au coût de mise en décharge.

2.3. LA COMPOSITION DES CSR

Les CSR sont composés de différents types d'éléments désirables et non désirables.

⁷ Le prix de la mise en décharge des ordures ménagères est en moyenne de 52 €HT/tonne, Source ADEME, « Le prix de la mise en décharge des déchets non dangereux gérés par les collectivités ».

Les éléments désirables sont les **éléments combustibles** tels que : les textiles, le polystyrène, les papiers/cartons, les pneumatiques, les élastomères, les plastiques (durs et souples), les déchets de bois (classe B), les mousses, les RBA⁸, les boues de papeterie et de STEP et les déchets ménagers.

Figure 7 : Les éléments combustibles des CSR



Source : ADEME, CSR - Caractérisation et évaluation de leurs performances en combustion, 2015.

Inversement, les **éléments indésirables** dans la préparation des CSR sont les éléments non combustibles tels que : les minéraux, les métaux, le broyat fin et les films métallisés, et dont il faut se débarrasser.

Figure 8 : Les éléments indésirables des CSR



Source : ADEME, CSR - Caractérisation et évaluation de leurs performances en combustion, 2015.

La valeur ajoutée des CSR est de fournir un déchet traité présentant certaines des caractéristiques d'un combustible : être stockable, intégrable au processus industriel,

⁸ RBA : Refus de Broyage Automobile

avoir un haut PCI et un faible taux de polluants. La plupart des déchets ne possèdent pas ces caractéristiques.

2.4. LES CRITERES DE QUALITE DES CSR

Initialement l'appellation « CSR » était un terme générique, compte tenu de l'intérêt croissant de certains acteurs, l'appellation « CSR » a été clarifiée et précisée.

Depuis, mai 2016⁹ **les CSR sont définis** comme étant un déchet non dangereux, solide, composé de déchets qui ne peuvent être évités et qui ont été triés de manière à en extraire la fraction valorisable sous forme de matière dans les conditions technico-économiques du moment, préparés pour être utilisés comme combustibles dans une installation relevant de la rubrique 2971¹⁰ de la nomenclature des ICPE¹¹.

Un arrêté datant du 23 mai 2016¹² concernant la **préparation des CSR** impose les exigences suivantes :

- introduction de la notion de « lot »¹³,
- traçabilité du flux CSR et analyses associées (mise en place d'un système qualité),
- obligation annuelle de justifier de l'absence de marché pour toute valorisation matière du flux concerné.

De plus, il autorise les unités de combustion à valoriser l'énergie **sous forme électrique en plus de la valorisation thermique** qui est le mode de valorisation imposé. Une dérogation est également donnée pour les unités de puissance inférieure à 20 MW, leur laissant la possibilité de valoriser l'énergie exclusivement sous forme électrique.

Enfin, cet arrêté exige un **rendement mensuel minimum** :

- **Supérieur à 70 %** pour les installations de production de **chaleur** (uniquement valorisation thermique),
- **Supérieur à 70 % en période hivernale** (1er novembre au 31 mars) et supérieur à 30 % pour le reste de l'année, pour les installations associant valorisation **thermique et électrique**,
- **Supérieur à 30 %** pour les installations réalisant exclusivement de la valorisation **électrique** (concerne les unités de puissance inférieure à 20MW et les départements d'Outre-mer).

Dans ce cadre, les CSR¹⁴ doivent obligatoirement répondre aux critères suivants:

9 Le décret n° 2016-630 du 19 mai 2016

10 Nouvelle rubrique 2971 de la nomenclature ICPE dédiée aux installations de production d'énergie à partir de CSR

11 Installations classées pour la protection de l'environnement

12 Arrêté du 23 mai 2016 relatif à la préparation des combustibles solides de récupération en vue de leur utilisation dans des installations relevant de la rubrique 2971 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement

13 Un lot est un ensemble homogène de CSR, produit dans une période continue par une même installation, livré en une seule ou plusieurs fois, ne pouvant excéder 1500 tonnes

14 Ou la part du CSR composée de déchets lorsque le CSR ne comporte pas que du déchet

- la préparation des CSR doit se faire à partir de **déchets non dangereux**,
- faire l'objet d'un **tri** dans les meilleures conditions technico-économiques disponibles des matières indésirables à la combustion,
- ne pas dépasser les teneurs en chacun des composés suivants :
 - **mercure (Hg)** : 3 mg/kg de matière sèche ;
 - **chlore (Cl)** : 15 000 mg/kg (1,5 %) de matière sèche ;
 - **brome (Br)** : 15 000 mg/kg (1,5 %) de matière sèche ;
 - **total des halogénés** (brome, chlore, fluor et iode) : 20 000 (2 %) mg/kg de matière sèche.
- avoir un **PCI brut** supérieur ou égal à 12 MJ/kg.

Des spécifications plus complètes peuvent être établies par l'utilisateur des CSR (ex. les cimentiers) pour s'assurer que la combustion se fasse dans les conditions requises par le procédé utilisateur. Ainsi, outre les trois critères de la norme, d'autres spécifications peuvent porter sur la **granulométrie, l'humidité, la teneur en cendres et la teneur en polluants** (halogènes, métaux lourds, etc.).

A noter, que les travaux de normalisation en cours au niveau international remplaceront à terme les normes européennes.

3. LES CSR ISSUS DU TRI MECANIQUE (TM) DES DECHETS INDUSTRIELS ET COMMERCIAUX

Les CSR sont en majorité produits dans deux grands types d'installations : **les installations de Tri Mécano-Biologique (TMB)** pour les gisements d'OM (partie traitée au point 4), et **les installations de Tri Mécanique (TM)** pour les gisements autres que les OM.

Les déchets dirigés vers les installations de TM sont très variés et peuvent provenir des :

- fractions résiduelles légères des OM (issues d'autres installations TMB ou TM),
- DAE (plastiques, cartons, textiles, etc.), et refus de DAE,
- refus de collecte séparée (CS)
- refus d'encombrants.

Les installations de TM produisent des CSR par tri et traitement mécanique des déchets (broyage notamment) avec éventuellement une étape de séchage.

3.1. DIFFERENTS TYPES D'INSTALLATIONS DE TM

On distingue plusieurs types d'installations de TM :

- Les installations utilisant **une seule nature de DAE** : ce sont les installations valorisant les déchets produits dans une usine proche (usine de production de papier par exemple). Les intrants ici ne sont pas prétraités. Le procédé intègre des étapes de séchage et de tri (criblage, tri aérouique, tri optique pour les plastiques, tri magnétique) pour garantir la qualité des CSR produits, généralement adaptée à un type d'utilisateur spécifique.
- Les installations de **broyage/formulation de divers DAE** : ces installations utilisent des intrants aux qualités très homogènes et déjà optimisées pour la production de CSR. Le nombre et la diversité des intrants permettra ou non à l'installation de produire une gamme variée de CSR.
- Les installations utilisant des **intrants non homogènes** : ces installations peuvent utiliser divers déchets tels que les fractions légères d'OM issues de TMB, des refus de tri d'OM et de DAE issus d'autres TM, des encombrants, des DAE et même de la biomasse pure. Ces installations ont recours à des phases de tri plus importantes que les installations de broyage. Cependant, les déchets utilisés étant de bonne qualité, ces tris permettent de produire plusieurs gammes de CSR qui serviront à des utilisateurs différents.

3.2. RENDEMENTS ET TAILLES DES INSTALLATIONS DE TM :

La sélection des déchets à l'entrée du TM est à l'origine des hauts rendements de production en CSR qui vont **de 50 %** (pour les installations plus orientées vers le recyclage des déchets) **à près de 65 % à 80 %** de valorisation des intrants¹⁵.

¹⁵ ADEME, Combustible Solides de Récupération. Caractérisation et évaluation de leurs performances en combustion. 2015.

Les installations de TM sont de taille variable et peuvent traiter individuellement des volumes allant de 10 000 à 100 000 t/an de déchets.

Cette filière de TM s'est organisée historiquement entre industriels. L'intervention du secteur privé en tant que source ou utilisateur rend les informations relatives aux marchés (achats, ventes, coûts de reprise, quantités) difficiles d'accès ou confidentielles.

3.3. LES CSR PRODUITS PAR TM

Les CSR produits par TM sont généralement de bonne qualité (et de meilleure qualité que ceux produits par les centres de TMB).

Les CSR ex-TM ont généralement :

- Un faible taux d'humidité : souvent inférieur à 15 %.
- Un haut PCI : souvent supérieur à 18 MJ/kg.
- Un faible taux de cendres (important notamment pour l'utilisation dans les fours à chaux) : < 9 %.

Ces caractéristiques performantes permettent d'obtenir de **très bons niveaux de rendements sur la chaîne de préparation CSR**. Cette qualité de CSR a été privilégiée pour alimenter les cimenteries.

3.4. POTENTIEL DE PRODUCTION CSR EX TM

Le potentiel de production de CSR en provenance des DAE est compris entre **1,7 et 4,7 Mt/an**¹⁶, soit 3 à 8 % du gisement brut disponible, représentant une ressource énergétique en énergie primaire de l'ordre de 7 à 18 TWh/an.

¹⁶ en partant d'une ressource de l'ordre de 6.05 Mt de bois, 7.4 Mt de papier carton et 1.6 Mt de plastiques, en considérant un taux de recyclage de 55%, un taux de captation de 50% et un taux de production de 50%

4. LES CSR ISSUS DU TRI MECANO-BIOLOGIQUE (TMB) DES OM

La plus grande partie des CSR issus des Déchets Municipaux (DM) proviennent des déchets traités en installations de Traitement Mécano-Biologique (TMB).

4.1. INSTALLATIONS DE TMB ET PROCÉDE

Le TMB s'applique aux Ordures Ménagères Résiduelles (OMR). Il consiste en l'imbrication d'opérations de traitement et de tri mécaniques (dilacérations et tri) et d'opérations biologiques (compostage, méthanisation). En l'absence de collecte sélective des biodéchets, les installations de TMB sont une solution pour minimiser la part de fermentescibles et les fractions à haut PCI qui, sinon, seraient enfouis. La collecte de biodéchets est prévue en 2025.

Le TMB ne peut se faire que s'il y a des tris sélectifs en amont pour écarter les « monstres » (palettes, bâches, etc...), les polluants chimiques incompatibles (piles, huiles, déchets dangereux etc.), les indésirables inertes « physiques » (verre, plastiques, textiles, etc.). Dans les grosses agglomérations, s'il n'est pas possible de faire respecter les consignes de tri en amont, il est délicat de mettre en place un TMB.

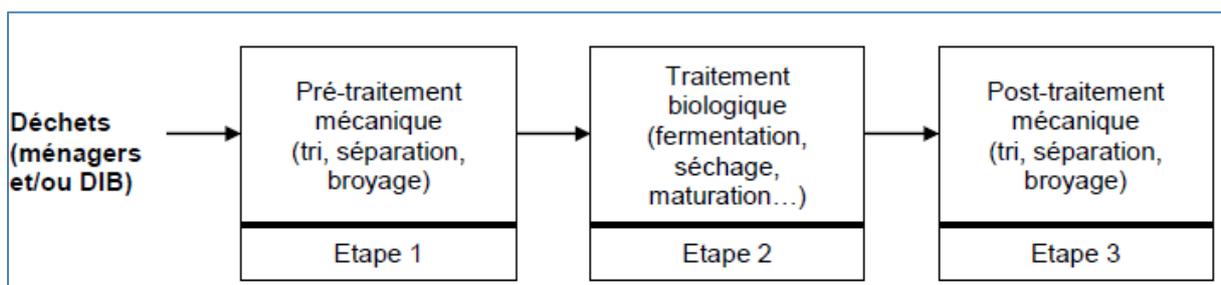
De même, le TMB ne peut pas fonctionner sans décharge pour pouvoir évacuer les déchets ultimes qu'il ne peut pas traiter (10 % du gisement de déchets) ou les refus qu'il génère (40 à 60 % du gisement).

Procédé de TMB :

Il existe 3 étapes de Tri Mécano-Biologique :

- Etape 1 : les fractions non fermentescibles sont déferpillées, débarrassées d'éventuels éléments de PVC, broyées et stockées. Avant le broyage des OM en entrée, il faut aussi éliminer les déchets toxiques et le verre qui pourraient se trouver dans le compost.
- Etape 2 et 3 : après stabilisation (aérobie ou anaérobie), les différentes fractions sont séparables. Si les métaux ne sont pas totalement récupérés lors de l'étape 1, ils sont triés puis recyclés, les inertes sont séparés pour être enfouis, les éléments fins sont la base du compost et les éléments plus gros, à fort PCI, sont les CSR. Les CSR issus de cette étape ont l'avantage d'être quasi stabilisés du point de vue chimique et facilement stockables.

Figure 9 : Différents procédés de Tri Mécano-Biologique



Source : Record

4.2. FLEXIBILITE DES INSTALLATIONS DE TMB

Les installations de TMB peuvent être orientées vers un ou plusieurs objectifs de production :

- Sur l'ensemble du déchet :
 - (1) **recycler** des matériaux (métaux, plastiques, papiers-cartons)

- Sur la fraction fermentescible du déchet :
 - (2) produire de l'énergie sous forme de **biogaz**,
 - (3) fabriquer du **compost**,
 - (4) réduire et stabiliser les déchets avant de les mettre en **décharge**,

- Sur la fraction à haut PCI du déchet :
 - (5) produire de l'énergie sous forme de **CSR**.

Il existe une différence dans les objectifs de production des installations de TMB entre la France et d'autres pays européens :

- **Dans la majorité des pays européens**, le TMB est principalement mis en place pour produire de l'énergie via CSR, ou biogaz (fraction fermentescible) et réduire et stabiliser les déchets avant de les mettre en décharge. L'Espagne, l'Italie et l'Allemagne sont de loin les pays de l'Union européenne qui ont la plus grande expérience des installations de traitement mécano-biologique. Le principal moteur du développement en Europe des TMB est la directive 99/31/CE qui impose la diminution des volumes de déchets stockés en décharge.

- **La fabrication de compost est une particularité française**. En Allemagne, en Autriche, aux Pays-Bas, en Angleterre, en Italie et dans certaines régions d'Espagne, les législations nationales interdisent le retour au sol de compost issu d'OMR.

La **filière TMB est flexible** et certaines installations, déjà capables de produire des CSR, peuvent fonctionner en favorisant les autres fractions (compost, biogaz, valorisation matière, enfouissement) dans l'attente du développement de la filière des CSR.

L'énergie issue des CSR ex-TMB pourrait être considérée comme une **énergie renouvelable au prorata de la fraction biomasse contenue**. Considérés comme des combustibles de substitution, les CSR pourraient participer à réduire l'utilisation de combustibles fossiles.

4.3. LA CAPACITE MOYENNE DES INSTALLATIONS DE TMB

En France, la capacité moyenne des installations de TMB varie de 67 000 à 266 000 tonnes/an¹⁷. Les performances des TMB sont très variables selon les objectifs de production retenus et les réglementations locales.

Le potentiel de production de CSR en provenance des déchets des ménages français est compris entre 500 et 2 500 kt/an environ, soit 2 à 9 % du gisement brut disponible, représentant une ressource énergétique en énergie primaire de l'ordre de 2 à 10 TWh/an.

Les unités de TMB implantées dans une quinzaine de pays européens permettent de traiter autour de 8,5 Mt/an. En Europe du Nord, la plupart des usines de TMB sont orientées vers la production de combustibles ou vers la stabilisation des matières.

4.4. CARACTERISTIQUES DES CSR PRODUITS EX TMB

Le niveau de PCI des CSR issus de TMB est généralement compris entre 11 et 22 MJ/kg. Cette qualité de CSR ne sera pas privilégiée pour alimenter les cimenteries et sera dirigée vers des installations de combustion.

Les CSR issus des TMB sont soit produits sous forme de granulés (> 50 mm), soit compactés en éléments plus denses de type « pellets ». Le procédé de conditionnement des CSR doit rester simple pour minimiser les frais de fonctionnement (électricité, consommables, employés).

A noter, les contraintes réglementaires sur les TMB ne sont pas les mêmes pour tous les pays de l'Union européenne : pour **la France le champ d'application des TMB est beaucoup plus large car le compost à partir de déchets en mélange est autorisé** sous réserve du respect de la norme NFU 44-051.

4.5. LES ENJEUX POUR LES INSTALLATIONS DE TMB

Le TMB des ordures ménagères est apparu comme l'une des réponses possibles aux obligations de réduction des déchets fermentescibles reçus dans les installations de stockage, fixées par la directive européenne de 1999.

Le TMB est aussi une option possible pour satisfaire aux objectifs du Grenelle de l'Environnement car il valorise les déchets ménagers et réduit les quantités dirigées vers les incinérateurs ou vers l'enfouissement. En France, la faible acceptabilité sociale des incinérateurs et des centres de stockage de déchets a incité les collectivités à envisager les TMB pour réduire les quantités de déchets ultimes et produire du compost. **Cependant les installations de TMB rencontrent aussi actuellement des**

¹⁷ Source ADEME Déchets

difficultés d'acceptabilité sociale et il n'y a quasiment plus de projets de nouvelles installations.

Les cinq objectifs du TMB précités (cf. point 4.2) sont flexibles, non exclusifs entre eux et peuvent être théoriquement concurrentiels (par exemple les papiers, les cartons peuvent être valorisés par recyclage et peuvent également entrer dans la fabrication des CSR).

4.6. LE TRI SELECTIF DES OM ET EXTENSIONS DES CONSIGNES DE TRI

Les collectes sélectives des ordures ménagères permettent de trier les matériaux recyclables issus des emballages : verre, métal, matière plastique, carton, fraction putrescible, etc.

En 2016, il y avait 208 centres de tri d'emballage ex OM en France, en baisse par rapport à 2013 (238 en 2013). A terme, on prévoit 120-130 centres de tri. En parallèle, la quantité de matières plastiques traitée par l'ensemble de ces centres était d'environ 250-260 kt/a en 2016.

Par opposition à la collecte sélective des emballages (papier carton, flaconnages et bouteilles), les extensions de consignes de tri ambitionnent de **collecter et trier tous les plastiques** dans les poubelles jaunes. Dans un centre de tri sélectif opérant en extension de consigne de tri, le ratio entre les intrants et le flux de plastiques est de 17 %. Dans un centre de tri sélectif conventionnel, ce ratio est plus proche de 10 % en moyenne au niveau national. En extension de consigne de tri, les flux triés et valorisés sont le PET clair, le PET foncé, le PEHD, le PP, le PS, les films plastiques mélangés.

A terme, les extensions de consignes de tri devraient permettre d'augmenter le volume traité à 500-550 kt annuel.

En France, la population concernée par les extensions de consignes de tri augmente très vite : 15 millions d'habitants en 2016 étaient concernés, l'objectif étant d'atteindre 100 % de la population en 2022.

Pourtant, les installations opérant en extension de consigne de tri sont généralement trop petites et les quantités de CSR générées par ces centres trop faibles pour justifier des installations de préparation de CSR qu'il faut orienter vers les centres de tri des DAE.

5. LE POTENTIEL DE PRODUCTION DE CSR EN FRANCE

5.1. POTENTIEL DE PRODUCTION DE CSR

En France, en 2011, près de 100 k tonnes (kt) de CSR¹⁸ ont été produits par une vingtaine d'acteurs. Trois ans après, ce sont près de 150 kt¹⁹ de CSR qui ont été produits. A noter que le marché européen des CSR représentait 12 Mt²⁰ en 2011.

Les cimenteries ont consommé 240 kt de CSR (dont des pneus usagés) en 2014, selon les derniers chiffres de la Fédération des entreprises du recyclage (Federec) et de la Fédération nationale des activités de la dépollution et de l'environnement (Fnade).

A l'horizon 2025, l'ADEME estime que l'objectif de réduction de 50 % des tonnages enfouis, conduira à détourner environ 12 Mt de l'enfouissement. Après une extraction additionnelle des matières valorisables, il restera un volume de refus de tri qui, une fois préparés, conduiront à générer **près de 2,5 Mt de CSR en 2025**.

En parallèle, les objectifs de consommation **en 2025** annoncés par les **cimentiers sont de l'ordre de 1 Mt**.

Reste donc à développer la capacité de traitement et de débouchés, additionnels aux cimentiers, pour produire 1,5 Mt de CSR, en 6 ans d'ici à 2025.

En conséquence, cette capacité additionnelle devra alimenter des débouchés autres que la filière cimentière, tels que la **valorisation thermique** permettant la vente de chaleur (application en industrie et en réseau de chaleur) et la **valorisation électrique**.

5.2. APPELS D'OFFRE CSR DE L'ADEME

Nous l'avons vu, la production de CSR s'inscrit en complément de la filière de valorisation matière et vise à valoriser énergétiquement des déchets qui ne peuvent pas être recyclés sous forme matière. La production de CSR se présente comme un maillon complémentaire au recyclage et représente un complément d'activité pour les centres de tri.

La filière CSR a bénéficié de deux « Appels à Projets » CSR de l'ADEME. En 2016, cette agence a lancé un premier appel à projet intitulé « **Energie CSR 2016** » visant à produire de la chaleur à partir de Combustibles Solides de Récupération. L'objectif pour l'ADEME était de faire émerger 5 unités de production d'énergie à partir de CSR.

En décembre 2016, 3 projets lauréats du Fonds Déchets²¹ étaient identifiés. Ils totalisaient un montant d'aide de 34 M€, une puissance thermique installée cumulée de 108 MW PCI et valorisaient 244 000 t/an de CSR :

18 Source ADEME 2015, p.13

19 source ADEME 2014

20 Technique et Environnement, CSR Dossier 44

- **BioSynErgy Breizh**, à Carhaix en Bretagne, est porté par Suez Grand Ouest. Une chaudière de 30 MW alimentera en chaleur la future unité de production de lait UHT de l'industriel SYNUTRA ;
- **Blue Paper**, à Strasbourg, Grand Est, est porté par BLUE PAPER SAS, pour la substitution de 2 chaudières gaz pour l'alimentation de l'unité de production de PPO - papier pour ondulé - par une chaudière CSR de 18 MW ;
- **ILEVA** : à Saint Pierre, Ile de la Réunion, est porté par ILEVA (syndicat mixte de traitement des déchets des microrégions sud et ouest de la Réunion) pour une unité de 15 MW électriques au sein d'une plateforme multifilière de traitement des déchets ménagers et des déchets d'activités économiques.

Un deuxième appel à projets CSR de l'ADEME a été lancé en 2017²². Ce second appel à projets soutient la création **d'unités spécifiques** de production d'énergie à partir de CSR. Son objectif est de susciter d'ici 2025 le développement de nouvelles unités spécifiques permettant la **valorisation de 1,5 million de tonnes de CSR par an**, soit un nouveau potentiel énergétique de **100 MW/an sur 10 ans**. Ces projets sont en ligne avec une logique d'économie circulaire, de préservation des ressources et de substitution aux énergies fossiles, indiquée par la LTECV.

La recherche de voies d'approvisionnements énergétiques, indépendantes des énergies fossiles et moins émettrices de gaz à effet de serre, est observée chez les industriels gros consommateurs d'énergie. Les déchets devraient pouvoir, sous certaines conditions, constituer ces nouvelles sources d'approvisionnement.

21 <http://www.developpement-durable.gouv.fr/3-laureats-lappel-projets-energie-csr-2016-limiter-quantites-dechets-non-dangereux-enfouis-dans-d>

22 <https://appelsprojets.ademe.fr/aap/ENERGIECSR2017-47#resultats>

6. LES UTILISATEURS ACTUELS ET POTENTIELS DE CSR

Les CSR sont un combustible susceptibles d'intéresser les grands consommateurs d'énergie fossile. Parmi ces gros consommateurs d'énergie, on trouvera les industriels déjà utilisateurs de CSR (comme les cimentiers...), puis les utilisateurs potentiels industriels à l'échelle territoriale, les chaufferies collectives et les réseaux de chaleur.

Les utilisations en cimenterie sont des pratiques établies alors que les utilisations en métallurgie, en centrale électrique et en réseau de chaleur sont en développement.

Les utilisateurs de CSR peuvent être extérieurs au processus de production des CSR (tels que l'industrie cimentière et les hauts fourneaux), ou être intégrés au processus de production (installations mixtes qui ont à la fois le rôle de producteur et d'utilisateur de CSR).

L'objectif de la LTECV est que le CSR ne soit pas dépendant du gisement d'entrée, mais au contraire **produit en fonction des besoins des futurs utilisateurs**. En pratique une adéquation entre gisements et consommateurs doit être optimisée **en priorisant la demande d'énergie**.

6.1. PREMIERS CONSOMMATEURS HISTORIQUES EN FRANCE : LES CIMENTIERES

Les cimenteries consomment de préférence les CSR à haut PCI (18 – 23 MJ/kg) dont la teneur en chlore est inférieure à 0,5 %. En conséquence, la part de CSR destinée aux cimentiers est limitée. En 2002, le taux de substitution moyen (énergie/déchets) chez les cimentiers était de 34 %.

Les pneus usagés sont une autre source de combustible de substitution pour les cimentiers. En 2001, près de 35 800 tonnes de pneus usagés ont ainsi été brûlés. Cette source d'énergie a progressé pour atteindre, en 2015, près de 170 kt de pneus²³ recyclés et en grande partie brûlés chez les cimentiers.

La co-incinération en cimenterie des CSR présente l'intérêt de pouvoir évacuer, dans la préparation du ciment, les résidus solides ultimes liés à la combustion des CSR. Le procédé de cuisson de clinker est très intéressant car il piège les molécules de chlore dans le ciment prévenant ainsi la formation de dioxines.

Les installations de cimenteries étant équipées de dispositifs de traitement des fumées de combustion, il n'y a donc pas de coût additionnel lié à ce traitement si le cahier des charges de production de CSR pour les cimentiers est respecté.

Une étude de l'ADEME²⁴ sur l'utilisation des refus des unités de tri-compostage des OM comme CSR pour les cimentiers, conclue sur deux axes d'amélioration de la qualité des CSR nécessaire pour ce secteur :

²³ Source : ADEME Chiffres clés Déchets – Edition 2016

²⁴ ADEME, ÉTUDE DE FAISABILITÉ POUR L'UTILISATION DES REFUS DES UNITÉS DE TRI-COMPOSTAGE DES ORDURES MÉNAGÈRES COMME COMBUSTIBLES SOLIDES DE RÉCUPÉRATION (CSR), 2014,

- au niveau de la production dans les unités de tri-compostage :
 - Optimiser la séparation des fractions organiques fines,
 - Limiter la présence de fibreux, papiers-cartons,
 - Favoriser la présence de plastiques produisant moins de cendres et à haut PCI,
 - Limiter la présence d'incombustibles,
 - Abaisser le taux d'humidité,
- au niveau de la préparation des CSR :
 - Abaisser le taux d'humidité,
 - Extraire les PVC,
 - Extraire les incombustibles restants.

6.2. VALORISATION DES CSR DANS LES CHAUDIERES

Les unités de production d'énergie, dédiées aux CSR, sont dimensionnées pour accepter des CSR avec un PCI intermédiaire (entre 12 et 18 MJ/kg) réduisant ainsi le flux en décharges d'une part des refus de tri/traitement de déchets.

Toutefois, l'utilisation de CSR dans les chaudières est plus délicate que dans les fours des cimenteries car elle nécessite un traitement des fumées performant et coûteux. En conséquence, et pour réduire le coût de traitement post-combustion des CSR, les taux de chlore et de métaux lourds présents dans la composition des CSR utilisés doivent être réduits à leur minimum au moment de leur préparation.

Les unités de **production d'énergie** sont intéressées par la combustion de CSR avec un PCI moyen (12-18 MJ/kg), dont la teneur en chlore est inférieure à 1,5 %.

6.3. VALORISATION DES CSR PAR LES INDUSTRIELS

Au niveau des industriels, les CSR peuvent être utilisés dans les hauts fourneaux (sidérurgie), la production de briques, les fours à chaux, mais aussi dans les industries papetière et du bois où ils sont directement utilisés dans leurs propres procédés de fabrication.

6.4. D'AUTRES VOIES DE VALORISATION DES CSR

Les unités de **conversion des CSR** via les procédés de pyrolyse ou de gazéification sont également des candidats à la valorisation des CSR. Toutefois cette voie de valorisation est innovante et les unités de pyrolyse et de gazéification sont encore peu mûres. Une analyse technico économique de valorisation des CSR par gazeification est réalisée dans ce rapport (cf 12.6 : Coûts opératoires en valorisation de CSR).

Cependant, les gaz de synthèse produits par la gazéification peuvent être :

- Oxydés par combustion, à faible excès d'air, dans une chaudière de récupération pour la production de la vapeur alimentant un cycle de turbine à vapeur, pouvant fonctionner en cogénération.
- valorisés par combustion interne en moteur thermique ou en turbine à gaz, pour une production optimisée d'électricité (cogénération, cycle combiné).
- plus simplement utilisés dans un procédé thermique (fours verriers....) en substitution du gaz naturel.

D'autres utilisateurs potentiels de CSR seraient intéressés par les gaz de synthèse convertis en méthane (méthanation) ou en carburant (synthèse Fischer – Tropsch).

7. LA CHAÎNE DE VALEUR DE LA FILIÈRE CSR ET SES PRINCIPAUX ACTEURS

De manière schématique, la production et la valorisation énergétique des CSR sont structurées en amont par les acteurs spécialisés dans la gestion des déchets et en aval par les acteurs spécialisés dans le domaine de l'énergie (opérateurs de réseaux de chaleur/électricité). La chaîne de valeur de la production des CSR relie des acteurs distincts par leurs métiers et leurs domaines de compétences. Au niveau français, la filière CSR est constituée de grands groupes industriels, de PME/ETI et d'opérateurs publics ou privés.

En premier lieu, la collecte et le traitement des déchets sont organisés par les collectivités territoriales et sont généralement sous-traités à des entreprises privées, ayant répondu à des appels d'offres financés par les revenus de taxes spécifiques : taxe d'enlèvement des ordures ménagères (TEOM) forfaitaire et redevance spéciale (RS) ou redevance d'enlèvement des ordures ménagères calculée selon la quantité de déchets collectés.

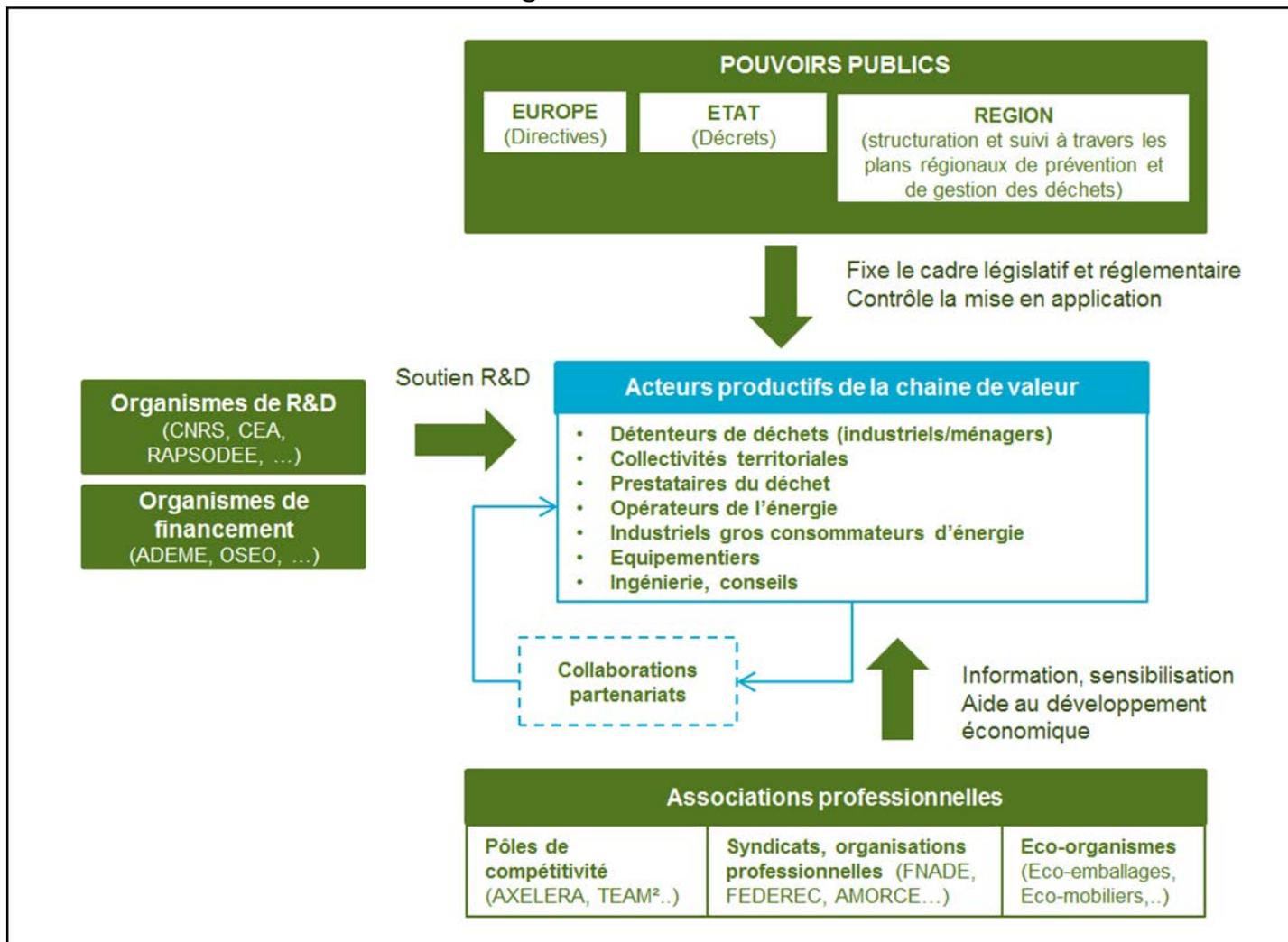
Avec un marché encore embryonnaire, la filière CSR compte déjà quelques acteurs parmi lesquels on distingue des producteurs de CSR, des producteurs/utilisateurs de CSR, des utilisateurs de CSR. Les prestataires (équipementiers, ingénieries, sociétés de conseil,..) interviennent dans la chaîne de valeur en apportant leurs compétences dans les domaines suivants :

- gestion du déchet : activités de collecte, conception/installation/exploitation des centres de tri/traitement ;
- préparation des CSR : conception/installation/exploitation des lignes de production ;
- valorisation énergétique des CSR : conception/installation/exploitation de technologies de combustion ou de pyrolyse/gazéification et de réseaux de chaleur/électricité.

Le schéma de la filière CSR (**Figure 10**) permet d'identifier l'ensemble des réseaux de coopération existants entre les différents acteurs de la chaîne de valeur.

Le schéma met en évidence les **acteurs productifs** des différentes filières, allant des **acteurs traditionnels du déchet aux industriels gros consommateurs d'énergie**, en passant par **les équipementiers, les sociétés d'ingénierie, les collectivités territoriales** ainsi que les **organismes facilitateurs que sont les pouvoirs publics, les organismes de recherche, les pôles de compétitivité et les associations professionnelles, etc.**

Figure 10 : La filière CSR



Source : IFPEN

A l'ensemble des acteurs productifs s'ajoutent donc des **organismes facilitateurs** qui structurent la chaîne de valeur, en apportant un cadre législatif et réglementaire, un soutien financier et technique au développement la filière :

- **les pouvoirs publics :**

Au niveau national, l'**Etat** fixe, au travers des décrets, le cadre réglementaire et les grandes orientations pour une gestion durable des déchets. La **Région** est chargée de la planification, de la prévention et de la gestion des déchets.

Le contrôle et la mise en œuvre de cette politique est assuré au niveau local par des services décentralisés de l'Etat, comme la DREAL.

- **les organismes publics facilitateurs :**

Un comité stratégique de filières éco-industries (**COSEI**) qui rassemble des acteurs privés, publics et les syndicats professionnels, accompagne cette dynamique et dispose d'un groupe de travail dédié à la gestion des déchets « Valorisation industrielle des déchets ».

Des établissements publics tels que l'**ADEME** sont chargés d'accompagner les politiques françaises, notamment dans le secteur des déchets et d'encourager la recherche et l'innovation.

L'INERIS assure l'interface entre les pouvoirs publics, les collectivités et les industriels, dans les domaines des risques (accidentels et chroniques, pour la santé, les installations et l'environnement), de la normalisation, de la métrologie (caractérisation des polluants et des émissions), de la dangerosité des déchets, des conditions de sortie de statut de déchet, etc.

Différents dispositifs nationaux ou européens permettent également de soutenir les projets de Recherche Développement et Innovation dans le secteur des déchets :

- les financements européens (FP7, EUROSTARS)
- les financements nationaux (le Fonds unique interministériel des pôles de compétitivité, ou les projets d'investissement d'avenir),
- les financements de l'ANR, de l'ADEME, d'OSEO, FEDER, etc.

- **les organismes de R&D :**

Les organismes de recherche contribuent au développement technique et technologique : les **universités** (Université de Lorraine, Ecole des mines d'Albi, etc.), les centres de recherche (CEA, CNRS, CIRAD...) mènent des travaux sur l'optimisation de la valorisation énergétique des CSR, l'amélioration des préparations de CSR et l'extraction de composés indésirables tels que le chlore, l'amélioration des voies de combustion et le traitement des fumées, ou encore la transformation des CSR par des procédés de pyrolyse et de gazéification.

Des centres techniques comme la plateforme **PROVADEMSE** visent à faciliter l'émergence et le développement de solutions techniques innovantes ou de scénarios de traitement ou de valorisation des déchets et des effluents en s'appuyant sur des compétences fortes en expérimentation à l'échelle du laboratoire et des pilotes de démonstration.

- **Les organisations et associations professionnelles :**

Les syndicats et fédérations professionnelles jouent un rôle important dans le développement économique de la filière. On peut citer quelques fédérations professionnelles comme FEDEREC (représentative des métiers du recyclage et de la valorisation des déchets), la FNADE (représentative des métiers de la dépollution et de l'environnement), ou encore le SNEFID, Syndicat National des Entrepreneurs de la Filière Déchets.

L'association AMORCE rassemble collectivités, associations et entreprises autour de la thématique Réseaux de Chaleur et Valorisation des déchets. Elle est un lieu d'échange d'expériences et force de proposition dans les domaines d'activité (réseaux de chaleur, gestion des déchets municipaux et gestion de l'énergie par les collectivités territoriales).

L'Association Alliance Chimie Recyclage (2ACR) vise à faire de la valorisation des déchets une opportunité de développement économique et d'optimisation des ressources, en allant vers l'économie «circulaire». Elle rassemble des industriels de tous secteurs (environnement, chimie, recyclage, biens de consommation) et de toutes tailles, des organisations professionnelles et des pôles de compétitivité. L'association favorise les synergies entre acteurs industriels.

Le consortium RECORD (Recherche coopérative sur les déchets et l'environnement) permet la réalisation de recherches dans le cadre d'une coopération tripartite entre industries, organismes publics et chercheurs.

- **Les pôles de compétitivité :**

Soutien à l'innovation et à la R&D, les pôles de compétitivité regroupent des acteurs (entreprises, organismes publics, laboratoires de recherche et des établissements de l'enseignement supérieur). Les pôles œuvrant dans le domaine sont par exemple, AXELERA (Chimie et Ecotechnologies/Environnement), TENERDIS (Développement des énergies renouvelables) ou TEAM² (Ecotechnologies/Environnement).

Ainsi, au **cœur de la chaîne de valeur**, deux types d'acteurs coexistent sur cette filière : la gestion des déchets dominée par les acteurs traditionnels, mais également par des entreprises qui sont spécialisées dans la valorisation énergétique des déchets, avec notamment des acteurs «énergéticiens».

- **Des industriels fournisseurs de solutions de gestion et de valorisation des déchets**, qui assurent, par délégation de service public, la gestion totale ou partielle des déchets (collecte, transport, préparation à la réutilisation, valorisation et élimination). Il existe deux catégories d'acteurs du déchet, ceux qui détiennent les décharges (grands groupes, comme VEOLIA, SUEZ, SECHE ENVIRONNEMENT, PAPREC, NICOLLIN, PIZZORNO, etc.) et ceux qui n'en disposent pas (comme PENA ou EXCOFFIER) et qui sont membres du réseau PRAXY.
- **Les collectivités**, quant à elles, transfèrent leur compétence en matière de gestion des déchets, vers des Etablissements Publics de Coopération Intercommunale (**EPCI**) ou **syndicats mixtes** comme par exemple, le SYCTOM pour le Grand Paris ou SYTRAD, syndicat de traitement des déchets Ardèche-Drôme.

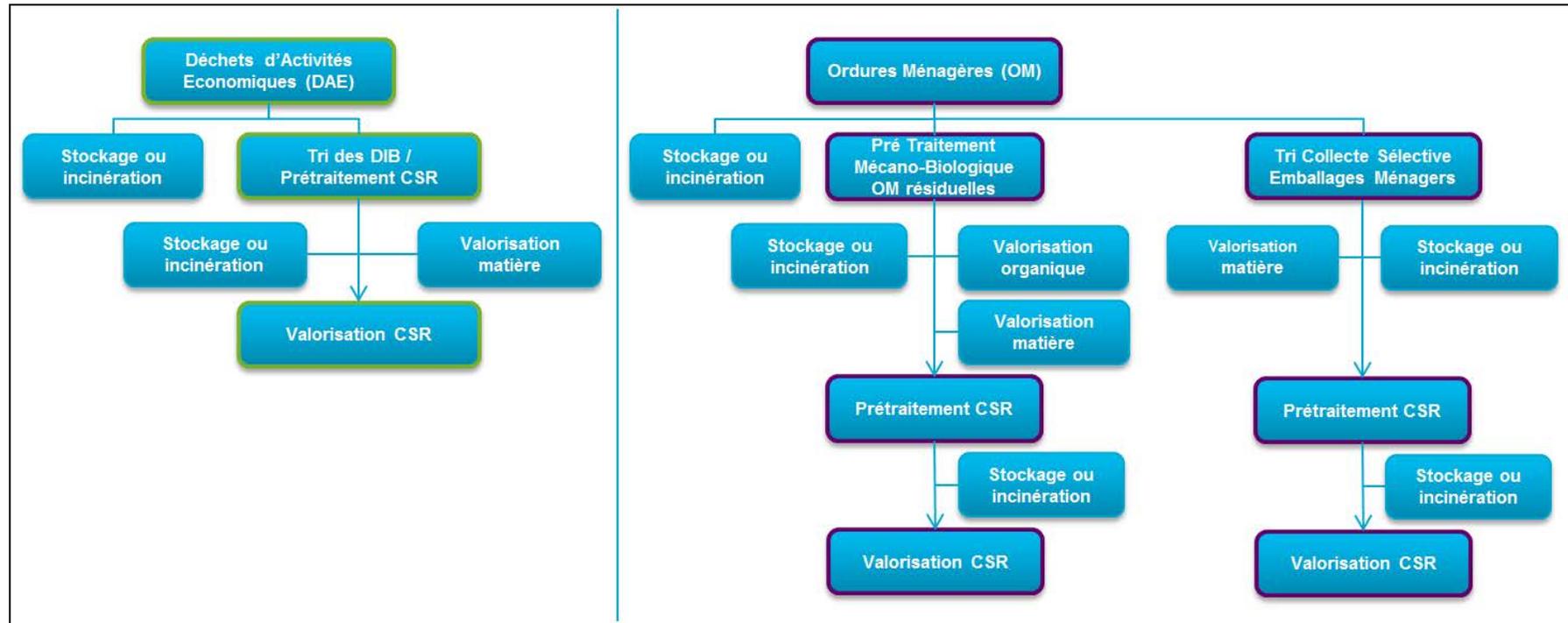
- **Des industriels de la production de l'énergie et gestionnaires de réseaux de chaleur/électricité** : les leaders du « déchet » comme VEOLIA, SUEZ ou SECHE ENVIRONNEMENT se positionnent également sur ce marché, tout autant que des producteurs de chaleur tels que TIRU (filiale spécialisée dans la valorisation des déchets du groupe EDF), ou COFELY. Par exemple, TIRU conçoit, construit et exploite des unités de traitement thermique, biologique et matière en France.
- **Les producteurs de CSR** : ce sont soit des PME (réseau PRAXY) soit des grands opérateurs, comme par exemple, VEOLIA, SUEZ, SECHE Environnement ou PAPREC. Via les filiales (CODERES ou GEOCYCLE), les cimentiers comme HOLCIM possèdent des unités de production de CSR. Enfin, des regroupements de collectivités sous la forme de sociétés mixtes, comme le groupe SEMARDEL dont les activités sont dédiées à la valorisation des déchets, ou le syndicat mixte SYMEVAD qui a construit l'unité de Tri Valorisation Matière et Energie (TVME) pour valoriser les déchets ménagers résiduels, produisent aussi des CSR.
- **Des industriels utilisateurs de CSR** : la principale industrie française actuellement utilisatrice de CSR est la cimenterie, comme par exemple HOLCIM ou VICAT. Toutefois, les chaudières industrielles offrent une autre voie de valorisation.
- **Les équipementiers**, constructeurs ou assembleurs, proposent des technologies, à tous les stades de la chaîne de valeur, adaptées aux besoins des industriels. Par exemple MTB, à la fois constructeur de machines de triage/broyage et assembleur, propose des solutions d'ingénierie de recyclage/valorisation notamment pour la préparation de CSR, intégrant des solutions de tri d'autres fournisseurs (PELLENC ou TOMRA). On note également la présence de fournisseurs d'équipements pour le marché de l'énergie, comme par exemple, ENERIA pour la gazéification/combustion, et des chaudiéristes comme LEROUX & LOTZ, Babcock Wanson, Compte-R, LLT ou encore Weiss.
- **Les sociétés d'ingénierie/conseil** qui assurent la conception, la réalisation, et l'installation des équipements. On peut citer entre autres, ATANOR pour la combustion de CSR, ou INGEVALOR, spécialisé dans le traitement des déchets et dans les installations de production et de distribution d'énergie (cogénération, réseaux de chaleur).

7.1. CHAÎNE DE VALEUR ET PRINCIPAUX ACTEURS PAR FILIÈRE

Les flux des refus de tri produits dans les centres de tri (TMB) de déchets ménagers, dans les centres de tri (TM) de déchets d'activités économiques et les centres de tri de collectes sélectives constituent un gisement potentiel pour la préparation de CSR.

Une analyse des différentes filières de production des CSR est proposée (**Figure 11**) en décrivant les chaînes de valeur et les principaux acteurs afférents.

Figure 11 : Principales sources de production de CSR²⁵



Source : ERFO, The role of SRF in circular economy

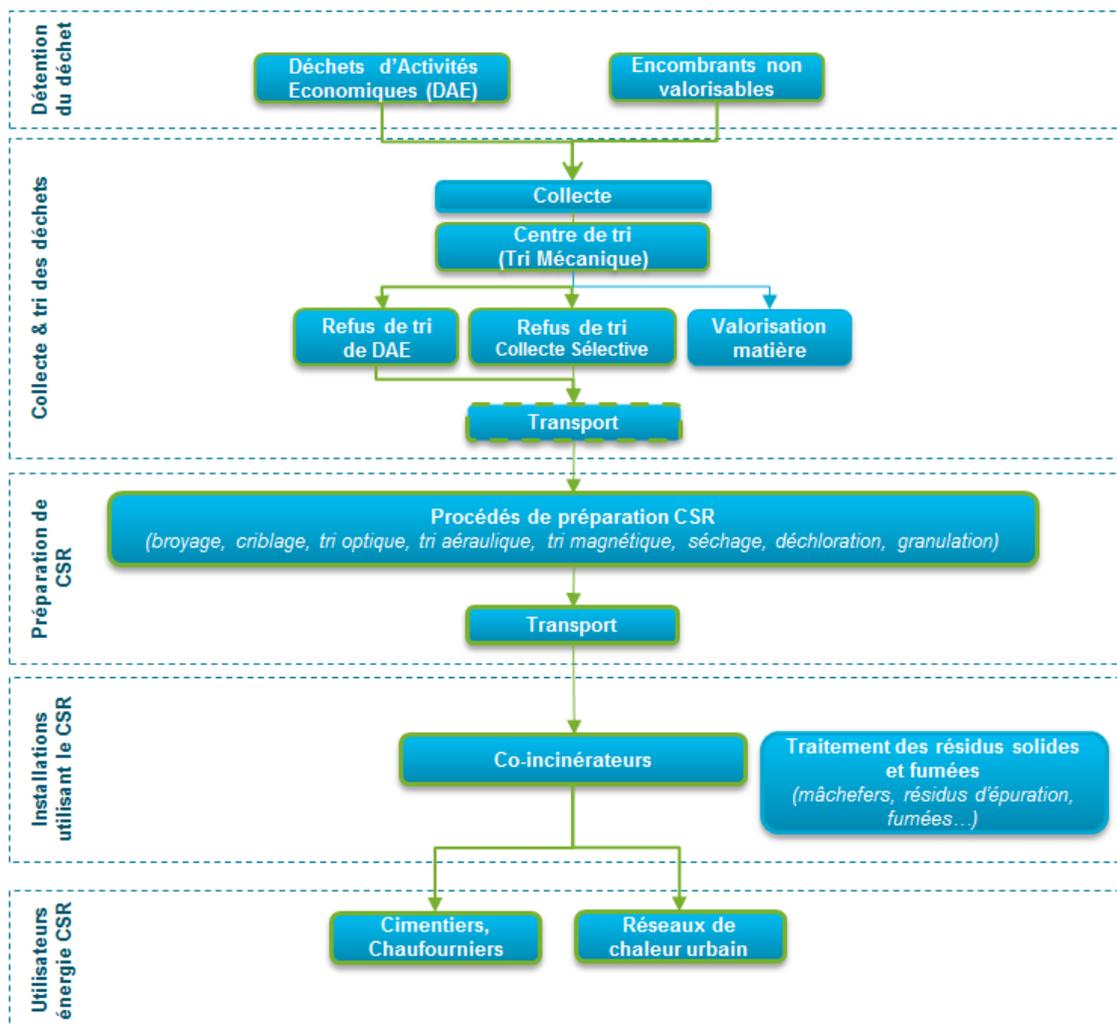
²⁵ ERFO, The role of SRF in circular economy

Chaîne de valeur et acteurs par filière du TM des déchets industriels et commerciaux

La collecte des DAE peut être assurée par le service public de collecte mais le plus souvent elle est assurée par des prestataires privés. Les DAE, qu'ils soient mono-matière ou en mélange, sont acheminés vers des centres de tri où ils subissent un tri mécanique pour y être valorisés en CSR. Les DAE non valorisables et les refus de tri sont broyés puis criblés pour séparer des matières recyclables. Les déchets ayant un haut PCI sont envoyés vers un granulateur pour y être broyés, et éventuellement séchés, pour obtenir un CSR respectant les spécifications de l'utilisateur.

Ces CSR sont utilisés comme combustible, en substitution à l'énergie fossile, notamment dans les industries telles que la fabrication du ciment ou de la chaux. Les installations de co-incinération utilisatrices de CSR sont adaptées à ce type de gisement.

Figure 12 : Production de CSR à partir de DAE



Source : IFPEN

A titre d'exemple^{26,27,28}, le groupe PENA Environnement, a été le premier en 2004, avec sa technologie propre Coris® à produire, sur le site de Mérignac, 25 k t/an de CSR à partir de DAE et d'encombrants et alimente aujourd'hui les cimenteries.

Des grands opérateurs du déchet, comme VEOLIA, SUEZ, PAPREC se sont positionnés également sur cette filière. Par exemple, en 2014, VEOLIA a remporté le contrat auprès de l'éco-organisme Eco-mobilier, pour traiter des déchets mobiliers sur le Centre de tri haute performance de Ludres (capacité de traitement de 110 k t/an).

Au niveau local, Lafarge Ciments, du groupe Holcim, valorise des déchets pour en faire du combustible de substitution dans sa cimenterie du Havre. Au travers de la société Coderes, formée par Lafarge, en partenariat avec Etares (société d'exploitation du centre de stockage havrais de déchets non dangereux) et Ikos (spécialisée dans le traitement des déchets industriels, agricoles et ménagers), une plate-forme de préparation de déchets solides broyés est construite sur un terrain jouxtant la cimenterie.

En 2013, le groupe Semardel, société d'économie mixte dédiée à la valorisation des déchets, a construit à Vert-le-Grand (Essonne) un centre de tri des DAE et des encombrants des collectivités locales. Le centre de tri, conçu par Semardel et construit par l'ensemblier Ros Roca, produit des CSR. Il est doté de deux lignes de tri dédiées aux DAE ou encombrants de déchetteries, et d'une ligne de tri destinée aux « propres et secs » (des déchets déjà pré-triés par les clients, en particulier des papiers et cartons).

Chaîne de valeur et principaux acteurs par filière du TMB des ordures ménagères

Le TMB s'applique aux Ordures Ménagères Résiduelles (OMR), dont le gisement de déchets provient essentiellement des collectivités locales.

La gestion des déchets (collecte et traitement des déchets) est assurée soit par des Etablissements Publics de Coopération Intercommunale (**EPCI**) ou **syndicats mixtes** comme le SYCTOM, Grand Paris ou SYTRAD, syndicat de traitement des déchets Ardèche Drôme, ou par des prestataires privés, par délégation de service public.

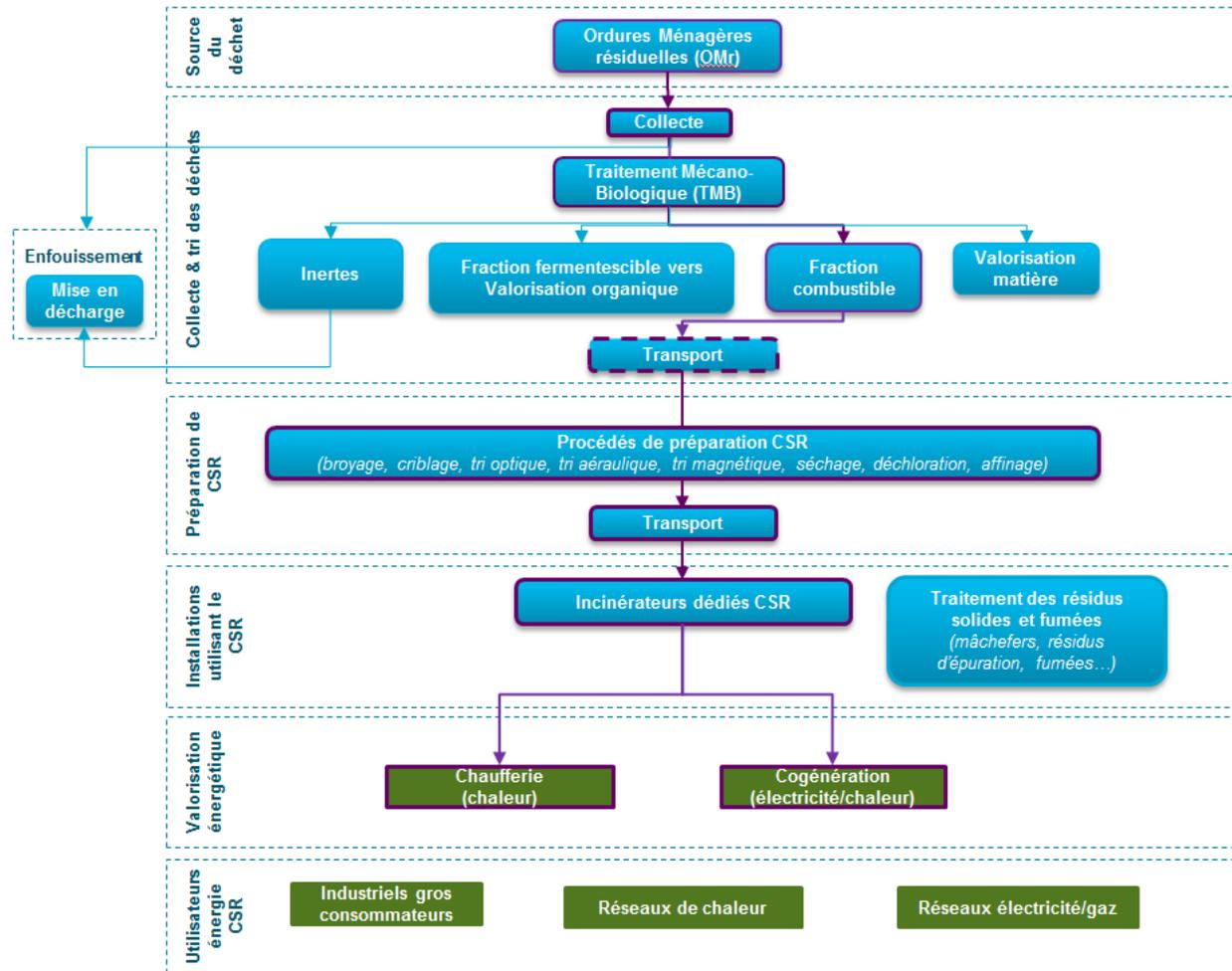
La production et la valorisation de CSR sont opérées sous forme de partenariat entre industriels de l'énergie ou du déchet et collectivités. Par exemple, le SYMEVAD (SYndicat Mixte d'Elimination et de VALorisation des Déchets) a construit, en 2016 en partenariat avec TIRU, une unité de Tri Valorisation Matière et Energie (TVME) des déchets à Hénin-Beaumont. Avec les 100 000 tonnes de déchets entrants (OMR, refus de tri sélectif et encombrants non valorisables), le SYMEVAD et TIRU prévoient la production annuelle de 2 400 000 Nm³ de biométhane et de 32 000 Tonnes de CSR valorisés en cimenterie. Ce projet a bénéficié de subventions de l'ADEME et du FEDER.

26 Article Environnement & Technique – N° 344 –février 2015

27 www.environnement-magazine.fr/article/20514-vers-des-combustibles-sur-mesure/

28 Déchets Infos, n°21 – 17 avril 2013

Figure 13 : Production de CSR à partir de déchets ménagers



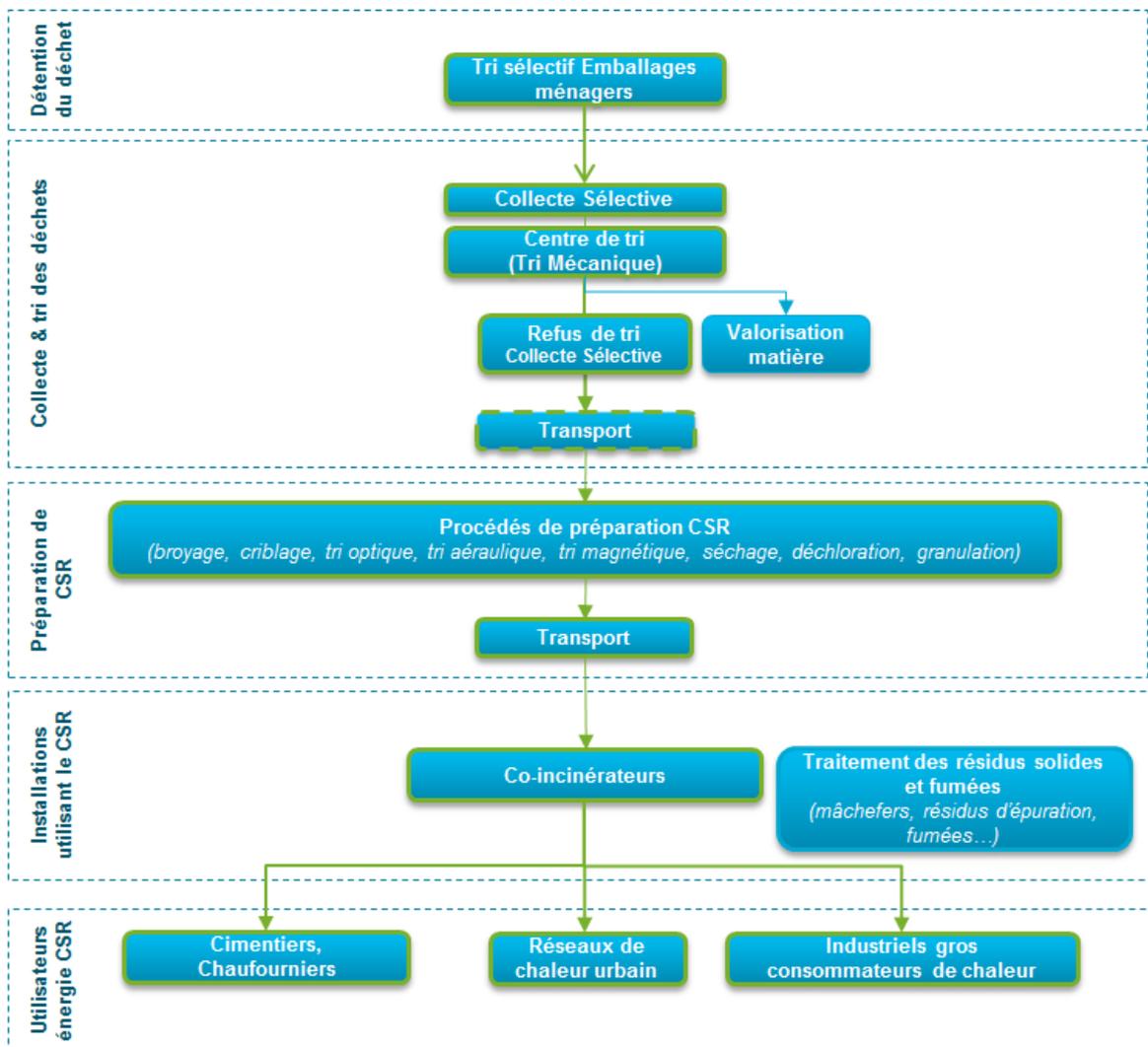
Source : IFPEN

Autre exemple, en 2014, LEN, filiale du groupement Coriance – Sêché Eco Industries, a été retenue par la Ville de Laval pour exploiter le réseau de chaleur alimenté en énergies alternatives et de proximité (CSR et biogaz).

Les CSR sont produits sur le site de Changé, à partir des refus de tri de déchets des ménages et des entreprises. La production de chaleur vient de l'unité de cogénération du biogaz issu du Centre de Stockage de Changé, de la combustion en chaudières de granulés CSR et de chaudières au gaz naturel en appoint. Le biogaz, valorisé dans deux turbines, permet de produire de l'électricité (réinjectée sur le réseau ERDF) et de la vapeur fournie l'été à la Codema (unité de déshydratation agricole installée à proximité du site).

Chaîne de valeur et principaux acteurs par filière de tri sélectif des ordures ménagères

Figure 14 : Production de CSR à partir de tri sélectif des ordures ménagères



Source : IFPEN

A titre d'exemple, Kerval Centre Armor, syndicat de valorisation et traitement des déchets d'une grande partie du territoire des Côtes d'Armor, traite sur son centre de tri automatisé des bouteilles plastiques, flacons, barquettes, pots et films plastiques, collectés en amont dans les poubelles jaunes. Les refus de tri sont envoyés vers une usine de valorisation pour être transformés en CSR, récupérés soit par les cimentiers, les réseaux de chaleur urbains ou les procédés industriels consommateurs d'énergie.

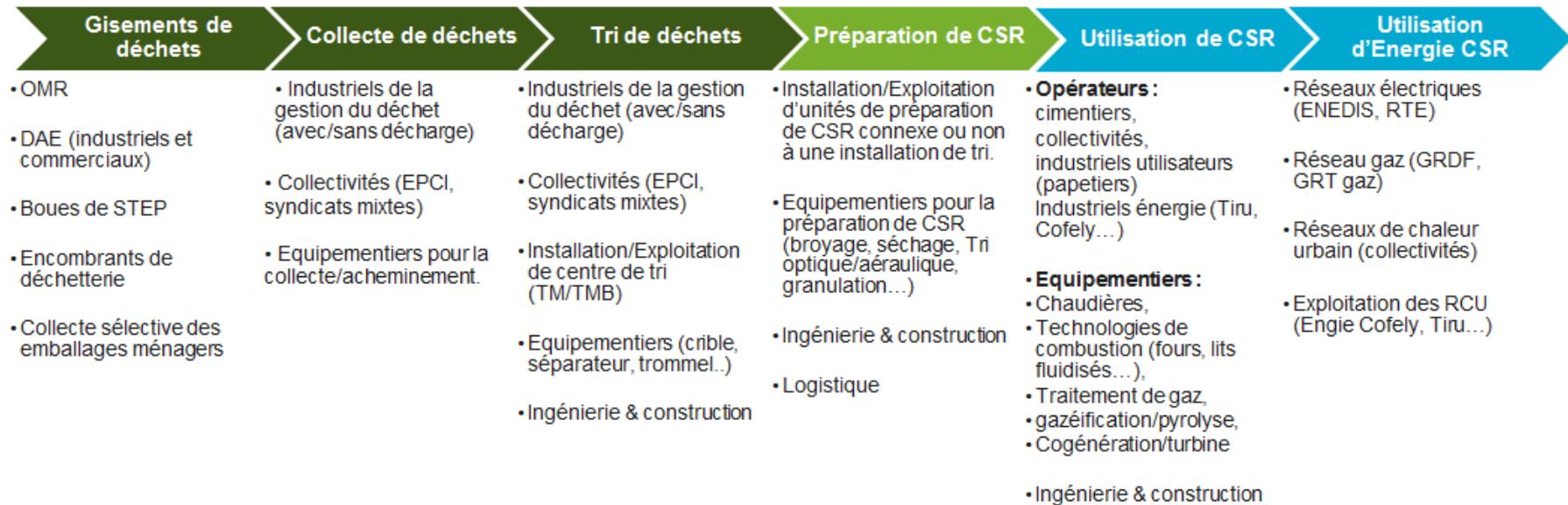
7.2. QUEL NIVEAU D'INTEGRATION DES FILIERES ?

De manière linéaire, la chaîne de valeur de la filière CSR peut être schématisée en une succession d'étapes intermédiaires allant de la collecte des déchets, au préparateur de CSR et à l'utilisateur de l'énergie CSR (Figure 15) :

- **Gisements de déchets** : les CSR sont produits à partir de **déchets municipaux ou industriels** (pneus, plastiques, boues de STEP, cartons, papiers, textiles, déchets ménagers, etc.).
- **Collecte et traitement de déchets** : les flux de déchets sont acheminés vers des unités de tri (unités TMB sur OMr, centre de tri sur DAE, centre de tri de collecte sélective), desquels sont extraits les flux à haut PCI. Ces flux sont transportés vers l'installation de préparation, si celle-ci n'est pas sur le site.
- **Préparation de CSR** : les CSR subissent des opérations de criblage, broyage et de tri et éventuellement séchage. La préparation des CSR est adaptée au cas par cas selon les spécifications des clients utilisateurs de CSR (PCI, granulométrie, inertes, humidité...). S'en suit le stockage et le transport des CSR, si l'utilisateur final n'est pas sur le même site.
- **Utilisation CSR et énergie CSR** : les CSR sont utilisés en co-incinération dans les fours tournants des cimenteries, dans les fours à chaux, dans des installations pour la production d'énergie thermique et éventuellement électrique dans le cas des cogénérations. Il s'agit principalement de chaudières industrielles associées aux industries du papier, de la chimie, des déchets et de l'énergie, à l'alimentation de réseaux de chauffage urbain ou réseaux électriques.

Une autre voie d'utilisation en devenir est celle de l'emploi des CSR sur des **unités de pyrolyse et de gazéification** pour être valorisés dans une seconde étape, en énergie thermique/électrique ou en carburants.

Figure 15 : Segmentation des acteurs productifs et compétences de la filière CSR



Source : IFPE

La production de CSR est assurée en général par des acteurs traditionnels de la gestion du déchet, qui disposent de centres de tri et de préparation, tels que les regroupements de collectivités, de PME/ETI ou de grands groupes leaders du domaine. Les grands opérateurs du déchet, comme VEOLIA ou SUEZ sont présents sur toute la chaîne (de la gestion du déchet à la valorisation énergétique du CSR).

Les opérateurs « énergéticiens », spécialistes en valorisation énergétique, se positionnent en aval de la chaîne de valeur. En partenariat avec les collectivités ou industriels du déchet, ils apportent leurs compétences au niveau de la conception, installation et exploitation de réseaux de chaleur ou d'électricité.

Certains équipementiers, peuvent être à la fois constructeur et intégrateur de solutions de tri ou de préparation.

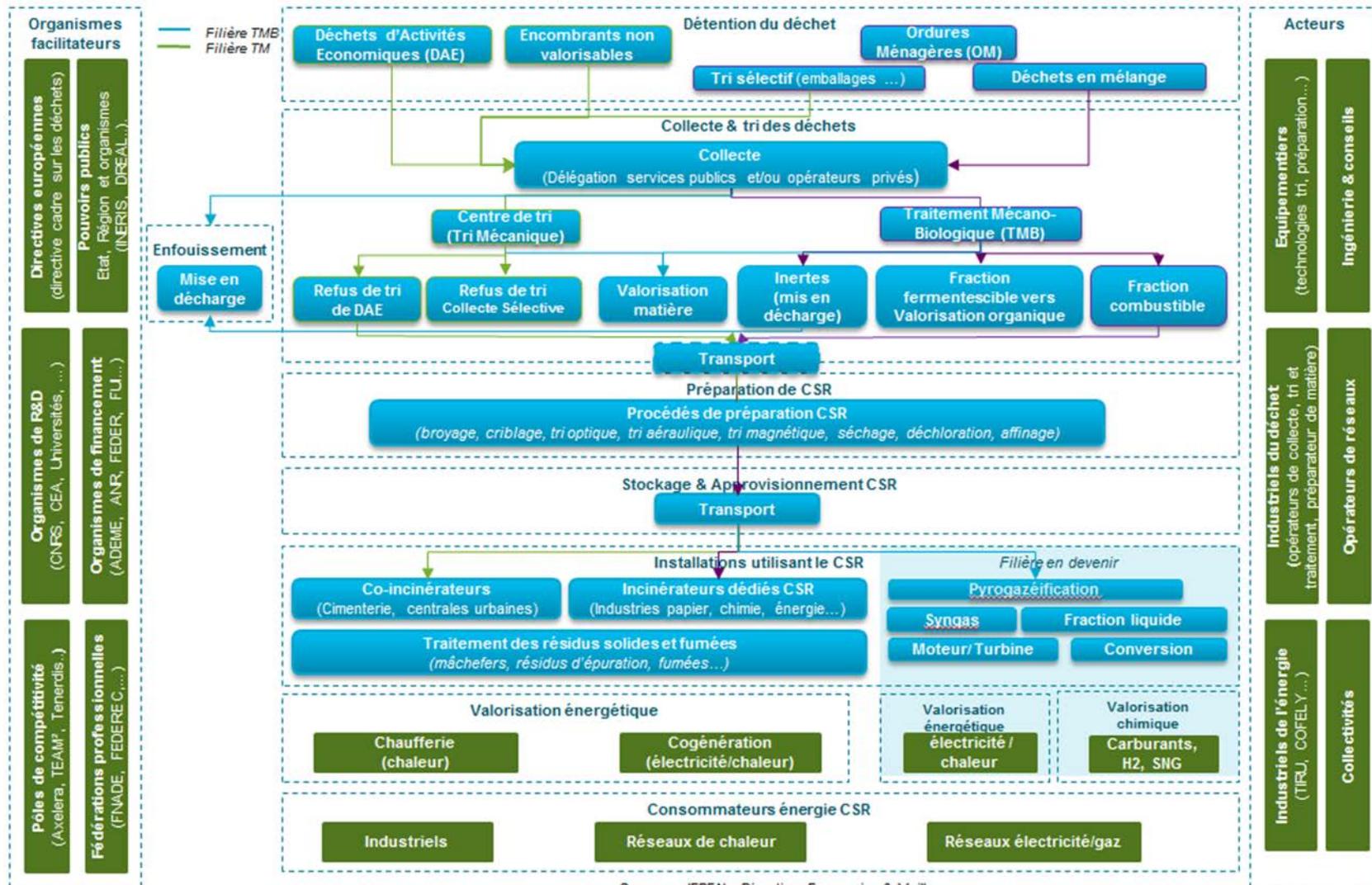
Enfin, les consommateurs de CSR, tels que l'industrie du ciment ou les fabricants de chaux, pratiquent déjà des accords de fourniture de CSR avec les préparateurs qui les fournissent en combustibles à haut PCI.

Figure 16 : Quelques principaux acteurs productifs de la filière CSR en France



Source : IFPEN

Figure 17 : Représentation de l'écosystème de la filière CSR



8. LA REGLEMENTATION AUTOUR DES CSR

Les unités de préparation des CSR sont réglementairement des unités de traitement des déchets.

8.1. STATUT DU DECHET CSR

L'élaboration de combustibles issus de déchets n'est autorisée qu'à partir de déchets non dangereux. Les déchets dangereux doivent être incinérés dans des installations dédiées.

Contrairement à ce qui se passe dans d'autres pays, et au niveau européen, il n'y a en France qu'une terminologie pour les combustibles solides issus de déchets : les « combustibles solides de récupération » (CSR). Au niveau international, deux types de combustibles sont définis :

- Les « RDF » ou refused derived fuels, « combustibles issus de déchets ». Cette appellation est la plus ancienne et très large ;
- Les « SRF » ou solid recovered fuels (« combustibles solides de récupération », CSR) qui sont couverts par un ensemble de normes européennes publiées entre 2011 et 2012, dont des spécifications et critères de qualité répondent à la norme EN 15359 :2011 (pouvoir calorifique minimum, taux maximum de mercure et de chlore). Ces combustibles sont supposés présenter une meilleure qualité que les RDF.

Au niveau français, l'appellation de CSR recouvre tous les types de combustibles solides issus de déchets.

En France comme au niveau européen, **les CSR ont un statut de déchet** ; la sortie de statut de déchets (SSD) n'est pas prévue.

La Directive Cadre sur les Déchets de 2008 a prévu une sortie de statut de déchets dans certaines conditions, à l'article 6 :

« 1. Certains déchets cessent d'être des déchets au sens de l'article 3, point 1, lorsqu'ils ont subi une opération de valorisation ou de recyclage et répondent à des critères spécifiques à définir dans le respect des conditions suivantes :

- a) la substance ou l'objet est couramment utilisé à des fins spécifiques ;
- b) il existe un marché ou une demande pour une telle substance ou un tel objet ;
- c) la substance ou l'objet remplit les exigences techniques aux fins spécifiques et respecte la législation et les normes applicables aux produits ; et
- d) l'utilisation de la substance ou de l'objet n'aura pas d'effets globaux nocifs pour l'environnement ou la santé humaine.

Les critères comprennent des valeurs limites pour les polluants, si nécessaire, et tiennent compte de tout effet environnemental préjudiciable éventuel de la substance ou de l'objet. »

Dans ce cadre, le JRC de Séville avait initié en 2010 des travaux devant mener à la sortie de statut de déchets de certaines catégories de CSR (le cahier des charges de l'étude est publié sur le site du JRC²⁹). L'Agence de l'Environnement Autrichienne a été retenue pour

29 IPTS – Technical Specifications / Study on the suitability of the different waste-derived fuels for end-of-waste status in accordance with Article 6 of the Waste Framework Directive (2008/98/EC)

réaliser cette étude. Bien qu'une version projet du rapport soit disponible³⁰, ces travaux n'ont jamais été publiés par le JRC. Il y a eu, entre 2010 et 2014, des actions de la part d'ONG comme d'associations d'installations d'incinération et de cimenteries au niveau de la commission européenne, contre la norme européenne EN 15359 :2011 (spécifications et classes), contre le projet de SSD en Italie, et en février 2014, auprès de la Commission, afin que les CSR ne sortent pas du statut de déchets. Les arguments étaient entre autres, que :

- 1) les CSR, une fois devenus produits, pourraient être utilisés dans de petites installations de combustion, moins surveillées en termes d'émissions atmosphériques, et que
- 2) ces déchets sortiraient de la comptabilité globale des flux de déchets aux niveaux nationaux et européen (en particulier il y aurait des difficultés en cas de transferts transfrontaliers, les CSR pouvant être un produit dans un pays et toujours des déchets dans l'autre)
- 3) le produit doit faire l'objet d'une inscription dans REACH.

Cependant, comme il sera vu plus loin, deux pays européens (l'Italie, l'Autriche) ont mis en œuvre une procédure de sortie de statut de déchets pour certains CSR.

8.2. STATUT DES INSTALLATIONS DE COMBUSTION

En France, jusqu'à il y a peu, les CSR en tant que tels n'étaient utilisés qu'en co-combustion dans des cimenteries. Pour cette application, ils doivent avoir certaines caractéristiques particulières car la flamme passe sur les matières en cuisson : le combustible doit donc être exempt d'indésirables (comme le chlore). De plus, le combustible doit être broyé finement pour être introduit dans le système de combustion. Les cimenteries ont ainsi un cahier des charges précis.

En 2016, le Ministère en charge de l'Écologie a introduit par décret³¹ une nouvelle rubrique de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement, qui permet à des installations de combustion autres que les cimenteries d'utiliser des CSR comme combustible principal. **La combustion des CSR n'est donc plus considérée comme une incinération (donc un traitement de déchets) mais comme une fourniture d'énergie (chaleur et/ou électricité). Cette rubrique est la 2971³².**

Le décret du 19 mai 2016 précise que la rubrique couvre les installations de production de chaleur ou d'électricité à partir de déchets non dangereux préparés sous forme de combustibles solides de récupération dans une installation prévue à cet effet, associés ou non à un autre combustible, que ces installations soient intégrées dans un procédé industriel de fabrication ou non. Aucun seuil de puissance n'est précisé dans ce décret.

Ce décret est accompagné de deux arrêtés datés du 23 mai 2016, dont l'un couvre l'élaboration des CSR à partir de déchets non dangereux, avec des critères de qualité, et l'autre concerne les « installations de production de chaleur et/ou d'électricité à partir de

30 Umweltbundesamt : « Study on the suitability of the Different waste-derived fuels For end-of-waste status in accordance with article 6 of the Waste framework directive - Second interim report », Vienna, August 2011

31 Décret n° 2016-630 du 19 mai 2016 modifiant la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement

32 Les rubriques 29xx couvrent les installations de combustion ; les installations de traitement de déchets sont couvertes par des rubriques 27xx.

déchets non dangereux préparés sous forme de combustibles solides de récupération dans des installations prévues à cet effet, associés ou non à un autre combustible, et relevant de la rubrique 2971 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement». Ce dernier arrêté fixe les valeurs limites d'émission liées à la combustion de CSR en cimenteries ou dans les autres installations de combustion.

8.3. CONTRAINTES D'ÉMISSIONS (SELON LE TYPE D'INSTALLATIONS)

L'arrêté du 23 mai 2016 fixe des valeurs limites d'émission par type d'installation (cimenterie ou autre), quelle que soit la puissance de l'installation.

Ces valeurs limites d'émissions sont calculées à partir des concentrations de référence pour les incinérateurs (en moyenne journalière) et de concentrations de référence pour chacun des procédés, définis dans des tableaux, ramenées aux volumes respectifs de gaz de combustion issus des différents combustibles.

La formule est la suivante :

$$C = (V_{CSR} * C_{inc.} + V_{procédé} * C_{procédé}) / (V_{CSR} + V_{procédé})$$

où V_{CSR} : volume des gaz de combustion résultant de la co-incinération de CSR, (rapporté aux conditions définies à l'article 18 de l'arrêté). Si une seule valeur limite est calculée, quel que soit le pourcentage de la chaleur produite par l'installation apporté par la co-incinération de CSR, ce pourcentage est alors fixé à sa valeur maximum. Le PCI des CSR est celui des CSR ayant la plus faible valeur calorifique spécifiée dans l'arrêté d'autorisation.

$C_{inc.}$: concentrations de référence fixées pour les installations d'incinération. Les concentrations de référence $C_{procédé}$ sont également précisées pour les autres types d'installation : co-incinération ou cimenterie. Les concentrations de référence pour les incinérateurs et les autres types d'installations sont reportées en Figure 18 : (extrait de l'annexe I de l'arrêté).

La puissance de l'installation n'est généralement pas prise en compte : les concentrations de référence (qui servent à calculer les limites d'émissions) s'appliquent à toutes les installations quelle que soit leur puissance, hors cas particuliers qui sont précisés.

Figure 18 : concentrations de référence pour les différents types d'installation

PARAMÈTRE	C inc	Cimenteries co-incinérant des CSR	Autres installations co-incinérant des CSR ²
Poussières totales	10 mg/Nm3	30 mg/Nm3 (moyenne journ.)	20 mg/Nm3
Substances organiques à l'état de gaz ou de vapeur exprimées en carbone organique total (COT)	10 mg/Nm3	10 mg/Nm3 (moyenne journ.) ¹	10 mg/Nm3
Chlorure d'hydrogène (HCl)	10 mg/Nm3	10 mg/Nm3 (moyenne journ.)	10 mg/Nm3
Fluorure d'hydrogène (HF)	1 mg/Nm3	1 mg/Nm3 (moyenne	1 mg/Nm3

		journal.)	
Dioxyde de soufre (SO ₂)	50 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³ (moyenne journal.) ¹	400 mg/Nm ³ (< 50 MWth) à 150 mg/Nm ³ (> 300 MWth) ³
Monoxyde d'azote (NO) et dioxyde d'azote (NO ₂) exprimés en dioxyde d'azote	200 mg/Nm ³	500 mg/Nm ³ (moyenne journal.)	450 mg/Nm ³ (< 50 MWth) à 150 mg/Nm ³ (> 300 MWth) ³
CO (en dehors de phase de démarrage et d'arrêt)	50 mg/Nm ³	non précisé ⁴	non précisé ⁴
Cd + Tl (et leurs composés)		0,05 mg/Nm ³	0,05 mg/Nm ³
Hg		0,05 mg/Nm ³	0,05 mg/Nm ³
Sb + As + Pb + Cr + Co + Cu + Mn + Ni ° V		0,5 mg/Nm ³	0,5 mg/Nm ³
Dioxines et furanes		0,1 ng/Nm ³	0,1 ng/Nm ³
Ammoniac		30 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³

¹ Des dérogations sont possibles selon les installations et les flux

² « A l'exclusion des turbines et moteurs à gaz visés au point III » ; pour ceux-ci, les valeurs sont les mêmes mais sont exprimées pour des teneurs en oxygène des fumées différentes

³ Selon la taille de l'installation et le type de combustible ; de plus, ces valeurs sont différentes pour la biomasse ou pour les combustibles liquides

⁴ Valeur non précisée dans l'annexe I de l'arrêté, sauf pour les turbines à gaz ou les moteurs à gaz utilisant du syngaz : respectivement, 150 et 300 mg/Nm³

8.4. STATUT DES CENDRES ET MACHEFERS

L'arrêté du 23 mai 2016 concernant la combustion de CSR précise (article 26) :

« L'exploitant s'assure que toutes les dispositions nécessaires dans la conception et l'exploitation de l'installation sont prises pour permettre une bonne gestion des résidus issus de ses activités, selon les meilleures techniques disponibles à un coût économiquement acceptable... Il doit présenter les mesures prévues pour :

- limiter à la source la quantité et la toxicité des déchets produits, notamment en ce qui concerne les résidus issus de la co-incinération des CSR ;
- faciliter le recyclage et l'utilisation des résidus, si cela est possible et judicieux du point de vue de la protection de l'environnement ;
- s'assurer, à défaut, du traitement ou du prétraitement des résidus pour en extraire la plus grande part valorisable ou en réduire les dangers potentiels.

L'arrêté d'autorisation fixe les conditions de valorisation et d'élimination des différents résidus produits par l'installation.

L'exploitant tient en particulier une comptabilité précise des quantités de résidus issus de la co-incinération des CSR produits, en distinguant notamment :

- les mâchefers ou résidus de pyrolyse ou de gazéification ;
- les cendres sous chaudière ;
- les cendres sous cyclone d'incinérateur à lit fluidisé ;
- les résidus d'épuration des fumées de la co-incinération de CSR ;

- les résidus carbonés issus d'une installation de pyrolyse ou de gazéification non intégrées. »

Les cendres issues de la combustion des CSR sont des déchets.

- Comme pour les cendres issues de la combustion de la biomasse, les cendres sous foyer ou sous chaudière (mâchefers) doivent pouvoir être valorisées grâce à un plan d'épandage, si leur contenu en métaux lourds n'en fait pas un déchet dangereux : ces cendres ont une entrée miroir dans la codification des déchets :

10 01 14*	Mâchefers, scories et cendres sous chaudière provenant de la coïncinération, contenant des substances dangereuses.
10 01 15	Mâchefers, scories et cendres sous chaudière provenant de la coïncinération, autres que ceux visés à la rubrique 10 01 14.

- Les cendres volantes, sous cyclones ou issues d'autres procédés d'épuration des fumées peuvent également, selon le cas, être classées comme dangereuses ou non (contrairement aux résidus d'épuration des fumées d'incinération des ordures ménagères, ou REFIOM, qui sont obligatoirement classées comme dangereuses en déchets solides provenant de l'épuration des fumées code 19 01 07*) :

10 01 16*	Cendres volantes provenant de la coïncinération contenant des substances dangereuses
10 01 17	Cendres volantes provenant de la coïncinération autres que celles visées à la rubrique 10 01 16

La valorisation de ces cendres ou mâchefers dépendra donc de leur classement comme déchet non dangereux. Vu l'absence actuelle de retour d'expérience sur la composition de ces cendres (qui variera selon le type de CSR utilisé, les éventuels combustibles associés, le type de combustion...), et même si les CSR sont des déchets non dangereux, **les exploitants seront tenus à caractériser les mâchefers ou les cendres afin d'identifier leur éventuel classement en déchets dangereux ou non dangereux.**

8.5. CADRE REGLEMENTAIRE ALLEMAND

L'Allemagne n'a pas mis en place de sortie de statut de déchet pour les CSR. Les CSR sont majoritairement utilisés en cimenteries ou en co-incinération dans des centrales à charbon (3 Mt/an, principalement en cimenteries³³). Les énergies de substitution en cimenteries représentaient en 2015 environ 65 % de l'énergie utilisée, contre 4 % en 1984.

Règlementation

Le statut des CSR s'inscrit dans l'évolution de la réglementation sur la gestion des déchets non dangereux.

33 Flamme S., Hams S. (2017) : Status quo of co-incineration of solid recovered Fuels in Germany. Congrès Waste-to-Resources, Hanovre, mai 2017

Entre 1986 et 1996 plusieurs lois ont incité progressivement à la valorisation des déchets :

- depuis 1986 et la loi Abfallgesetz –AbfG, sur la prévention et la valorisation des déchets, les notions de réduction à la source et de hiérarchie des traitements sont appliquées ;
- en 1991 la loi Töpfer a mis en place la collecte sélective des emballages par l'industrie et la distribution et fixé des objectifs de valorisation par matériau ;
- en 1996 la loi Kreislauf Abfallgesetz sur l'économie circulaire, a défini la notion de déchet valorisable c'est-à-dire pouvant faire l'objet d'un recyclage matière, d'une valorisation agricole ou d'une valorisation énergétique.

En 1990, l'Ordonnance sur les incinérateurs (17th Federal Immission Control Ordinance) a défini des seuils d'émissions pour les incinérateurs allemands plus contraignants que les seuils fixés par la Commission Européenne.

En 1993, la loi TASI (« Technische Anleitung Siedlungsabfall ») complétée de l'Ordonnance sur l'enfouissement de 2002 [5] :

- a restreint la mise en décharge à partir de 2005 et l'a interdite pour les déchets à fort pouvoir calorifique ou biodégradables. Seuls les déchets ne dépassant pas 5 % de C au total et 3 % pour le carbone organique peuvent être mis en décharge.
- a encouragé le tri à la source des biodéchets (celui-ci est élargi à l'ensemble du territoire allemand depuis 2015).

La mise en place de cette loi a permis :

- le développement de filières alternatives de traitement des déchets tels que les TMB qui va de pair avec le développement de la filière des CSR ;
- de réduire les émissions de GES de 20 millions de tonnes entre 1990 et 2005.

Normes

Les normes applicables sont les normes européennes sur les CSR, élaborées par le comité du CEN TC 343, et qui sont reprises par le DIN avec la même numérotation.

L'association fédérale de qualité des CSR et du bois a été créée à Munster en 1999 sous le nom de « Bundesgütegemeinschaft Sekundärbrennstoffe » ou BGS. La certification RAL³⁴ a été élaborée en 2001, la première reconnaissance délivrée en 2002.

Le système RAL GZ 724 décrit les exigences de qualité (PCI > 20 MJ/kg, granulométrie < 30, voire 50 cm, faible teneur en chlore, valeurs limites basses pour plusieurs métaux lourds) et les fréquences de contrôle pour les CSR de qualité supérieure. Ceux-ci sont issus de déchets industriels ou commerciaux spécifiques ou de la fraction à haut PCI des déchets ménagers.

Le système RAL GZ 727, établi en 2006, porte sur le contenu biogénique des CSR.

D'après Flamme et Hams [33], à cause de l'augmentation du recyclage des déchets (les CSR étant souvent issus de refus de tri) et de la baisse de l'électricité produite à partir de la combustion de charbon, la quantité de CSR valorisés ainsi que leur qualité sont appelées à augmenter dans les années futures.

34 RAL : « Reichs-Ausschuss für Lieferbedingungen »: commission d'Etat pour les conditions de fourniture (créée en 1925)

La mise en place de la Directive Cadre Déchets, qui privilégie le réemploi des déchets par rapport à la valorisation énergétique, n'est pas incompatible avec le développement des CSR puisque les installations produisant les CSR en Allemagne, à savoir les centres de TMB et les centres de tri de DAE, permettent le détournement de ces matières de l'enfouissement, à raison de respectivement 10 % et 15 % des déchets entrants.

8.6. CADRE REGLEMENTAIRE ITALIEN

L'Italie a établi en 2013 une sortie de statut de déchet pour les CSR, grâce au décret du 14 février 2013³⁵. Cette sortie de statut de déchets ne s'applique qu'au territoire italien.

Un premier décret (n° 152/06) avait sorti les CSR du statut de déchet pour les considérer comme produit/combustible sous certaines conditions. Le décret du 14 février 2013 s'appuie sur ce décret 152/06, en particulier dans la description des installations et procédés autorisés pour la production des CSR.

Le décret spécifie plusieurs points : le type d'installations qui peuvent utiliser les CSR, les catégories de déchets - non dangereux - (décrits dans 125 classes de déchets selon les codes déchets européens) à partir desquels ils sont produits, leurs niveaux de qualité, le système qualité des installations etc.

L'utilisation des CSR-produits est autorisée dans des cimenteries produisant plus de 500 tonnes/jour de clinker, ou dans des installations de combustion de plus de 50 MW. Ces installations tombent donc sous la réglementation européenne IED « grandes installations de combustion » pour lesquelles un BREF (en cours de révision) et des valeurs limites d'émissions s'appliquent.

Le CSR sort du statut de déchet s'il est issu d'un des 125 codes-déchets autorisés, et s'il respecte les critères suivants :

- PCI \geq 15 MJ/t (classes EN 15359 1, 2 et 3), et
- Cl (médiane) \leq 1 % (classes EN 15359 1, 2 et 3), et
- Hg \leq 0,03 (médiane) et \leq 0,06 (80^e percentile) mg/MJ (classes EN 15359 1 ou 2).

Le CSR doit également respecter les teneurs en métaux lourds décrits dans la Figure 19 : Enfin, l'installation qui élabore ce CSR doit avoir une inscription au règlement REACH.

En Italie, seuls 18 flux de CSR, issus d'installations de différentes régions, ont été autorisés à sortir du statut de déchet. Les installations sont principalement des TMB sur déchets municipaux. La demande de SSD a été faite principalement par les régions dans le cadre de leur plan de gestion des déchets, pour une utilisation en cimenterie. Une demande pour utilisation dans une installation de combustion (production d'énergie) a été déposée par l'industriel EDIPOWER³⁶.

35 Regolamento recante disciplina della della cessazione della qualifica di rifiuto di determinate tipologie di combustibili solidi secondari (Ccs) - Attuazione articolo 184-ter del Dlgs 152/2006

36 Ciceri, Martignon, présentation à la conférence Bioénergie de l'IEA, Berlin 2015

Figure 19 : Teneurs limites en métaux lourds prescrits par l'arrêté italien du 14 février 2014

Elément	Teneur (mg/kg MS)
Sb	50
As	5
Cd	4
Co	18
Cr	100
Cu	500
Mn	250
Ni	30
Pb	240
Tl	5
V	10

Le taux de cendres et l'humidité sont des paramètres que le fournisseur du CSR doit indiquer, mais il n'y a pas de valeur prescrite : ces critères sont à discuter entre le fournisseur et l'utilisateur.

8.7. SORTIE DE STATUT DE DECHETS EN AUTRICHE

L'incinération de déchets en Autriche est gérée par le droit fédéral, par une ordonnance de 2002³⁷, modifiée en 2007, 2010 et 2013. Cette ordonnance couvre l'incinération et la co-incinération de déchets.

Les CSR peuvent sortir du statut de déchet, s'ils satisfont aux critères de qualité décrits dans l'annexe 9 de l'ordonnance, et si le fournisseur a mis en place un système d'assurance qualité, avec audit externe, et déclaration annuelle auprès du Ministère Fédéral de l'Agriculture, des Forêts, de l'Environnement et de la Gestion de l'Eau.

Les critères de qualité sont différents si les CSR sont issus de déchets de bois (classe 17 de la codification européenne des déchets : déchets de construction et de démolition³⁸), ou de déchets autres que le bois.

Les valeurs limites sont prescrites à deux niveaux pour tous les critères : en médiane et en percentile 80. Pour cette détermination, les 10 dernières analyses sont utilisées. Cela implique que le respect des valeurs limites ne peut être établi qu'après au moins 10 analyses. Les analyses à comparer aux médiane et percentile 80, sont exprimées en mg/kg de matière sèche pour les déchets de bois, et par mg/kg de matière sèche divisés par le pouvoir calorifique (moyenne arithmétique sur l'année) pour les autres CSR.

Les tableaux suivants reportent les valeurs limites pour les CSR issus de bois et pour ceux issus des autres types de déchets.

37 Gesamte Rechtsvorschrift für Abfallverbrennungsverordnung

38 L'incinération de déchets de bois issus de la forêt ou de l'agriculture, des déchets d'IAA avec récupération de la chaleur, des résidus de l'industrie papetière et autres déchets de bois, sauf les bois traités et les déchets de construction et de démolition, n'est pas couverte par cette ordonnance.

Tableau des Valeurs limites autrichiennes pour les CSR issus de déchets de bois (SSD)

Parameter	Limit values [mg/kg dry weight]	
	Median	80th percentile
As	1.2	1.8
Pb	10	15
Cd	0.8	1.2
Cr	10	15
Hg	0.05	0.075
Zn	140	210
Cl	250	300
F	15	20
Total PAH (EPA)	2	3

Tableau des Valeurs limites autrichiennes pour les CSR issus d'autres déchets (SSD)

Parameter	Limit values [mg/MJ]	
	Median	80th percentile
Sb	0.5	0.75
As	0.8	1.2
Pb	4	6
Cd	0.05	0.075
Cr	1.4	2.1
Co	0.7	1.05
Ni	1.6	2.4
Hg	0.02	0.03
S	200	300
Cl	100	150

Ces CSR-produits doivent être utilisés dans des installations d'une puissance supérieure à 50 kW, avec des émissions de poussières inférieures à 20 mg/m³ (valeurs semi-horaires), ou dans des installations couvertes par d'autres textes (AWG 2002 : loi sur la gestion des déchets de 2002, Gewerbeordnung 1994 : règlement sur le commerce de 1994, EG-K : loi sur le contrôle des émissions).

L'annexe 9 de l'ordonnance sur l'incinération ne spécifie, à part les poussières, pas de valeurs limites d'émissions pour les CSR sortis du statut de déchet. Ces valeurs limites dépendent du type de chaudière considéré, donc sont précisées dans les différents textes qui les couvrent.

8.8. DIFFERENCES AVEC LA REGLEMENTATION EN FRANCE ?

En Allemagne, les CSR sont principalement utilisés en cimenteries, et un peu en co-combustion dans des centrales à charbon ; il y a peu d'installations de combustion dédiées. En France, la publication du décret sur la rubrique ICPE 2971 et les arrêtés du 23 mai 2016, visent à favoriser l'utilisation des CSR seuls ou en co-combustion dans des installations dédiées. **En Allemagne comme actuellement en France, les CSR restent des déchets.**

En Italie, la sortie de statut de déchet est possible pour les CSR issus de certains types de déchets non dangereux, respectant une classification et des niveaux de

contaminants précis. La SSD s'applique à des CSR utilisés dans des installations de grande taille (cimenteries produisant plus de 500 t/jour de clinker ou installations de combustion de plus de 50 MW). A fin 2015, 18 flux de CSR ont été admis à sortir du statut de déchets. Ils proviennent principalement d'installations de TMB.

L'Autriche a également mis en place une sortie de statut de déchets pour certains CSR. Les valeurs limites des contaminants à respecter sont différentes selon que le CSR est issu de déchets de bois (construction-démolition) ou d'autres déchets. Les valeurs limites sont à respecter en termes de médiane et de percentile 80, ce qui implique l'analyse d'au moins 10 lots successifs. La SSD implique également la mise en place d'un système d'assurance qualité avec audit externe et déclaration annuelle auprès du Ministère Fédéral de l'Agriculture, des Forêts, de l'Environnement et de la Gestion de l'Eau.

En France, à l'heure actuelle, les CSR restent des déchets ; ils peuvent comprendre des déchets de bois (notamment issus de la construction-démolition). L'utilisation de déchets de bois qui sortent du statut de déchet³⁹ est hors champ des CSR⁴⁰.

8.9. TRAITEMENT DES CSR SUR L'EU ETS:

Dans le cadre de la Directive EU-ETS (Système de quotas de CO₂), le développement de la valorisation thermique des déchets pourrait apporter certains avantages. Le biogaz, le gaz d'épuration, le gaz de décharge, le bois mais aussi les déchets organiques dans les ordures sont considérés comme de la biomasse.

La directive EU-ETS stipule que les **installations de co-incinération de plus de 20 MW sont soumises aux quotas**. Les unités de valorisation de CSR sont classées selon la rubrique 2971 en tant que co-incinérateur. La LTECV précise qu'elles sont dimensionnées pour produire de l'énergie et non pas pour traiter des déchets. Aussi, **les unités de valorisation de CSR sont soumises aux quotas de CO₂**.

De plus, les **décharges ne sont pas incluses dans le marché carbone** mais hors EU ETS (partie appelée Sharing). Certains acteurs veulent faire entrer les décharges dans EU ETS pour financer les investissements CSR (préparation et combustion).

Un taux moyen de teneur en énergie renouvelable (comme le taux de 50 % appliqué à l'incinération des déchets ménagers) peut-il s'appliquer aux CSR ? Si on prend en compte l'énergie nécessaire à leur production et à leur valorisation (approche ACV), les CSR participent-ils à une réduction nette des émissions de GES par rapport à d'autres filières de traitement des déchets et de production d'énergie ?

Il est clair que la combustion de CSR (à forte teneur en biomasse) dans les usines industrielles aurait pour impact une réduction d'émission de CO₂ ce qui serait satisfaisant

39 La SSD est possible pour les déchets de bois d'emballage broyés (palettes...)

40 La SSD pour les déchets de bois est décrite dans le document ADEME « Référentiels combustibles bois énergie de l'ADEME - définition et exigences. Mise à jour de septembre 2017 »

du point de vue environnemental et de plus aiderait à la valorisation économique en évitant l'achat de quotas carbone sur l'EU ETS.

Dans le cadre du PEC 2030, l'objectif est d'atteindre, en 2030, une consommation d'énergie primaire contenant 27 % d'énergies renouvelables. La tendance européenne est donc au développement de l'utilisation de sources d'énergie renouvelable. L'enjeu pour les CSR est alors d'être reconnus pour partie comme source d'énergie renouvelable.

Les méthodes de détermination du contenu biogénique des CSR ont été clarifiées au niveau européen grâce aux travaux du CEN. Certains pays ont mis en avant ce levier pour développer la filière CSR. C'est le cas du Royaume-Uni, où le tarif de rachat des énergies renouvelables s'applique aux CSR contenant plus de 90 % de carbone biogénique, et où les obligations de production d'énergie renouvelable peuvent être remplies grâce au contenu biogénique des CSR.

Mais tout dépend du prix de marché de l'énergie traditionnelle. Par le passé, on a observé une chute du prix du gaz et du charbon et une chute du prix des quotas carbone du fait du ralentissement économique global. Si au final, l'usage des énergies fossiles (prix du quota inclus) est plus intéressant que celui des CSR, l'utilisateur continuera probablement à utiliser les combustibles traditionnels déjà adaptés à ses installations.

A court terme, la valorisation des déchets doit être suffisamment élevée pour rendre attractive une filière CSR en alternative aux combustibles fossiles.

9. VALORISATION DES CSR ET TECHNOLOGIES

Les principales technologies de valorisation des CSR sont la combustion et la gazéification. Dans le premier cas, un excès d'air est nécessaire pour oxyder thermiquement la charge utilisée pour produire de la chaleur. La gazéification des CSR s'effectue avec un défaut d'air pour produire des gaz combustibles (CO, H₂, CH₄,...). Dans une installation de production d'énergie à partir de CSR, outre la chaudière, la chaîne amont liée au stockage, convoyage et dosage du combustible conditionne également la performance de l'ensemble de l'unité de combustion dans la mesure où elle peut être à l'origine d'un arrêt imprévu d'exploitation en cas de défaillance majeure.

9.1. STOCKAGE, CONVOYAGE ET DOSAGE DES CSR SUR LE SITE DE CONVERSION THERMOCHIMIQUE

La technologie retenue pour stocker, convoier et doser la quantité de CSR injectée dans les foyers de systèmes de combustion dépend essentiellement de la taille de l'installation et de la morphologie et granulométrie des CSR. Des aménagements et adaptations du site de valorisation sont donc nécessaires avant toute chose.

Description des principales technologies rencontrées :

Le stockage et l'alimentation sont deux points importants à ne pas négliger pour le bon fonctionnement d'une unité de combustion de CSR. Dans le cas du stockage des CSR, plusieurs solutions sont envisageables :

- pour des unités de petite puissance, le combustible peut être stocké dans des silos ou dans des containers. Cela autorise une grande flexibilité pour démarrer ou arrêter l'unité de combustion.
- Pour des unités de moyenne à grosse taille, un stockage plus conséquent par fosse enterrée est plus adapté car il limite les chargements et déchargements successifs des silos ou containers et permet aux camions de transport de CSR de benner plus facilement leur cargaison dans le lieu de stockage. La manutention est donc facilitée.

Dans le cas de combustion d'un mélange de CSR de différentes natures (ou classes), l'homogénéisation de la charge admise dans les systèmes de combustion est réalisée dans une zone de stockage intermédiaire. Le mélange des CSR provenant de différentes zones de stockage principal est alors réalisé par des systèmes rotatifs à râteau.

Le transport des combustibles d'un point à l'autre de chaque zone de stockage est assuré principalement par des convoyeurs à bande.

L'alimentation des chaudières est majoritairement assurée par des vis sans fin ou des systèmes à pousoir selon la morphologie et la granulométrie des CSR. Selon la taille de la chaudière, plusieurs vis sans fin ou systèmes à pousoir peuvent être utilisés pour assurer une répartition homogène des CSR dans le foyer de la chaudière. Les systèmes à pousoir sont plus particulièrement adaptés au CSR ayant des morphologies très hétérogènes. Les systèmes à vis sans fin sont plus adaptés pour des CSR bien calibrés qui ne risquent pas de bloquer les spires de la vis. Le choix d'équipement (vis sans fin ou pousoir) dépend également de la vitesse de dévolatilisation des CSR et du type de chaudière : l'utilisation de vis sans fin permet d'alimenter le foyer de manière lente et

continue contrairement aux systèmes à poussoirs qui, de par leur conception, apportent une quantité importante de CSR de manière discontinue et sur une courte période. Si la dévolatilisation des CSR est trop importante dans le foyer, donc si l'apport de combustible est trop important, la génération de gaz combustible est telle qu'il n'y a, localement, plus assez d'oxygène pour assurer une combustion complète ; le risque de génération d'imbrulés et de CO s'accroît dans ces conditions. La génération de gaz combustible peut aussi entraîner une surpression locale au niveau du foyer qui peut induire des fuites voire des retours de flamme dans le système d'alimentation. Ce phénomène de dévolatilisation instantanée est plus important dans les chaudières à lit fluidisé que dans les chaudières à grille. On privilégiera alors une alimentation à vis sans fin pour ces premières.

Problématiques liées à ces différentes technologies :

Les principaux problèmes rencontrés du stockage des CSR sont essentiellement liés au voûtage et à des problèmes d'écoulement. Des dispositifs tels que des racleurs ou vibreurs à l'intérieur des silos ou fosses peuvent limiter ces phénomènes. Le transport et/ou le dosage des CSR (par vis sans fin ou convoyeurs à bande) peut également être perturbé par des éléments hétérogènes présents dans le combustible (pièce de dimensions hors normes, ferraille, pierre, etc.). Dans ce cas, un criblage du combustible peut limiter ces risques. Il faut également veiller à ce que le combustible ne soit pas soumis à l'humidité, que ce soit dans la zone de stockage ou lors de son transport d'une zone à l'autre de l'unité de combustion. En effet, un taux d'humidité trop grand abaisserait le rendement énergétique de la combustion. Enfin, comme mentionné dans la section précédente, il faut veiller à bien maîtriser la dévolatilisation des CSR au contact du foyer, donc à utiliser un système d'alimentation qui soit adapté à la nature du combustible et au type de chaudière, pour éviter des surpressions locales et la génération d'imbrulés.

9.2. COMBUSTION DES CSR

La valorisation des CSR par combustion peut être réalisée dans des co-incinérateurs ou bien dans des incinérateurs spécialement dédiés à ces combustibles. Que ce soit en co-incinération ou en incinération, les CSR sont utilisés comme combustibles de substitution. Le principal objectif de telles installations est de produire de l'énergie. Par conséquent, les CSR doivent présenter certaines propriétés énergétique, chimique et physique pour être compatibles avec les technologies et installations déjà existantes (qui sont à 90 % des chaudières à grille⁴¹). Ces installations de combustion de CSR sont majoritairement situées dans les cimenteries, les fours à chaux et les centrales thermiques à charbon. Il existe également quelques exemples de chaudières à biomasse (COGE Vitry en France), qui substituent leur combustible issu à 100 % de la biomasse forestière par des CSR de bois de fin de vie⁴².

41 De Feo et al. « Solid waste, design and management of treatment and disposal facilities » Dario Flaccovio Editore, 1-816, 2012

42 Source : rapport de l'ADEME « Combustibles solides de récupération (CSR) Caractérisation et évaluation de leurs performances en combustion », décembre 2015

En France, la seule filière consommatrice de CSR est l'activité cimentière via des installations de co-incinération et des travaux sont actuellement en cours pour réaliser des unités de combustion spécialement dédiées au CSR.

Description des technologies et équipements pour la combustion des CSR

La combustion des CSR, comme tout autre combustible solide, peut-être décomposée en plusieurs phases successives : initialement, les CSR sont chauffés pour évaporer l'humidité résiduelle et atteindre une température qui permette la libération de leurs matières volatiles (phase de pyrolyse). Lorsque ces matières volatiles ont été produites (suivants différentes réactions thermo-chimiques complexes), il reste une matrice solide composée essentiellement de carbone et de minéraux. L'apport d'énergie nécessaire à ces étapes de chauffage, d'évaporation et de pyrolyse provient des étapes exothermiques d'oxydation des matières volatiles et de la matrice solide carbonée. Le fonctionnement du « réacteur » est alors autotherme (i.e. pas d'apport énergétique externe) tant que le pouvoir calorifique des CSR est assez grand.

Les CSR sont des solides dont la granulométrie, la géométrie et la composition chimique dépendent totalement de leur source d'approvisionnement et de leur procédé d'obtention (tri mécanique, réacteur de conversion biologique, séchage, compaction,...). Par conséquent, il est nécessaire d'utiliser des équipements adaptés pour réaliser leur combustion dans les meilleures conditions et permettre une maîtrise totale du procédé pour obtenir le meilleur rendement énergétique, tout en limitant les rejets polluants, qu'ils soient gazeux ou solides.

Les deux principales technologies retenues pour la combustion des CSR sont les chaudières à grille et les chaudières à lit fluidisé. Il existe d'autres technologies tels que le réacteur cyclonique, le four tournant, le four oscillant, mais leur développement et utilisation restent marginaux à ce jour.

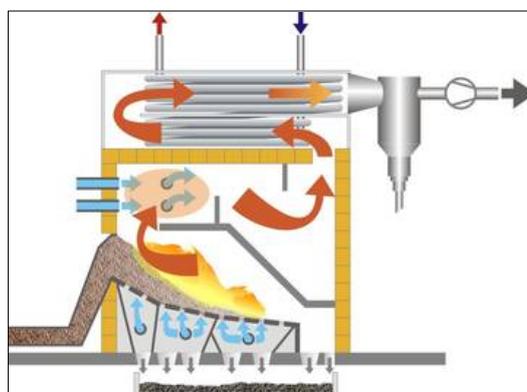
De manière générale, les unités de combustion (chaudières à grille et chaudières à lit fluidisé, circulant ou non) se composent de quatre parties distinctes qui sont :

- la zone du foyer : c'est dans le foyer que la combustion des CSR s'effectue,
- la zone d'échangeur de chaleur : c'est à cet endroit que l'énergie contenue dans les gaz issus de la combustion des matières volatiles et de la matrice carbonée est récupérée pour être utilisée et valorisée suivant les applications désirées (typiquement génération d'eau chaude ou de vapeur),
- la zone d'épuration : elle est constituée de systèmes de dépoussiérage et d'épuration dont l'efficacité est liée à la réglementation locale en vigueur. Les dispositifs de dépoussiérage sont typiquement des multicyclones, des filtres à manches voire des filtres électrostatiques,
- la zone d'extraction des fumées : elle est assurée par un ventilateur qui maintient l'ensemble de l'équipement en dépression pour vaincre les pertes de charges liées aux zones d'échangeur et d'épuration.

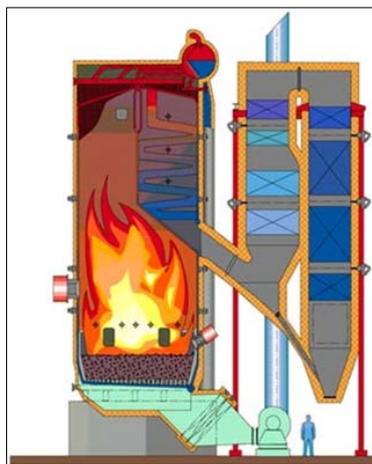
La différence majeure entre les deux technologies de combustion se situe dans la conception du foyer :

- dans le cas des chaudières à grille (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), les CSR sont introduits sur une grille mécanique ajourée qui se déplace. En fin de course de la grille se trouve un cendrier dans lequel les résidus solides sont déposés. Ce cendrier assure l'évacuation automatique des cendres. La grille est ajourée pour assurer une alimentation en air primaire afin de contrôler la vitesse de combustion de la matrice carbonée qui résulte de la pyrolyse des CSR. Une alimentation secondaire en air est assurée au-dessus de la grille pour contrôler l'oxydation des matières volatiles issues de cette pyrolyse.
- dans le cas d'une chaudière à lit fluidisé, des distributeurs d'air se situent à la base du foyer sur lequel repose un lit de sable (Figure 21). L'injection d'air permet la fluidisation du lit si la vitesse du gaz dépasse la vitesse minimale de fluidisation. A des vitesses importantes, le gaz peut entraîner vers le haut les particules de sables et de CSR (cas des lits fluidisés circulants). Dans un lit fluidisé dense (non circulant), les CSR sont introduits au-dessus du lit de sable et entrent dans la zone de combustion (ou de flamme) des matières volatiles pour tomber alors sur le lit. Les CSR et leur charbon restent alors majoritairement à la surface du lit tandis que le processus de combustion continue. Une partie des cendres est entraînée par le gaz (et récupérée dans les dispositifs de dépoussiérage), tandis qu'une autre partie reste dans le lit qui doit donc être renouvelé pour évacuer ces cendres.

Figure 20 : Vue de coupe d'une chaudière à grille



Source : Energie plus

Figure 21 : Vue de coupe d'une chaudière à lit fluidisé

Source : Renewa

Problématiques liées à la combustion de CSR

Le contrôle de la combustion des CSR, que ce soit dans des installations de co-incinération ou d'incinération dédiées, peut s'avérer problématique en comparaison des combustibles usuels (fioul/gaz/charbon/biomasse). En effet, les CSR sont des combustibles très hétérogènes car leur composition et leur granulométrie sont très variables. Il convient donc d'utiliser des CSR qui répondent à des normes et qualités précises pour tendre vers des combustibles les plus homogènes possibles pour notamment contrôler les procédés de combustions sur les points suivants :

- **La formation de mâchefers** : les matières minérales contenues dans les CSR et dont la nature et la quantité dépendent des ressources utilisées pour former les CSR doivent présenter des températures de fusion supérieures à la température de combustion. La formation de mâchefers ou d'agglomérats doit être évitée : dans le cas des chaudières à grille, cela peut entraîner le grippage ou le blocage des éléments en mouvement, tandis que dans le cas d'un lit fluidisé, cela peut entraîner une défluidisation ou tout du moins une consommation importante de sable. Il en résulte que la plage de température de combustion est limitée par deux bornes : i/une borne inférieure, qui correspond à la température minimale garantissant l'absence d'imbrûlés dans les fumées (environ 850°C) ; ii/une borne supérieure, qui correspond à la température à partir de laquelle les minéraux contenus dans les cendres commencent à fusionner. Plus la plage de température comprise entre ces deux bornes est large, plus l'installation sera facile à piloter.
- **La gestion des imbrûlés** : pour éviter les imbrûlés, en plus du point mentionné précédemment, il faut veiller à contrôler le débit d'air pour limiter la formation de monoxyde de carbone (CO). Dans le cas d'un combustible solide, un excès d'air par rapport à la stœchiométrie est nécessaire. Cet excès d'air dépend de l'hétérogénéité des CSR, qu'elle soit physique ou physico-chimique : plus l'hétérogénéité est grande, plus l'excès d'air doit être important. Il faut toutefois veiller à bien contrôler cet excès d'air car s'il a des effets positifs sur la maîtrise des imbrûlés, il a un effet négatif sur le rendement énergétique de l'installation. La température de combustion joue également un rôle important dans le taux

d'imbrûlés. Plus celle-ci est basse, plus le taux d'imbrûlés augmente ; l'installation doit donc permettre de maîtriser au mieux la température de combustion (ce qui est plus simple en lit fluidisé qu'en chaudière à grille). De ce point de vue, il est plus facile d'utiliser des CSR à fort PCI (et donc peu humides).

- **La gestion de l'alimentation du foyer en combustible :** le système d'alimentation doit être parfaitement étanche pour éviter toute fuite d'air frais parasite (ou bien de fumée/gaz de combustion) qui nuise au pilotage du procédé. Il doit également éviter tout risque de retour de flamme dans le système de convoyage des CSR. Il doit également être le plus continu possible pour éviter les imbrûlés, quelle que soit la technologie envisagée.
- **La génération de polluants atmosphériques :** La combustion des CSR génère différents types de polluants atmosphériques liés à la présence d'éléments chimiques autres que le carbone, l'hydrogène et l'oxygène. Les principaux éléments chimiques rencontrés dans de tels combustibles et à l'origine de la génération de polluants atmosphériques sont l'azote, le brome, le chlore, le fluor, le soufre et les métaux lourds (plomb, zinc, etc...). La présence de soufre est notamment à l'origine de SO_x ou bien de formation d'acide sulfurique dans les fumées en présence d'eau. Lorsque le taux d'azote (sur masse sèche de CSR) est supérieur à 0,5 %, des oxydes d'azote sont formés de manière significative et ce processus est d'autant plus favorisé que la température de combustion est élevée. La présence de chlore, de brome et de fluor est également à l'origine de la génération d'acides (HBr, HCl, HF) voire de dioxine. Une attention particulière doit donc être apportée dans la nature des matières utilisées pour produire les CSR (ex : pas de PVC) ou bien adapter des systèmes de traitement des fumées sur les installations de combustion pour abattre la quantité générée et répondre aux réglementations locales.
- **La génération et la gestion des cendres :** celle-ci est totalement liée à la nature des CSR utilisés. Les CSR présentant un taux de cendre élevé sont ceux qui comportent beaucoup de matière minérale (métaux, terre, gravats) ou bien de polymères et autres matériaux composites chargés en matières inorganiques (charges, fibres de verre...). Le taux de cendre doit être maîtrisé plus particulièrement avec la technologie des chaudières à grille. En effet, si le taux de cendre est trop important, cela réduit la surface de contact entre l'air injecté (comburant) et les CSR (combustibles) présents sur la grille lors de la combustion. Cela limite en outre les transferts thermiques donc rend délicat le pilotage de l'installation. Enfin, cela augmente les risques de colmatage des grilles mobiles, même en absence de formation de mâchefers.
- **Le contrôle de la température des fumées :** le contrôle de la température des fumées est important car il permet d'éviter la condensation de la vapeur d'eau présente dans les fumées. Selon la nature des CSR et son taux d'humidité initial, le taux de vapeur d'eau contenue dans les fumées peut varier de 10 à 20 %. La présence de certaines substances dans les fumées, notamment les oxydes de soufre tel que SO₃, peut accroître la température de rosée de vapeur d'eau. Si la température des fumées est trop faible, des points de condensation peuvent se former et le gaz SO₃ vient s'y absorber pour y former de l'acide sulfurique.

Comme l'affinité de SO_3 pour l'eau est très grande, bien que sa quantité dans les fumées soit faible, l'acide sulfurique généré est quasiment pur ce qui réduit considérablement la durée de vie des équipements (phénomène de corrosion). Le contrôle de la température des fumées est aussi étroitement lié au rendement énergétique global de l'installation de combustion : celui-ci diminue lorsque la température des fumées est trop élevée. Notons que la présence de SO_x dans les fumées ne permet donc pas l'utilisation de chaudière à condensation qui pourrait permettre d'augmenter fortement le rendement énergétique.

Comparaison des technologies :

La technologie de la chaudière à grille s'avère exigeante sur les caractéristiques physico-chimiques des combustibles. Elle requiert des combustibles à PCI élevé qui produisent un faible taux de cendres (inférieur à 15 %). La température de fusion des cendres produites doit être suffisamment élevée pour éviter la formation de mâchefers. Cette technologie admet des combustibles de forme et granulométrie variées tels que des plaquettes, des granulés, etc. Les exigences se situent plutôt au niveau de l'alimentation en combustible du foyer, car c'est souvent à cet endroit que sont localisés les problèmes rencontrés (blocage de convoyeur, de vis, fuite). L'humidité du combustible admissible peut être comprise entre 15 et 50 %. Le contrôle de la température de combustion au sein du foyer est plus difficile avec cette technologie car la distribution d'air et l'homogénéité du foyer dépendent de la bonne répartition du combustible sur la grille.

Les systèmes à lit fluidisé (dense ou circulant) sont moins exigeants sur les caractéristiques physico-chimiques des CSR : une plus large palette de combustibles peut y être utilisée, y compris des combustibles très humides (taux d'humidité supérieur à 50 %) ou bien des combustibles qui produisent un taux élevé de cendres (jusqu'à 50 % voire plus). Les lits fluidisés sont bien adaptés aux chaudières de très forte puissance car ils assurent une excellente combustion du fait d'un long temps de séjour dans le foyer et du très bon transfert de chaleur entre le combustible et les particules de sable, qui conduit à une température homogène permettant de limiter les émissions de NO_x en étageant mieux la combustion (ou en injectant au-dessus du lit de l'ammoniac ou tout autre dérivé). Le taux de NO_x émis par la technologie en lit fluidisé est d'au moins 25 % inférieur à celui de la technologie sur grilles⁴². Elle offre également l'avantage de minimiser la formation des SO_x (par ajout de CaCO_3 ou tout autre absorbant basique dans le lit). Le rendement de combustion d'une chaudière à lit fluidisé peut atteindre 95 %. Dans ces conditions, pour les CSR difficiles à brûler (matière dense tels que les résidus de pneumatique), le contact entre le combustible et le comburant est très bon grâce au brassage intense dû à la fluidisation du lit. Avec cette technologie, la formation d'imbrûlés est limitée mais une attention particulière doit être apportée au niveau de l'alimentation en combustible : celle-ci s'effectue au-dessus du lit, dans la zone de combustion des matières volatiles. Si l'apport en CSR est trop rapide, comme les transferts thermiques sont plus efficaces que dans les systèmes à grille, la dévolatilisation des matières volatiles peut être trop rapide ce qui peut générer des imbrûlés si le taux d'oxygène baisse trop localement. L'alimentation en combustible doit être la plus régulière possible pour éviter ce phénomène. L'absence de pièces mobiles dans la zone de combustion diminue de façon importante l'entretien et l'usure du foyer mais les parois réfractaires du foyer doivent être assez résistantes à la pression exercée par le lit et au phénomène d'abrasion qui résulte de sa mise en suspension. La technologie du lit fluidisé est également plus souple en ce qui concerne la gestion des

cen­dres ; les cen­dres lé­gères sont évacuées par les filtres à manches tandis que les cen­dres lourdes (ainsi que les mâchefers) in­tè­grent le lit. La ges­tion de la quan­ti­té de sable (et cen­dres lourdes) est assurée par une sonde de niveau qui dé­clen­che un sou­ti­rage si be­soin. En­fin, des so­lu­tions tech­niques très sou­ples ont été mises au point pour li­mi­ter la for­ma­tion de mâchefers en re­cy­clant une frac­tion de gaz de com­bus­tion dans l’ar­ri­vée de l’air pri­maire⁴³.

Traitements des fumées :

Le net­toyage (ou dé­pous­sié­rage) des gaz de com­bus­tion est gé­né­ra­le­ment assuré par une sé­pa­ra­tion à sec par des cy­clones, des filtres à manches et/ou des filtres électrostatiques :

- **Les cyclones** sont des é­qui­pe­ments simples et peu oné­reux dont la con­cep­tion est rapide et bien maî­tri­sée. La sé­pa­ra­tion s’exerce par un effet vortex dans lequel les par­ti­cules solides, pro­jetées vers les pa­rois par la vitesse des gaz, glissent vers le bas de l’appareil par gra­vi­té. De tels dis­po­si­tifs per­mettent de sé­pa­rer du gaz des par­ti­cules de di­men­sion su­pé­rieure à 10 mi­crons.
- **Les filtres à manches** sont con­sti­tués de ran­gées de manches fil­trantes (en textile) sus­pen­dues dans des caissons. Les gaz de com­bus­tion tra­versent ces manches et y dé­po­sent les pou­ssières qu’ils trans­portent. Ré­gu­liè­re­ment, chaque caisson est isolé et les manches dé­col­ma­tées en insufflant de l’air à contre-courant. Les gâteaux formés sont alors ré­cu­pérés et le filtre est ré­gé­né­ré.
- **Les filtres électrostatiques** utilisent les pro­pri­étés électrostatiques des pou­ssières pour les pié­ger grâce à un champ élec­trique gé­né­ré par des fils et des plaques. Ce dis­po­si­tif est gé­né­ra­le­ment à la fin de la chaîne de dé­pous­sié­rage et piè­ge les pou­ssières dites ultra-fines. Ces filtres gé­nèrent très peu de pertes de charge con­traire­ment aux filtres à manches.

Le traitement des polluants acides (HCl, HBr, HF, SO₂, SO₃,...) est assuré soit par voie sèche, soit par voie humide :

- Par voie sèche : la neutralisation des fumées acides est réalisée avec de la chaux, du calcaire, ou du bicarbonate de sodium. Le contact gaz/solide peut être réalisé soit par injection de l’absorbant solide pulvé­ru­lent dans les fumées, soit dans un ré­ac­teur en aval de la chaudière (type lit fixe ou fluidisé). Dans le cas d’une injection d’absorbant pulvé­ru­lent, celui-ci est ré­cu­péré par un filtre à manche.
- Par voie humide : dans ce cas, le lavage des fumées est assuré par injection de gouttelettes de lait de chaux.

Le traitement de NO_x, lorsque leur formation ne peut être évitée par un contrôle précis de la température de combustion, peut être réalisé soit à l’intérieur de la chaudière à

43 Source : Bertsch Energy

900°C (procédé SNCR : réduction sélective non catalytique) soit en sortie de chaudière à 300°C (procédé SCR : réduction sélective catalytique).

9.3. GAZEIFICATION DES CSR

La combustion est de loin la technologie la plus utilisée et répandue pour traiter les CSR ; la gazéification vient en seconde position⁴⁴. La valorisation des CSR par gazéification représente une technologie alternative à l'incinération car elle utilise beaucoup moins d'air et conduit à des équipements plus compacts (réacteur, mais aussi échangeurs, cyclones, filtres, laveurs,...). Cependant, elle induit la production de goudrons qui peuvent potentiellement être très gênants.

Description des technologies et équipements pour la gazéification des CSR

La gazéification est un procédé de traitement thermique qui convertit les matériaux carbonés en gaz de synthèse (ou « syngaz »). Ceci est réalisé à des températures élevées (> 700 ° C), en défaut d'oxygène ou bien sous vapeur d'eau. Dans ce cas, le réacteur de gazéification (endothermique) est couplé à un réacteur de combustion (exothermique). Le syngaz produit se compose majoritairement de monoxyde de carbone et d'hydrogène. Il peut être brûlé directement dans une chaudière, dans des moteurs à gaz (cogénération) ou être transformé en carburant synthétique (synthèse Fischer-Tropsch). Cependant cette dernière utilisation du syngaz induit de retirer l'intégralité des polluants qui peuvent désactiver les catalyseurs (goudrons, composés soufrés...). Les spécifications à respecter sont drastiques et cette application « carburant » semble donc inenvisageable sur le plan économique.

Quelle que soit la technologie, le procédé de gazéification suit plusieurs étapes :

- **Etape de séchage** : elle se produit dès 100 °C et permet d'éliminer l'humidité et l'eau résiduelle contenues dans les CSR. Cette étape se produit dès l'introduction des CSR dans le gazéifieur, sous l'action de la chaleur.
- **Etape de pyrolyse** : étape pendant laquelle les CSR se décomposent sous l'effet de la chaleur en trois phases distinctes (gaz, condensables et charbon). Elle se produit à partir de 200°C. Les gaz produits contiennent principalement du CO, CO₂, CH₄ et d'autres hydrocarbures légers (éthane, éthylène,...). Les produits volatils condensables (hydrocarbures plus ou moins oxygénés) ont une composition complexe qui dépend de la nature des CSR. Au sein de la phase gazeuse du réacteur (et selon la température et le temps de séjour), ces produits volatils « craquent » thermiquement pour produire des gaz permanents et des goudrons (phénoliques et aromatiques principalement). Le charbon (ou coke) contient essentiellement du carbone et les éléments minéraux (cendres).

Ces deux étapes sont endothermiques.

- **Etape d'oxydation partielle** : Dans le cas d'un gazéifieur sous air ou sous O₂, les gaz combustibles, goudrons et une partie du charbon subissent une oxydation

44 Source : Gabbar et al., « Comparative study of MSW heat treatment process and electricity », Journal of Energy Institute, 2017

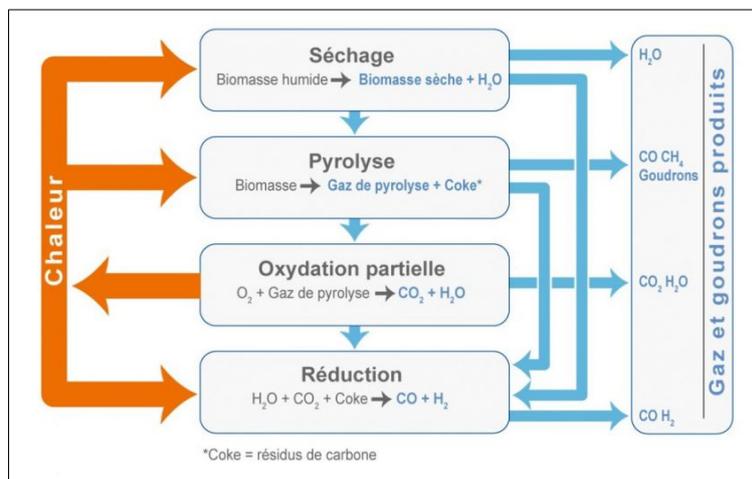
partielle pour produire majoritairement H_2 , CO , CO_2 et H_2O . Cette étape est exothermique : elle permet de produire la chaleur nécessaire aux étapes endothermiques.

- **Etape de vapogazéification du charbon** : cette étape (endothermique) se déroule à des températures comprises entre $800\text{ }^\circ\text{C}$ et $1200\text{ }^\circ\text{C}$. Le charbon obtenu lors de la phase de pyrolyse réduit la vapeur d'eau (et le CO_2) en H_2 et CO .

Le syngaz produit doit ensuite être épuré car il comporte des particules solides (cendres, fines de sable ou suies selon le type de réacteur) et des molécules indésirables (goudrons de type HAP, goudrons azotés, goudrons soufrés, HCl , H_2S , NH_3 , HCN).

NB : Lorsque les vapeurs issues de la pyrolyse sont condensées puis valorisées séparément (huiles), on parle de pyrolyse rapide (ou de thermolyse). Lorsque tout ou partie du charbon est récupéré (au lieu d'être oxydé), on parle plutôt de pyrogazéification.

Figure 22 : Schématisation des différentes étapes se déroulant dans un gazéifieur⁴⁵. Les étapes sont identiques pour la biomasse et pour les CSR.



Plusieurs technologies de gazéifieurs ont été développées. Les plus courantes sont basées sur des lits fluidisés ou des lits « fixes » (qui en fait correspondent à des lits dont la charge solide circule lentement du haut vers le bas).

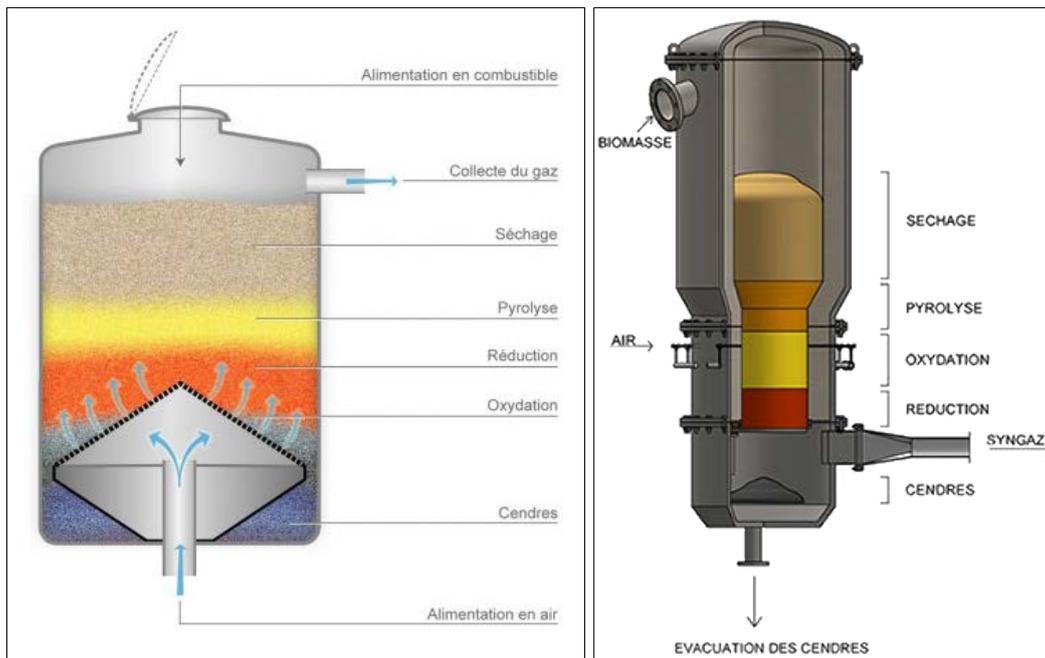
- **Le gazéifieur à lit fixe à contre-courant** :

Un tel dispositif présente une grille au fond sur laquelle repose le combustible et au travers de laquelle arrive l'agent de gazéification (air ou vapeur+oxygène). L'introduction des CSR s'effectue au sommet du réacteur ce qui confère à l'ensemble une configuration à contre-courant (Figure 23, à gauche). C'est au sein du lit fixe que siègent les réactions de pyrolyse et de gazéification. L'oxydation du charbon en bas du lit produit la chaleur nécessaire au fonctionnement autotherme. Les cendres résultant de la gazéification des

⁴⁵ Source : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gazeification>

CSR sont récoltées en bas du lit fixe au niveau de la grille. Elle peuvent être éliminées à sec ou en scorie. Si la température au sein du réacteur est trop grande, des agglomérats de cendres (mâchefers) peuvent se former ce qui colmate assez rapidement le réacteur. Dans cette configuration contre-courant, le syngaz produit quitte le réacteur avec une température faible car une partie de l'énergie des gaz est transférée aux CSR introduits ; ceci permet d'assurer une bonne intégration énergétique. Cependant le rendement énergétique en syngaz reste modeste car celui-ci est riche en goudron. En effet, ceux-ci ne subissent pas de réactions d'oxydation au sein du réacteur. Ce type de syngaz « sale » est donc en général utilisé dans un brûleur ou une chaudière, application peu exigeante vis-à-vis du contenu en goudrons.

Figure 23 : Gazéificateurs à lit fixe contre-courant⁴⁶ (à gauche) et à co-courant⁴⁷ (à droite)



- **Le gazéifieur à lit fixe co-courant :**

Ce réacteur présente les mêmes caractéristiques que le contre-courant mais l'alimentation d'agent oxydant s'effectue sur le côté du réacteur (Figure 23, à droite). Le gaz produit quitte le gazéifieur par le bas à une température plus élevée que dans le cas du contre-courant. Un échangeur est parfois mis en sortie pour récupérer cette chaleur et la transférer à l'agent de gazéification avant son injection. Dans ces conditions, cela permet d'assurer un rendement énergétique correct, d'autant que cette configuration en co-courant permet de réduire beaucoup la concentration en goudrons car ces derniers subissent une oxydation partielle au niveau de l'injection d'air. Ce type de technologie a été adaptée aux traitements des déchets par plusieurs sociétés : Direct Melting System par Nippon Steel, Thermoselect S.A., JFE Gasifying & Melting et en France, Cogebio

46 Source : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gazeification>

47 Source : <http://cogebio.com/gazeification/>

(groupe Etia). L'utilisation d'air enrichi en oxygène voire d'oxygène pur permet d'atteindre de plus hautes températures, ce qui conduit à vitrifier les cendres⁴⁸.

- **Le gazéifieur à lit fluidisé dense :**

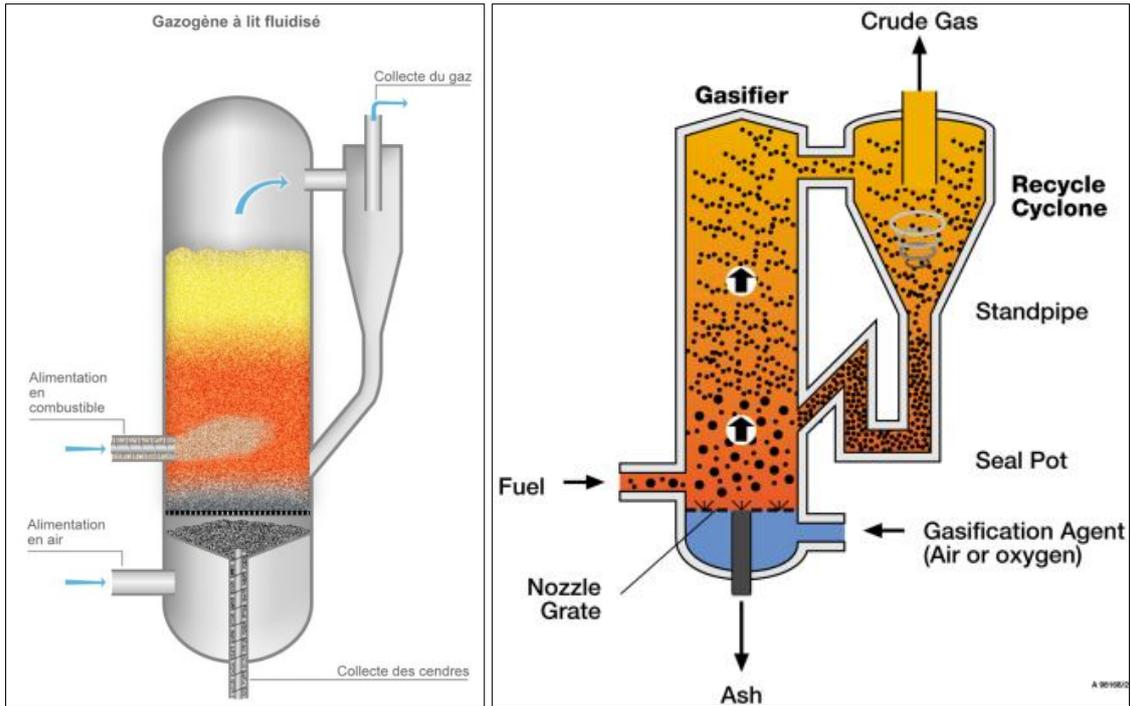
Le principe est le même que pour une chaudière à lit fluidisé mais le ratio débit de CSR/débit d'air est plus important pour assurer des conditions sous-stoechiométriques (air en défaut) (Figure 24, à gauche). L'alimentation en solide peut être réalisée au sein du lit dense tandis qu'elle est assurée au-dessus du lit dense dans le cas d'une combustion. Ceci permet de favoriser le craquage des goudrons en augmentant le temps de séjour des gaz de pyrolyse au sein du réacteur.

Le lit est souvent constitué de particules inertes de faible diamètre (sable, olivine, dolomie ou alumine) afin d'améliorer la fluidisation et l'homogénéité de la température des réactifs au sein du lit. Dans cette configuration, les différentes étapes décrites précédemment (séchage, pyrolyse, oxydation partielle et gazéification) se déroulent dans la même zone du réacteur (dans le lit dense). Les réactions en phase gazeuse se poursuivent au sein de la zone de désengagement (freeboard). Cette technologie permet une meilleure maîtrise des conditions opératoires (débits de gaz et de combustibles, température de travail) que dans les procédés à lit fixe (qu'ils soient à contre-courant ou co-courant). La température du lit fluidisé est en général maintenue en dessous de 900°C pour éviter les phénomènes d'agglomération et de défluidisation.

Ce type de technologie est proposée par différents constructeurs pour le traitement des déchets (Hitachi Zosen Co., Kobelco Eco-solutions Co., Ebara). Les cendres sont alors envoyées dans un four de vitrification dans lequel le syngaz est utilisé en tant que combustible⁴⁸. Des constructeurs européens se positionnent sur cette technologie pour traiter les CSR (Leroux & Lotz en France, EQTEC en Espagne,...). En France, une première réalisation est en cours pour le compte de l'entreprise de BTP Bonnefoy (Jura). L'objectif est de produire de l'électricité et de la chaleur en cycle combiné (moteur à gaz et turbine à vapeur).

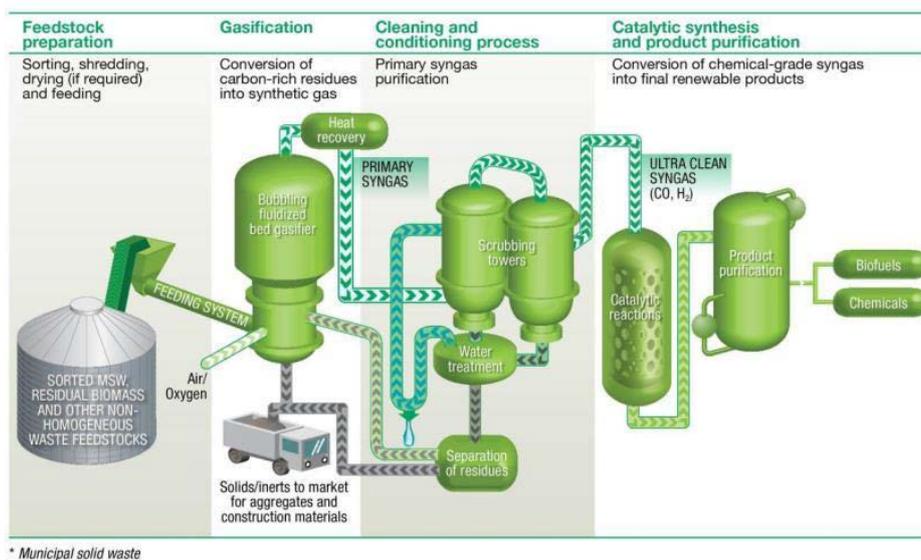
48 Source : Arena, « Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review. », Waste management, 2012

Figure 24 : Gazéifieur à lit fluidisé dense⁴⁵ (à gauche) et lit fluidisé circulant⁴⁹ (à droite)



Au Canada, Enerkem utilise ce type de réacteur pour produire un syngaz qui, après lavage, est converti en méthanol via un réacteur catalytique. Une première réalisation commerciale a été achevée en 2015 à Edmonton (Alberta). La capacité de production de méthanol serait de 43000 tonnes par an (pour 100 000 t/an de combustibles issus de déchets, RDF).

Figure 25 : Schéma du procédé Enerkem



49 Sources : C. Greil and H. Hirschfelder. "Lurgi Gasification Technology for the Utilization of Waste, Biomass and Coal."

- **Le gazéifieur à lit fluidisé circulant :**

Lorsque la vitesse du gaz dépasse largement la vitesse minimale de fluidisation, l'ensemble des particules (sable et combustible) sont entraînées vers le haut. Le temps de séjour du combustible est alors relativement court (quelques secondes) et il est nécessaire de renvoyer le combustible au pied du lit fluidisé pour assurer leur conversion complète. La séparation du gaz et des solides est assurée par un cyclone. On parle alors de lit fluidisé circulant (CFB en anglais). L'avantage potentiel de cette technologie pour les CSR est qu'elle peut traiter des combustibles très peu denses, tandis que ceux-ci peuvent être entraînés hors d'un lit fluidisé dense (et donc partiellement convertis). Metso Power a développé une unité de gazéification basé sur un CFB (160 MWth à Lahti en Finlande).

- **Autres technologies :**

De nombreuses autres technologies de réacteurs se sont développées combinant les technologies de pyrolyse et de gazéification pour valoriser au mieux les huiles de pyrolyse et le syngaz résultant de la conversion du char :

- Réacteur en tambour tournant (Mitsui) ;
- Gazéifieur à grille mobile (Energos) ;
- Réacteur plasma (Plasco Energy Group, Europlasma, Advanced Plasma Power) ;
- Réacteur à flux entraîné.

Les avantages et inconvénients de ces procédés sont détaillés dans la revue d'Arena⁴⁸.

En France, les sociétés qui développent des procédés de pyro-gazéification se sont regroupées au sein d'un collectif : le club Pyrogazéification.

Problématiques liées à la gazéification de CSR

La gazéification des CSR peut s'avérer très délicate tant leur hétérogénéité peut être grande. En effet, il est nécessaire de maîtriser et bien piloter le réacteur de gazéification pour assurer un rendement en gaz élevé et un syngaz de grande qualité, i.e. limiter la formation des goudrons, des particules fines et de gaz polluants (HCl, H₂S, HCN). Plusieurs paramètres influent sur cette qualité ; ce sont :

- i) la nature même des CSR et leur hétérogénéité de forme
- ii) la nature de l'agent oxydant, son débit relatif vis-à-vis des CSR, son étagement d'alimentation,
- iii) la température (ou le profil de température) qui, en général, est contrôlée par les variables précédentes (puisque les réacteurs industriels ne sont pas chauffés aux parois, mais isolés thermiquement),
- iv) la nature des matériaux utilisés pour le lit (dans le cas d'un lit fluidisé).

Ces différents paramètres sont explorés dans la suite avec un focus plus particulier sur les réacteurs à lit fluidisé qui est la technologie la plus étudiée.

- **Impact de la composition et de la forme des CSR :**

Comme il l'a été vu dans les sections précédentes, lors de l'introduction des CSR dans le réacteur, le phénomène de dévolatilisation peut localement modifier les conditions opératoires (température, taux d'oxygène), ce qui peut conduire à une diminution de la

vitesse d'oxydation partielle des condensables et donc engendrer plus de goudrons. Un contrôle optimal du débit d'alimentation en combustible doit être assuré grâce à un système d'alimentation adapté à la granulométrie et à la – faible - densité des CSR. L'utilisation de CSR en vrac est donc assez délicate. Leur hétérogénéité de forme et de densité pose également un problème d'écoulement de gaz dans un lit fixe et de ségrégation de la charge au sein d'un lit fluidisé ; on préférera des CSR en forme de granulés pour s'affranchir au mieux de ces problèmes. Cependant, la pelletisation des CSR induit des coûts supplémentaires.

La composition chimique des CSR employés est aussi très importante ; selon le type de minéraux contenus dans les CSR, un risque non négligeable d'agglomération existe. Dans un lit fixe, les mâchefers peuvent bloquer l'évacuation des cendres, tandis que dans un lit fluidisé, les agglomérats formés peuvent conduire à la défluidisation du lit. La présence d'éléments chimiques tels que le calcium, le potassium, le phosphore ou encore la silice induit un risque de frittage et d'agglomération des particules au cours de la gazéification⁵⁰. Dans ce cas de figure, une baisse de la température permet de limiter ce risque, mais ceci au détriment des vitesses de conversion du char et d'oxydation partielle des goudrons. Les CSR trop riches en composés chlorés peuvent mener à la formation de composés inorganiques tels que KCl ou CaCl₂ qui, à des températures supérieures à 800°C, peuvent fondre et s'agglomérer, ce qui risque de modifier la densité du lit et donc engendrer une défluidisation de ce dernier⁵¹.

La présence de certains métaux dans les CSR, tels que le fer ou le nickel, peut avoir un effet catalytique sur leur gazéification par une meilleure conversion du char. L'oxydation et le craquage des goudrons sont également favorisés par ces éléments.

Différentes études ont montré que la gazéification de CSR dont la composition est riche en matière plastique et autres polymères carbonés produit un syngaz à fort PCI, épuré de particules fines mais présentant une forte concentration en goudrons et un faible pourcentage de H₂⁵². Ainsi, lorsque la masse de plastique augmente dans la composition des CSR, l'efficacité de la gazéification baisse car le taux de conversion du carbone diminue. Pour ces CSR majoritairement composés de matière plastique, il faut travailler avec un « equivalence ratio » (ou excès d'air) de 0,28. Pour des valeurs supérieures, le PCI du gaz décroît rapidement ; pour des « equivalence ratio » inférieurs à 0,24, les concentrations en goudrons et en particules sont plus importantes⁵³.

- **Impact de la nature de l'agent oxydant :**

La gazéification à l'air en lit fluidisé est la technologie la plus simple (car chauffage direct de l'air) mais produit un syngaz dilué à cause de l'azote présent. Le PCI de ce syngaz en est donc abaissé (entre 4 et 6 MJ/kg). La concentration en goudrons dans le syngaz est assez élevée car située entre 10 et 40 g/Nm³. La gazéification par la vapeur d'eau met en

50 Sources : Dupont et al. « How inorganic elements of biomass influence char steam gasification kinetics » Energy 2016

51 Sources : Correla et al. « Performance of CaO and MgO for the hot gas clean up in gasification of chlorine-containing (RDF) feedstock », Bioresource Technology 2008

52 Sources : Arena et al., « Energy generation by air gasification of two industrial plastic wastes in a pilot scale fluidized bed reactor », Energy 2016

53 Sources : Arena et al., « Fluidized bed gasification of industrial solid recovered fuels », Waste Management 2016

jeu un ensemble de réactions endothermiques nécessitant un apport supplémentaire de chaleur pour maintenir une température suffisante dans le gazéifieur ; pour cela, deux approches ont été développées : i) chauffage direct avec injection in-situ d'oxygène pur et de vapeur ; ii) chauffage indirect avec l'utilisation de deux réacteurs, l'un alimenté en air (pour la combustion du char et la production de chaleur), l'autre alimenté en vapeur d'eau (pour la gazéification et en recyclant la chaleur produite du premier réacteur).

L'utilisation de vapeur d'eau peut produire un syngaz ayant un PCI plus élevé qu'avec de l'air (entre 12 et 15 MJ/kg). Des études montrent que la gazéification de CSR sous vapeur d'eau en présence de dolomite permet d'améliorer le rendement en syngaz (+15 %), d'augmenter la conversion du char et de réduire la teneur en goudron (de 19 à 14 g/Nm³). En effet, les réactions de gazéification du char et de reformage des goudrons sont favorisées. Dans ces conditions, les concentrations dans le syngaz en H₂, CO et hydrocarbures (C₂H₆, C₂H₂, C₂H₄) peuvent augmenter⁵⁴. Toutefois, des résultats contradictoires ont été observés par Blanco et al., montrant que la teneur en CO peut diminuer avec l'ajout de vapeur d'eau du fait de la réaction de *Water Gas Shift* (CO+H₂O=CO₂+H₂)⁵⁵.

- **Impact du ratio gaz oxydant / combustible :**

L'« équivalence ratio » (ou excès d'air, ER) est un autre paramètre clef qui permet de contrôler la performance de la gazéification. Il est défini comme étant le rapport entre le débit massique d'oxydant et le débit massique de combustible en condition de gazéification, normalisé par ce même rapport en condition d'oxydation stœchiométrique :

$$ER = \frac{\dot{m}_{O_2} / \dot{m}_{comb}}{\left(\dot{m}_{O_2} / \dot{m}_{comb} \right)_{stoech}}$$

Où \dot{m}_{O_2} est le débit massique d'oxygène et \dot{m}_{comb} est le débit massique de combustible.

Ainsi, l'augmentation du débit de gaz oxydant par rapport au débit entrant de combustible se traduit par une augmentation du taux « ER ». Différentes études ont montré qu'une augmentation d'ER favorise les réactions d'oxydation des goudrons et du char. De ce fait, le rendement massique en syngaz et le taux de carbone converti sont augmentés, accompagnés d'une diminution du taux de goudron dans le syngaz^{54, 56}. Il a été également observé que les concentrations en H₂, CO, CH₄ et autres hydrocarbures légers sont réduites lorsque ER augmente ce qui s'accompagne d'une baisse du PCI du syngaz. Il y a donc un ER optimal à définir pour chaque type de CSR pour parvenir à maximiser le rendement énergétique en syngaz : si ER est trop petit, le rendement massique en syngaz est trop faible, tandis que si ER est trop grand, le PCI du syngaz devient trop faible.

54 Sources: Recari et al., "Gasification of two SRFs in a lab-scale fluidized bed reactor: Influence of experimental condition on process performance and release of HCl, H₂S, HCN, and NH₃", Fuel Process Technology 2016

55 Sources : Blanco et al., « Characterization of tar from the pyrolysis/gasification of RDF : influence of process parameters and catalysis », Energy Fuels 2012

56 Sources : Berruero et al., « Experimental investigation of SRF gasification : Effect of temperature and equivalence ratio on process performance and release of minor contaminants », Energy Fuels 2015

La quantité de polluant dans le syngaz est fortement liée à l'ER ; elle diminue avec l'augmentation d'ER. Cet effet n'est pas consécutif au phénomène de dilution par l'azote induit car des calculs ont été menés à partir de résultats expérimentaux et montrent que les concentrations en polluants, exprimées en $\text{mg}_{\text{polluants}}/\text{kg}_{\text{CSR}}$ diminuent avec l'augmentation d'ER.

- **Impact de la température :**

La température au sein du réacteur de gazéification joue un rôle très important dans l'efficacité de la gazéification et sur la qualité du syngaz. Cependant, puisque les réacteurs industriels sont quasi-adiabatiques, la température de gazéification est en fait liée aux débits d'alimentation de combustible et de gaz oxydant. Ce n'est pas véritablement un paramètre opératoire indépendant, même s'il est possible de diminuer la température du réacteur en apportant de la vapeur d'eau « froide » en plus de l'air.

Il a été observé que l'augmentation de la température engendre une meilleure oxydation des volatils, un meilleur craquage des goudrons et une meilleure conversion du char par gazéification, ce qui est lié à l'accélération de la cinétique de ces réactions⁵³. En revanche, il a été observé que le taux de CO dans le syngaz diminue lorsque la température augmente de 700 à 800°C. Au-delà de 800°C, ce taux de CO augmente car la réaction de Boudouard et le reformage à sec des goudrons sont favorisés. La concentration en CO₂ est peu impactée par la variation de la température, contrairement au CH₄ dont le taux augmente avec l'élévation de la température jusqu'à 800°C. Entre 800 et 850°C, la teneur en CH₄ diminue du fait des réactions de reformage⁵⁶, ou tout du moins se stabilise⁵⁷.

L'augmentation de la température entraîne en revanche une augmentation du taux de HCN (polluant) dans le syngaz. Cette hausse est d'autant plus marquée que les CSR sont riches en plastique et textile (donc en polymère azoté de type nitriles ou amides cycliques)⁵⁸. La présence de certains éléments chimiques comme le calcium, le potassium et le fer, peuvent abattre l'HCN et le NH₃ dans le syngaz en catalysant des réactions de formation de N₂⁵⁹. Il a également été observé que la hausse de la température engendre également la hausse du taux de H₂S dans le syngaz ; au-delà de 850°C, ce taux diminue du fait de sa décomposition thermique⁶⁰.

Le taux de HCl dans le syngaz diminue avec l'augmentation de la température. Le HCl provient essentiellement de la décomposition du PVC et des sels inorganiques contenus dans les CSR. Le HCl formé peut interagir avec les matériaux du lit par frittage, ou réagir avec les métaux alcalins présents dans les cendres de CSR⁶¹. La dégradation thermique de carboxylates et de carbonates alcalins étant favorisée à partir de 700°C, les métaux alcalins alors disponibles abattent l'HCl dans le gaz.

57 Sources : Dunnu et al., "The SRF Stabilat® : Characteristics and fluidised bed gasification tests », Fuel 2012

58 Sources : Recari et al., "Gasification of two SRFs in a lab-scale fluidized bed reactor: Influence of experimental condition on process performance and release of HCl, H₂S, HCN, and NH₃ ", Fuel Process Technology 2016

59 Sources : Tchapda et al., « A review of thermal co-conversion of coal and biomass/waste », Energies 2014

60 Sources : Pinto et al., « Gasification improvement of a poor quality SRF. Effect of using natural minerals and biomass wastes blends », Fuels 2014

61 Sources : Lu et al., « Co-firing high-sulfur coals with RDF », Thermochemical Acta. 1996

- **Impact des matériaux constituant le lit :**

La nature des matériaux utilisés dans le lit fluidisé peut modifier les performances de la gazéification et la pureté du syngaz. Le sable et le quartz sont les matériaux les plus couramment rencontrés. Ils permettent de fluidiser le lit et assurent un excellent transfert thermique en plus d'une bonne homogénéité de la température. D'autres matériaux peuvent être utilisés, notamment pour leur effet catalytique connu sur les réactions de craquage de goudrons. Ils doivent cependant résister à l'empoisonnement par chimisorption d'impuretés du gaz tels que H_2S , NH_3 , HCl et les goudrons⁶². Les matériaux les plus rencontrés et utilisés dans ce but sont la dolomite ($Mg(CO_3)Ca$) et l'olivine ($(MgFe)_2(SiO_4)$).

La dolomite est plus efficace que l'olivine (de 50 %) pour assurer le craquage des goudrons. Ceci engendre une hausse du rendement en syngaz et une augmentation de son PCI⁵⁴. Elle limite en outre la formation d'agglomérats pour les CSR à forte teneur en métaux alcalins et autres alcalino-terreux⁶³. La dolomite est également plus efficace que l'olivine pour réduire le taux de H_2S dans le syngaz. Cette réduction est liée à l'élément calcium présent dans la dolomite et qui forme CaS au contact de H_2S . Il a été aussi observé que la dolomite réduit le taux de HCN et HCl dans le syngaz⁵⁴. Contrairement à l'olivine, à haute température, la dolomite peut être sujette au phénomène d'attrition et générer ainsi d'importantes quantités de poussières dans le syngaz ; il a été observé que cette quantité peut être augmentée d'un facteur 4 à 10⁵⁴.

D'autres catalyseurs ont été testés au sein même du lit fluidisé comme la chaux, le calcaire ou la magnésite mais ils ont montré une activité catalytique inférieure à celle de la dolomite et de l'olivine⁶⁴. Des tests de craquage de goudrons ont également été réalisés avec des catalyseurs à base de nickel : bien que leur efficacité soit grande, leur désactivation l'est tout autant à cause de dépôts de coke et de suie sur leurs sites actifs⁵⁵. En outre, les cendres sont alors mélangées à des fines contenant du nickel ce qui rend difficile leur traitement aval.

9.4. COMPARAISON DES TECHNOLOGIES ET DE LEURS EFFICACITES

L'analyse portera sur la comparaison des efficacités thermiques et électriques associées à la gazéification et à la combustion des CSR. Donner une comparaison stricte est une tâche délicate tant la variabilité des données est grande dans la littérature. Il n'est pas rare de trouver des informations incohérentes lorsqu'on recoupe les données issues de cette même littérature.

Dans le cas des systèmes à combustion, la production d'électricité est assurée par des turbines à vapeur (TAV) puisque l'énergie thermique issue de la combustion est directement convertie en vapeur d'eau via un échangeur de chaleur. Dans le cas de la gazéification, la production d'électricité peut être réalisée en produisant de la vapeur par

62 Sources : Bartholomew, « Mechanisms of catalyst deactivation », Appl. Catal. Gen. 2001

63 Sources : Corella et al., « Olivine or dolomite as In-bed additive in biomass gasification with air in a fluidized bed : which is better? », Energy fuels 2004

64 Sources : Delgado et al., « Biomass gasification with steam in fluidized bed : effectiveness of CaO , MgO , and $CaO-MgO$ for hot raw gas cleaning », Ind. Eng. Chem. Res. 1997

combustion du syngaz dans une chaudière (puis détente dans une TAV), ou bien en utilisant le syngaz en tant que carburant dans des moteurs ou turbines à gaz.

Performances énergétiques

Comme décrit précédemment, une unité de combustion de CSR se compose des éléments suivants : un foyer, une chambre de post-combustion, un échangeur de chaleur et un ensemble d'équipements pour épurer et laver les fumées. C'est donc l'énergie contenue dans les gaz issus de la chambre de post-combustion qui est transférée à l'eau pour générer de la vapeur. Cette vapeur peut être alors valorisée pour une utilisation industrielle ou pour produire de l'énergie électrique via une turbine à vapeur. Dans ce dernier cas de figure, le rendement électrique net peut atteindre 22 à 25 %⁶⁵.

Dans le cas de la gazéification, le syngaz produit est un gaz combustible ce qui confère plus de flexibilité dans son utilisation. Le gaz de synthèse peut être alors brûlé dans une chaudière pour produire de la vapeur et de l'électricité (via une turbine) ou bien être utilisé comme carburant dans des moteurs à piston ou dans des turbines à gaz. Il est envisageable de réaliser des cycles combinés (TAV + TAG ou TAV + moteur). L'usage du syngaz dans des piles à combustible haute température est théoriquement possible, mais très peu de recherches ont été menées sur l'utilisation du gaz de synthèse issu de CSR dans cette application (sans doute car le syngaz issu de CSR contient trop d'impuretés).

Le cycle combiné de gazéification intégrée (IGCC), basé sur la combinaison d'un système de gazéification avec une turbine à gaz et un cycle de vapeur, permet d'obtenir des rendements électriques supérieurs à 40 %. Mais ce procédé peut engendrer des problèmes de maintenance de la turbine à gaz dont la durée de vie peut être mise en défaut en raison de l'érosion et de la corrosion à haute température, phénomènes provoqués par la présence de particules fines et le dépôt d'impuretés (goudrons) potentiellement contenues dans le syngaz. L'utilisation du syngaz dans des moteurs ou des turbines à gaz nécessite un nettoyage assez poussé du gaz de synthèse, ce qui peut s'avérer complexe et coûteux. C'est pour cette raison que la technologie la plus couramment rencontrée consiste à directement brûler le gaz de synthèse dans une chaudière pour générer de la vapeur ; cette option est la plus simple car elle ne nécessite pas (ou très peu) de nettoyage du syngaz ; les goudrons sont ainsi brûlés dans la chambre de combustion et ne peuvent pas se condenser et boucher l'échangeur.

Cependant certaines données issues de la littérature montrent que la technologie de combustion couplée à un système de récupération énergétique basée sur un cycle de vapeur présente un rendement électrique net supérieur à celui d'un gazéifieur couplé au même système (cf Figure 25).

Figure 26 : Rendement électrique d'un système à cycle vapeur⁶⁵

	Combustion	Gazéification
Rendement électrique (%)	19-27	9-20

⁶⁵ Source : Panepinto et al., « Environmental performances and energy efficiency for MSW gasification treatment », Waste Biomass Valor, 2014

Le couplage d'un gazéifieur avec un autre type de système électrogène semble alors préférable. Le rendement énergétique d'une turbine à vapeur est d'environ 31 %, là où celui des moteurs à gaz, des turbines à gaz et des turbines à gaz à cycle combiné sont respectivement de 34 à 41 %, de 30 à 42 %, et de 55 %⁶⁵. Dans ces conditions, la gazéification suivie d'un système de cogénération voit son efficacité électrique améliorée. Pour de faibles puissances (inférieures à 20 MW_{th}), le rendement électrique serait même supérieur à celui d'un système de combustion couplé à un générateur à cycle à vapeur (cf. Figure 26).

Figure 27 : Rendement électrique d'un gazéifieur couplé à un générateur autre qu'à cycle vapeur ⁶⁵

	Moteur ou turbine à gaz	Turbine à gaz à cycle combiné
Rendement électrique (%)	13-24	23-26

D'autres données^{66,67} corroborent cette tendance.

Comparaison des rejets issus des deux technologies

La comparaison porte notamment sur la génération de polluants tels que les NO_x, les particules fines/poussières, les métaux, les gaz acides et les dioxines. La combustion de CSR génère un volume de fumées allant de 6 000 à 7 000 Nm³/t_{CSR} (pour un taux d'oxygène résiduel dans les gaz de 11 %). Le volume de syngaz dépend de l'Equivalence Ratio : Arena et al. rapportent que la gazéification à l'air nécessite entre 1,4 et 2,4 kg_{air}/kg_{CSR}, ce qui représente environ un tiers du volume des gaz issus d'un procédé de combustion⁵³. Ceci a un impact positif sur les coûts généraux des équipements de nettoyage et d'épuration du syngaz. Néanmoins, les volumes de fumées issues de la combustion du gaz de synthèse (dans le but de produire de l'électricité par générateur à cycle à vapeur), sont sensiblement comparables à ceux de la combustion directe ; ils sont estimés entre 3 500 et 4 000 Nm³/t_{CSR}, avec une teneur en vapeur d'eau allant de 20 à 25 %⁶⁵.

Un ensemble de mesures de concentration des rejets atmosphériques après traitement et issus de procédés de valorisations thermiques de CSR existants (gazéification et combustion directe) couplés à des générateurs électriques à cycle à vapeur est donné dans la **Figure 28** : Rejets mesurés sur sites. Toutes les concentrations de polluants sont corrigées selon les conditions de référence (2000/76/EC) en gaz sec et à 11% d'oxygène.

66 Sources : IPPC: "Bat reference documents on large combustion plant". European Commission, Siviglia 2005

67 Sources : Lombardi et al., « A review of technologies and performances of thermal treatment systems for energy recovery », Waste management, 2015

Figure 28 : Rejets mesurés sur sites.
Gaz = Gazéification ; Comb = Combustion.⁶⁵

	Gaz.	Gaz.	Gaz.	Comb.	Comb.	2007/76/EC
Particules (mg/Nm ³)	0,01	0,2	0,24	<1	<1	10
SO ₂ (mg/Nm ³)	17	<1	19,8	20	<5	50
NOx (mg/Nm ³)	128	<10	42	<200	<80	200
CO (mg/Nm ³)	0,1	<3	<2	<5	<10	50
HCl (mg/Nm ³)	1,2	<0,2	3,61	7	<1	10
HF (mg/Nm ³)	0	<0,1	0	<0,2	<0,1	1
Hg (mg/Nm ³)	0	0	0	0	0	0,05
Metaux lourds (mg/Nm ³)	0,02	<0,04	0	0	<0,2	0,5

Ces résultats montrent qu'aujourd'hui, ces deux types de technologies (combustion et gazéification) peuvent atteindre des émissions nettement inférieures aux limites réglementaires imposées (2007/76/EC).

Synthèse :

Les avantages de la gazéification sur la combustion sont les suivants⁴⁸ :

- Le syngaz est plus facile à utiliser et brûler que les CSR eux-mêmes ;
- Les unités de gazéification pourraient être moins onéreuses pour des puissances modestes (moins de 120 kt/an) ;
- Le milieu réducteur du gazéifieur améliore la qualité du résidu solide (métaux en particulier) et réduit la formation de certains polluants (dioxines, furanes, NOx) ;
- Après nettoyage, le syngaz peut être utilisé dans une turbine ou un moteur à gaz ce qui permet d'obtenir un rendement électrique amélioré par rapport au cycle vapeur.

Les inconvénients de la gazéification par rapport à la combustion peuvent être résumés ainsi :

- Le syngaz est toxique : il induit donc des risques et des équipements de sécurité supplémentaires ;
- Les usines sont plus complexes (deux zones réactives : le gazéifieur et le brûleur de syngaz), ce qui entraîne une opérabilité réduite et une maintenance plus coûteuse ;
- Le nettoyage du syngaz induit des opérations supplémentaires (craquage des goudrons, lavage,...) qui induisent des coûts énergétiques et économiques.

Gestion des cendres

Les voies potentielles pour la valorisation des résidus solides issus de la thermo-conversion de la biomasse, résidus, coproduits et des déchets sont décrites ci-après.

Les chars sont des fractions solides du procédé de pyro-gazéification. Sous une atmosphère pauvre en oxygène (ou autres oxydants) et sous effet de la température variant dans une large gamme, typiquement entre 400 et 1000°C (voire à des températures plus élevées), les chars sont constitués d'éléments les plus résistants à des réactions de pyrolyse et de gazéification. La composition, la structure et la texture d'un char dépendent de la composition initiale de la biomasse ou des déchets, et des

conditions opératoires de la pyro-gazéification^{68, 69}. Les chars se composent principalement de carbone, oxygène, hydrogène, et de minéraux (alkalis, alcalino-terreux, et autres...). Le carbone est souvent présent à des teneurs importantes de l'ordre de dizaines pourcentages massiques. Les chars ont en général une structure poreuse avec des surfaces spécifiques très variées.

Les structures et les propriétés variées des chars suggèrent l'utilisation de ces matériaux dans différentes applications :

- l'utilisation des chars comme sorbants ou catalyseurs semble l'option la plus pertinente. En fait, les chars ont des critères de base d'un sorbant ou d'un catalyseur : bonne stabilité thermique, surface spécifique élevée, présence de porosité, présence de minéraux jouant le rôle de sites actifs pour différents processus de sorption ou de catalyse... Par exemple, les chars riches en métaux sont intéressants pour l'élimination de l'H₂S en phase gazeuse.
- Les travaux sur les chars de thermo-conversion peuvent s'ouvrir à d'autres applications. Ainsi, l'amendement du sol apparaît comme une voie de valorisation très intéressante et de nombreuses études ont récemment porté sur leur utilisation dans ce domaine. Les chars peuvent contribuer à améliorer la qualité du sol par l'apport des composants fertilisants, la rétention des éléments nutritifs du sol, l'ajustement du pH, la rétention de l'eau, etc.^{70, 71}. Les chars contiennent des éléments comme N, P, K qui peuvent être libérés pour enrichir le sol. En plus, l'addition du char au sol contribue indirectement à la qualité du sol, car ils permettent de réduire la lixiviation des éléments nutritifs du sol, comme montré dans l'étude de Laird et al.⁷². Finalement, cette application nécessite des consommations importantes de chars conduisant à leur gestion efficace. Certains produits ont été commercialisés par ETIA.
- Les chars peuvent également être utilisés pour élaborer des piles à combustible (fuel cell), ou encore des « *supercapacitor* ». La combustion classique du charbon pour la production d'électricité pose souvent le problème de faible rendement (30-45 %) et d'émissions de gaz polluants (NOx, SO₂, particules, etc.). Les nouvelles technologies comme les piles à combustible à l'utilisation directe du carbone (Direct Carbon Fuel Cell - DCFC) sont démontrées comme étant des solutions alternatives prometteuses⁷³. Le combustible (carbone) réagit avec l'oxygène pour générer des électrons qui passent par un circuit externe (électrolyte) pour produire l'électricité^{73, 74, 75}. Un supercapacitor est un dispositif de stockage d'énergie avec une densité de puissance élevée, une capacité de charge/décharge

68 J. Yu, J. A. Lucas, T. F. Wall. *Prog. Ener. Comb. Sc.* 33 (2007) 135–170.

69 M. Tripathi, J.N. Sahu, P. Ganesan. *Renew. Sust. Ener. Rev.* 55 (2016) 467–481.

70 J. Lehmann, M. C. Rillig, J. Thies, et al. *Soil Biol. Biochem.* 43 (2011) 1812–1836.

71 B. Liang, J. Lehmann, D. Solomon, et al. *Soil Sci. Soc. Am. J.* 70 (2006) 1719–1730.

72 D. Laird, P. Fleming, B. Wang, et al. *Geoderma* 158 (2010) 436–442.

73 A. Kacprzak, R. Kobylecki, R. Włodarczyk, Z. Bis, *J. Power Sources* 255 (2014) 179–186.

74 S. Y. Ahn, S. Y. Eom, Y. H. Rhie, et al. *Appl. Ener.* 105 (2013) 207–216.

75 A. Elleuch, A. Boussetta, J. Yu, et al. *Int. J. Hyd. Ener.* 38 (2013) 16590–16604.

rapide et une longue durée de vie ⁷⁶. Les « *supercapacitor* » sont souvent utilisés pour des applications nécessitant des cycles de charge/décharge rapides. Les chars obtenus par la pyrolyse d'un bois de peuplier à 900°C sous N₂, possèdent des propriétés électrochimiques intéressantes pour un *supercapacitor*, qui sont comparables à des matériaux à base de carbone standard comme les charbons actifs ou les carbones mésoporeux ordonnés ⁷⁷.

76 K. Qian, A. Kumar, H. Zhang, *Renew. Sust. Ener. Rev.* 42 (2015) 1055–1064.

77 M. C. Liu, L. B. Kong, P. Zhang, et al. *Electrochim. Acta* 60 (2012) 443–448.

10. CARTOGRAPHIE TERRITORIALE DES RESSOURCES ET DES UTILISATEURS POTENTIELS DE CSR

Dans l'objectif d'évaluer le potentiel régional de production et de consommation de CSR, une cartographie territoriale a été réalisée dans le cadre de cette étude. Elle consiste à identifier, caractériser et cartographier les gisements actuels et potentiels, ainsi que les acteurs actuellement et/ou potentiellement utilisateurs de CSR sur un territoire défini. Le périmètre de ce territoire inclut cinq départements : **l'Ain, la Drôme, l'Isère, la Loire, et le Rhône**.

Un état des lieux des utilisateurs et gisements de CSR sur le territoire ciblé, qui compte déjà des acteurs de la filière CSR (les cimentiers), est réalisé. Pour répondre à l'enjeu de la réduction des déchets stockés, de nouveaux acteurs économiques, producteurs ainsi que des industriels et autres consommateurs d'énergie thermique, seront potentiellement identifiés autour de la filière CSR.

Les consommateurs d'énergie thermique et les gisements de CSR seront identifiés ainsi que leur équivalent énergétique livré en entrée des installations de combustion.

10.1. METHODOLOGIE

Estimation des besoins et des ressources CSR

Les estimations réalisées portent sur des données 2016, issues de différentes sources. Pour identifier et caractériser les ressources potentielles de CSR, les données sont issues de la base SINOE⁷⁸ de l'ADEME et du SINDRA⁷⁹, Observatoire de la gestion des déchets en Auvergne-Rhône-Alpes.

La base de données du Registre des Emissions Polluantes (IREP⁸⁰) et la base de données des installations classées ICPE (registre 2910) ont permis d'identifier les consommateurs d'énergie thermique et d'évaluer les besoins énergétiques d'origine fossile.

Hypothèses de calcul pour les besoins énergétiques

La base de données des installations classées ICPE⁸¹ (registre 2910 – installation de combustion) a permis d'identifier 605 acteurs, consommateurs d'énergie thermique. Ces données sont croisées avec les données 2016 issues de la base du registre des émissions de CO₂, pour ne retenir que des installations en activité. Ainsi, 60 consommateurs d'énergie thermique, basés sur le territoire, sont identifiés.

La consommation d'énergie thermique des utilisateurs est calculée sur la base d'une hypothèse (valeur moyenne de 250g de CO₂/kWh émise pour une chaufferie), croisée avec des données réelles issues de la base IREP (quantité annuelle de CO₂ émise).

⁷⁸ www.sinoe.org

⁷⁹ Observatoire des déchets en Auvergne-Rhône-Alpes, www.sindra.org

⁸⁰ Base de données du registre des émissions polluantes, <http://www.georisques.gouv.fr/dossiers/irep-registre-des-emissions-polluantes>

⁸¹ Base de données des installations classées ICPE, www.installationsclassees.developpement-durable.gouv.fr

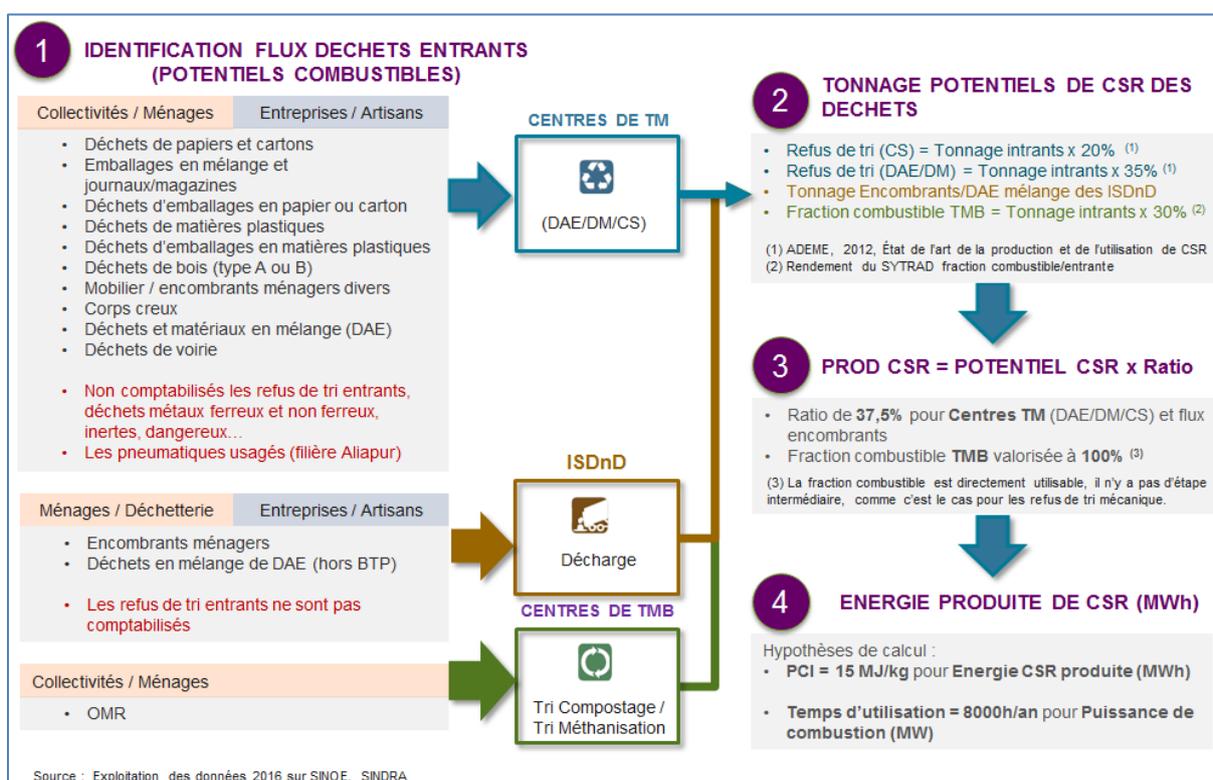
La puissance de combustion de l'installation ainsi déterminée, est comparée à la valeur de l'ICPE, lorsqu'elle existe. Cette valeur est considérée comme valide si elle est comprise entre 10 et 90 % de la valeur indiquée sur la base ICPE. Dans le cas contraire, c'est la valeur de l'ICPE qui est prise à 90 %. En résumé, pour 90 % des consommateurs identifiés sur le territoire, l'énergie thermique consommée est estimée à partir de la quantité de CO₂ émise. La correction concerne 6 installations.

L'écart observé entre les 2 bases peut être lié à un sous-dimensionnement de l'installation, à la nature du combustible utilisé ou au temps d'utilisation de l'installation.

Hypothèses de calcul pour la quantification des ressources CSR

La quantification des gisements CSR et énergie produite est détaillée sur la Figure 28 ci-dessous.

Figure 29 : Méthodologie pour estimer les gisements CSR et énergie équivalente livrée



Trois principales sources de CSR peuvent alimenter la filière CSR :

- Les centres de tri mécanique,
- Les installations TMB,
- Les ISDND.

En d'autres termes, les flux à considérer pour la production de CSR sont issus essentiellement de :

- refus de tri de centres de tri de collecte sélective (CS),
- refus de tri DAE en sortie de centres de tri mécanique (TM),
- d'encombrants de déchetterie et DAE résiduels orientés vers les ISDND, et
- la fraction à haut PCI en sortie de Traitement Mécano-biologique (TMB).

La quantification des refus de tri est calculée en appliquant un ratio au tonnage des flux potentiels combustibles intrants. Ces ratios sont basés sur l'étude de l'ADEME de 2012 et du rendement de TMB, données renseignées sur le site du SYTRAD.

Ainsi, la quantité de CSR produite à partir de refus de tri issus de centres TM et de flux encombrants dirigés vers les ISDND, est obtenue en appliquant un ratio de 37,5 %. En revanche, la fraction à haut PCI en sortie de TMB, est bien séparée et directement orientée, dans sa totalité, vers les sites de préparation. Il n'y a pas d'étape intermédiaire, contrairement au tri mécanique.

Hypothèse de calcul pour l'équivalent énergétique en CSR

Le gisement de CSR est évalué en kt/an. L'équivalent énergétique en CSR livré (en GWh) est déterminé en considérant un PCI moyen de 15 MJ/kg. La puissance de combustion (en MW) est calculée en supposant un temps annuel d'utilisation de la chaufferie de 8000 heures. La Figure 30 ci-dessous donne l'équivalence entre la capacité de production en CSR et l'énergie contenue dans les CSR, livrée en entrée d'unité de combustion, et à l'énergie CSR transformée en énergie thermique (70 % de rendement).

Figure 30 : Equivalence entre la capacité de production et l'énergie contenue dans les CSR

Production de CSR (kt/an)	Puissance de consommation entrante (MW)	Energie livrée à l'entrée d'unité (GWh/an)	Energie consommée à 70% de rendement (GWh/an)
10	5	40	28
20	10	80	56
30	15	120	84
40	20	160	112

L'énergie livrée en entrée d'unité est comparée au besoin énergétique.

Limites de la méthodologie

Il conviendra de souligner quelques précautions à l'exercice, liées essentiellement à l'hétérogénéité des intitulés des flux d'une installation de traitement à l'autre et à des données non renseignées sur les bases de données.

Concernant la caractérisation des besoins et des gisements de CSR :

- les refus de tri entrants en provenance des autres centres de tri ne sont pas comptabilisés,
- les flux de déchets entrants faisant l'objet d'un transfert simple sont pris en compte (risque de double comptage),
- manque de précision des intitulés pour distinguer la part combustible de la part non combustible des déchets en mélange,
- estimation de la consommation d'énergie thermique, liée à la variabilité de la nature combustible et du temps d'utilisation de l'installation.

La méthodologie utilisée est toutefois validée en extrapolant la quantification du gisement potentiel CSR à l'échelle de la région Auvergne-Rhône-Alpes (AURA) et de la France. La projection du gisement sur la région AURA et à l'échelle de la France donne une production de CSR cohérente avec les projections de l'Ademe, à l'horizon 2020.

10.2. LES CONSOMMATEURS D'ÉNERGIE THERMIQUE

Les utilisateurs actuels de CSR

Les cimentiers sont actuellement les principaux utilisateurs de CSR. Sur le territoire étudié, on compte trois cimenteries :

- Usine de Montalieu (38),
- Vicat Saint-Egrève (38),
- Lafarge Usine du Val d'Azergues (69)

Les utilisateurs potentiels de CSR

Après croisement des données entre les bases des installations classées (registre 2910 pour les installations de combustion) et le registre des émissions polluantes (IREP), nous avons recensé, sur le territoire concerné, 60 consommateurs d'énergie thermique, principalement utilisateurs d'énergies fossiles et/ou biomasse.

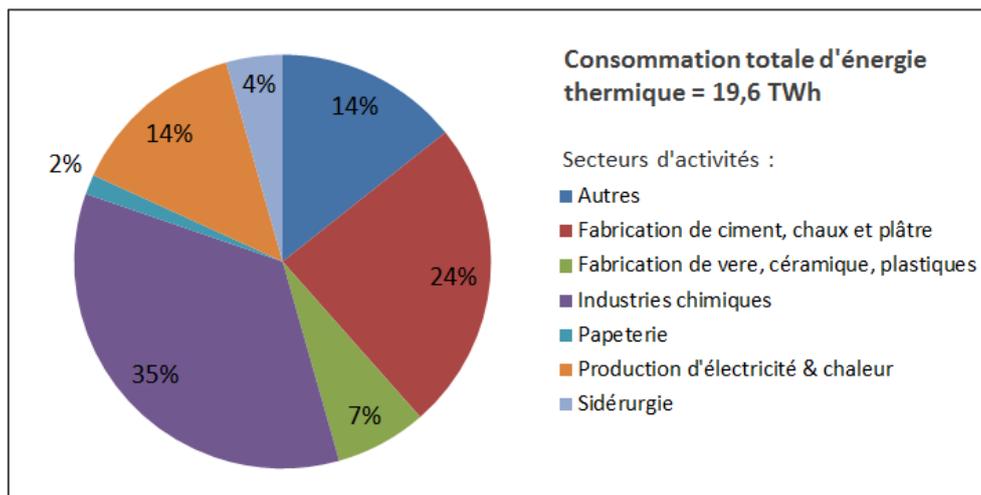
Sur le territoire étudié, ces acteurs proviennent des secteurs d'activités, tels que :

- les industries chimiques,
- les cimenteries,
- les unités de production d'électricité et de chaleur,
- les industries de fabrication de verre, de céramique et de plastiques,
- la sidérurgie,
- les papèteries,
- et autres industries.

La consommation annuelle totale d'énergie thermique pour le périmètre considéré s'élève à 19,6 TWh, soit équivalent à 1,69 Mtep.

La **Figure 31** indique, pour les 5 départements, les différents secteurs d'activités identifiés consommateurs d'énergie thermique. Les industries chimiques, les cimenteries, les unités de production de chaleur et d'électricité sont les principaux consommateurs d'énergie thermique. Ils sont pour la plupart, localisés le long du réseau routier.

Figure 31 : Consommation annuelle d'énergie thermique par secteurs d'activités des utilisateurs recensés

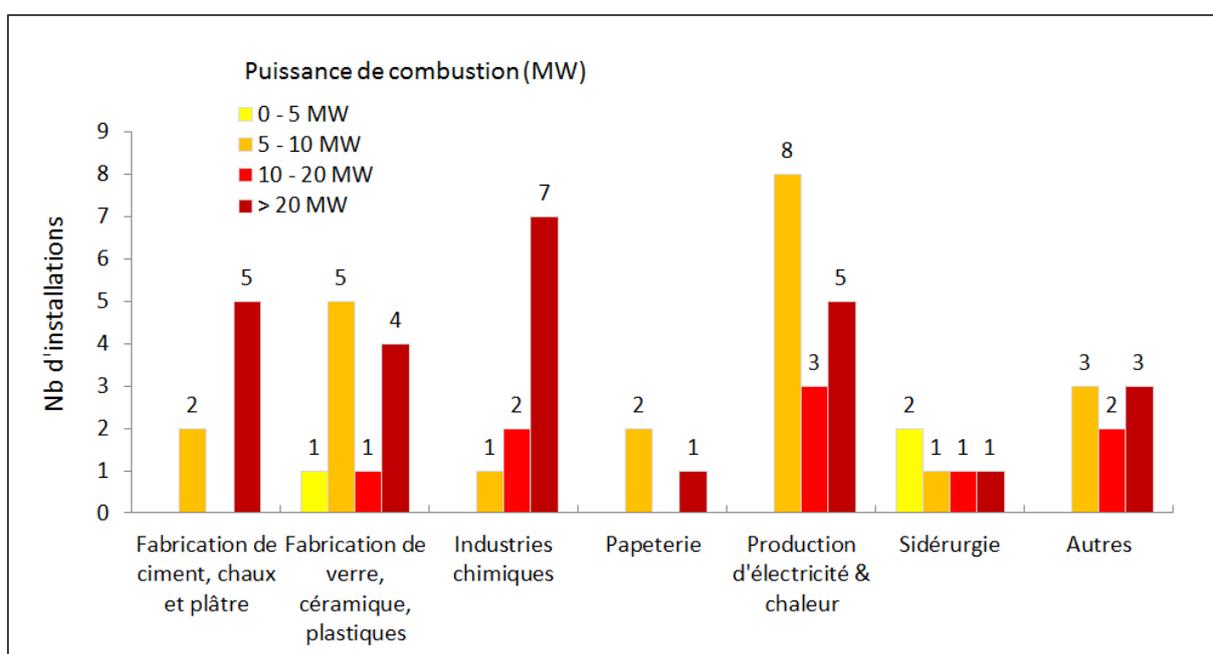


La **Carte 1** : Consommateurs actuels d'énergie thermique basés dans l'Ain, la Drôme, l'Isère, la Loire et le Rhône », représente les 60 installations, classées par secteurs d'activités et selon quatre tranches d'énergie thermique consommée annuellement :

- 0 – 40 GWh, avec 3 installations,
- 40 – 80 GWh, avec 22 installations,
- 80- 160 GWh, avec 9 installations,
- > 160 GWh, avec 26 installations.

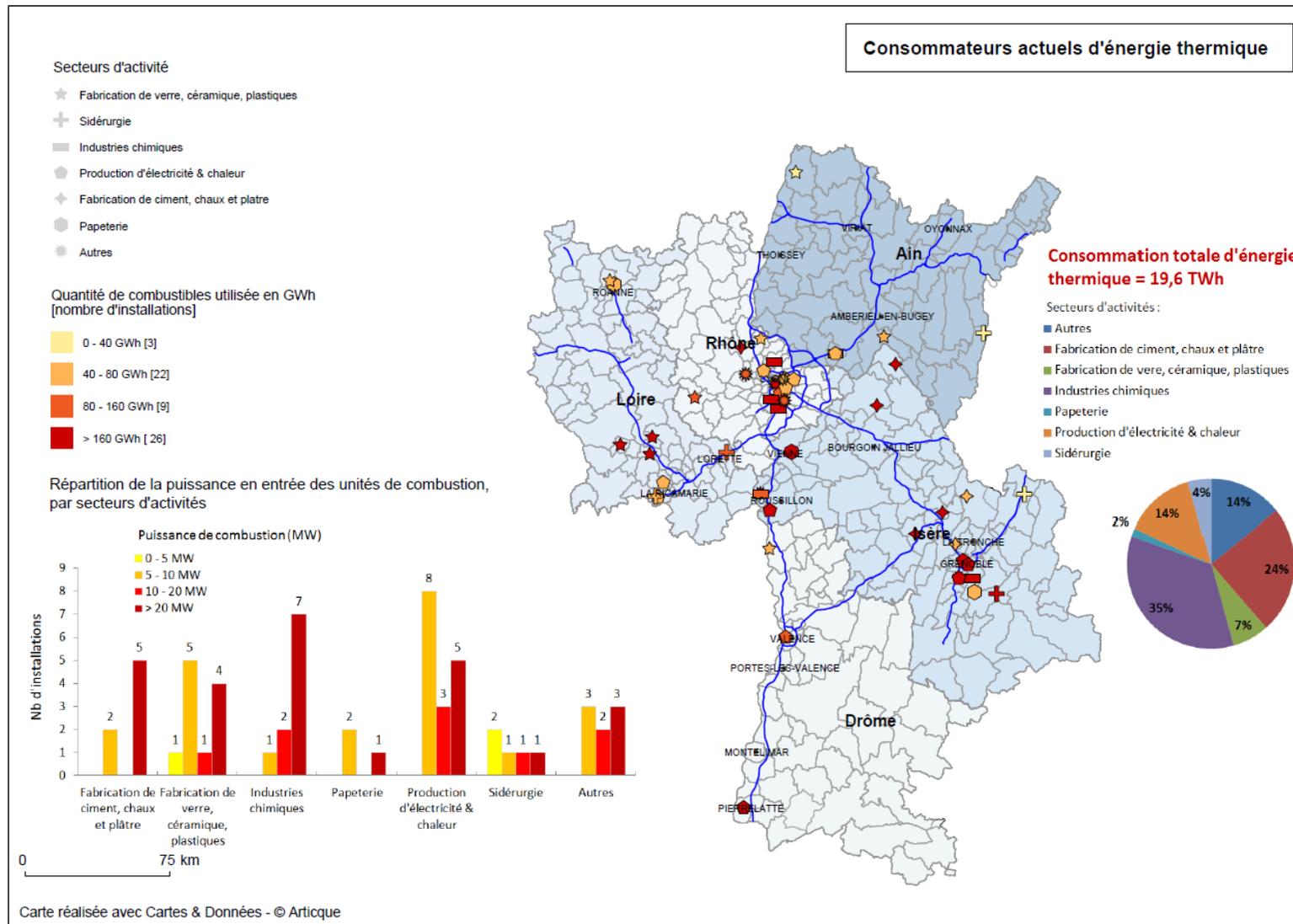
La consommation d'énergie thermique des différentes installations est également représentée en termes de puissance de combustion de l'unité, comme décrite sur la Figure 31. On note la prédominance des unités de combustion de puissance autour de 10 MW et supérieure à 20 MW.

Figure 32 : Répartition de la puissance en entrée des unités de combustion par secteurs d'activités



Bilan des consommateurs d'énergie thermique actuels et potentiels :

- Il existe un nombre d'utilisateurs potentiels important et repartis sur l'ensemble du territoire.
- Les activités sont concentrées sur des zones géographiques, desservies par les réseaux routiers.
- Deux catégories importantes se dégagent de la cartographie :
 - une tranche de consommateurs disposant d'installations de combustion de puissance autour de 10 MW, soit une consommation en énergie de 80 GWh.
 - une tranche de consommateurs disposant d'installations de combustion de puissance supérieure à 20 MW, soit une consommation d'énergie supérieure à 160 GWh.



Carte 1 : Consommateurs actuels d'énergie thermique basés dans l'Ain, la Drôme, l'Isère, la Loire et le Rhône

10.3. LES GISEMENTS ACTUELS ET POTENTIELS DE CSR

Les producteurs actuels de CSR

Sur le périmètre considéré, nous avons identifié 2 sites de préparation, produisant des CSR, à partir de refus de tri ou de déchets de bois type B :

- Le centre de tri de La Ricamarie, de SERMACO dans la Loire, qui produit des CSR à partir de refus de tri et de déchets de bois. Les CSR sont dirigés vers les cimenteries et les fours à chaud.
- Le centre de tri de Fontaine, de LELY dans l'Isère, qui produit des CSR à partir de déchets de bois B, pour alimenter les chaufferies.

Les CSR produits sont utilisés en cimenterie ou en chaufferie.

Les gisements identifiés

Par simplification, un gisement potentiel de CSR est assimilé à une plateforme de préparation de CSR. Les gisements potentiels de CSR proviennent des refus de tri (issus d'unités de tri) ainsi que des flux d'encombrants ménagers et de déchets en mélange non dangereux. Ils sont dirigés directement vers les ISDND.

Sur le territoire étudié, les données 2016 de la base de données SINOE, ont permis d'identifier 79 sources possibles de CSR, en provenance de centres de tri mécanique, des installations de TMB ou encore des flux d'encombrants ou de déchets en mélange dirigés vers les ISDND.

La Figure 33 montre la répartition de ces installations sur les 5 départements (Ain, Drôme, Isère, Loire et Rhône). Dans les départements du Rhône et de la Loire, le gisement de CSR provient majoritairement des refus de tri en sortie de centres de TM et d'encombrants orientés vers les ISDND.

Seuls les départements de la Drôme, de l'Isère et de l'Ain comptent sur leur territoire des sites avec un TMB :

- 4 sites de plateformes de compostage : Beaugard-Baret (SYTRAD, 26), Etoile-sur-Rhône (SYTRAD, 26), St-Barthélemy de Vals (SYTRAD, 26) et Muriannette (Grenoble Métropole, 38)
- 1 site associé à un méthaniseur : Viriat (ORGANOM, 01)
- 1 site de centre de tri : La Tronche (Grenoble Métropole, 38)

Figure 33 : Gisements potentiels par département

Type d'installation	Nombre d'installations en 2016				
	Ain	Drôme	Isère	Loire	Rhône
Centre de tri mécanique	6	8	8	12	23
Traitement Mécano-biologique des OM brutes (tri seul ou avec compostage ou méthanisation)	1	3	3		
ISDND	4	3	4	2	2

La Figure 34 montre qu'à l'échelle du département, les gisements les plus importants, sont en Isère et dans le Rhône, avec plus de 90 kt/an de CSR, ce qui correspond à une énergie CSR fournie de 260 GWh/an.

La projection des calculs à la région AURA et à la France, nous donne respectivement un gisement potentiel de l'ordre de 556 kt/an de CSR et de 4,7 Mt/an de CSR.

Figure 34 : Gisements potentiels de CSR sur les 5 départements et projections en AURA et en France

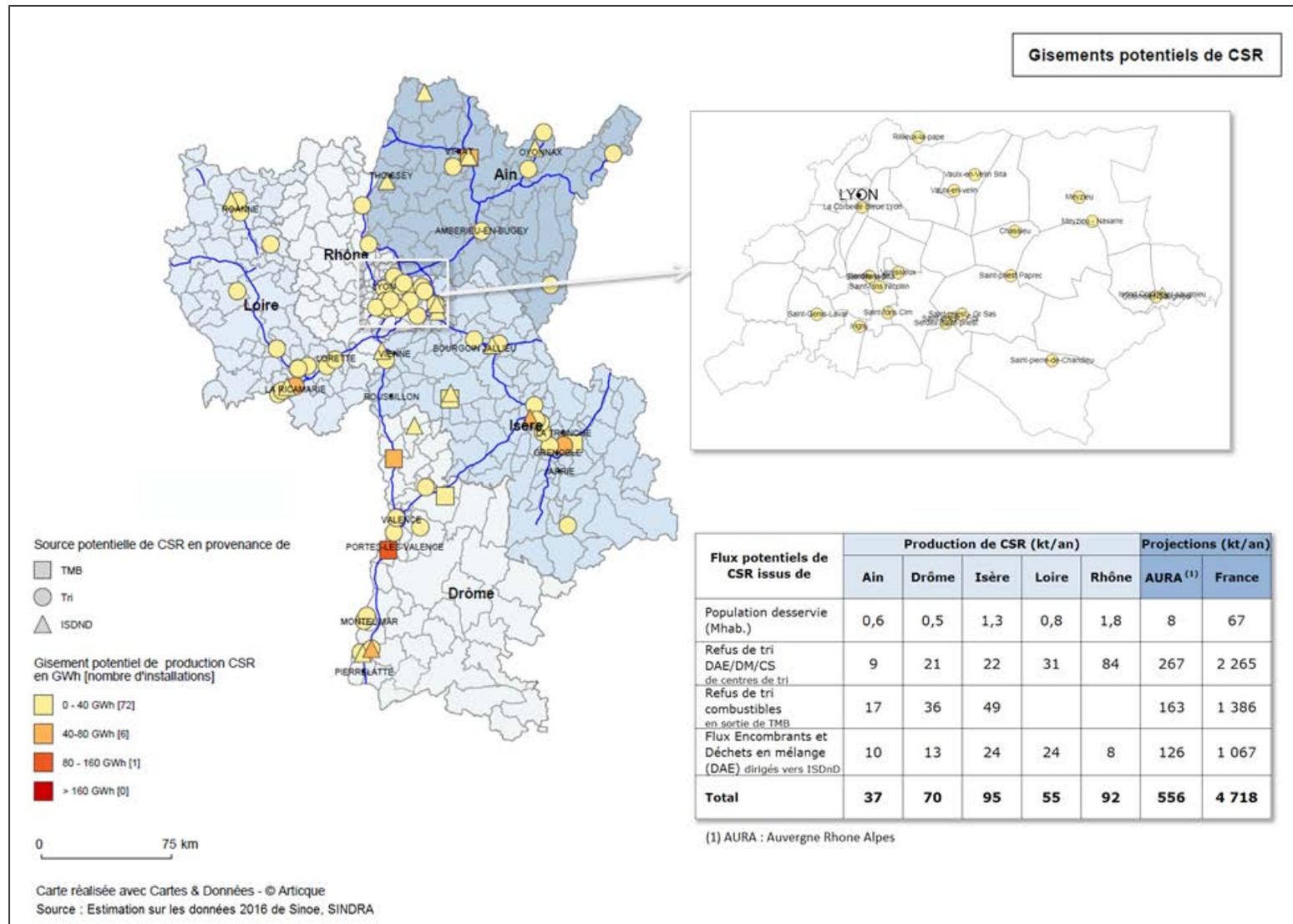
Flux potentiels de CSR issus de	Production de CSR (kt/an)					Projections (kt/an)	
	Ain	Drôme	Isère	Loire	Rhône	AURA ⁽¹⁾	France
Population desservie (Mhab.)	0,6	0,5	1,3	0,8	1,8	8	67
Refus de tri DAE/DM/CS de centres de tri	9	21	22	31	84	267	2 265
Refus de tri combustibles en sortie de TMB	17	36	49			163	1 386
Flux Encombrants et Déchets en mélange (DAE) dirigés vers ISDnD	10	13	24	24	8	126	1 067
Total	37	70	95	55	92	556	4 718

Les 79 installations identifiées sont positionnées par type d'installation et par tranche d'énergie (exprimée en CSR livrés) en entrée d'unité de combustion (**Carte 2**).

Bilan des gisements actuels et potentiels de CSR :

- Les installations de traitement sont présentes sur des zones de fortes activités industrielles, mais plus dispersées pour le département de l'Ain.
- Le maillage du territoire en centres de tri mécanique est important, notamment dans le département du Rhône,
- L'accès à ces installations est facilité par le réseau routier,
- Une majorité de gisements potentiels de CSR ont une énergie inférieure à 40 GWh,
 - en moyenne les centres dans lesquels les gisements de CSR sont disponibles ont une capacité de production d'énergie plus faible que les besoins des usagers potentiels.
 - On pourrait procéder à des regroupements pour produire les CSR.

NB : la cartographie ne présage pas du positionnement futur des producteurs de CSR mais montre que la ressource est disponible localement à proximité des réseaux de transport autoroutiers ou fluviaux



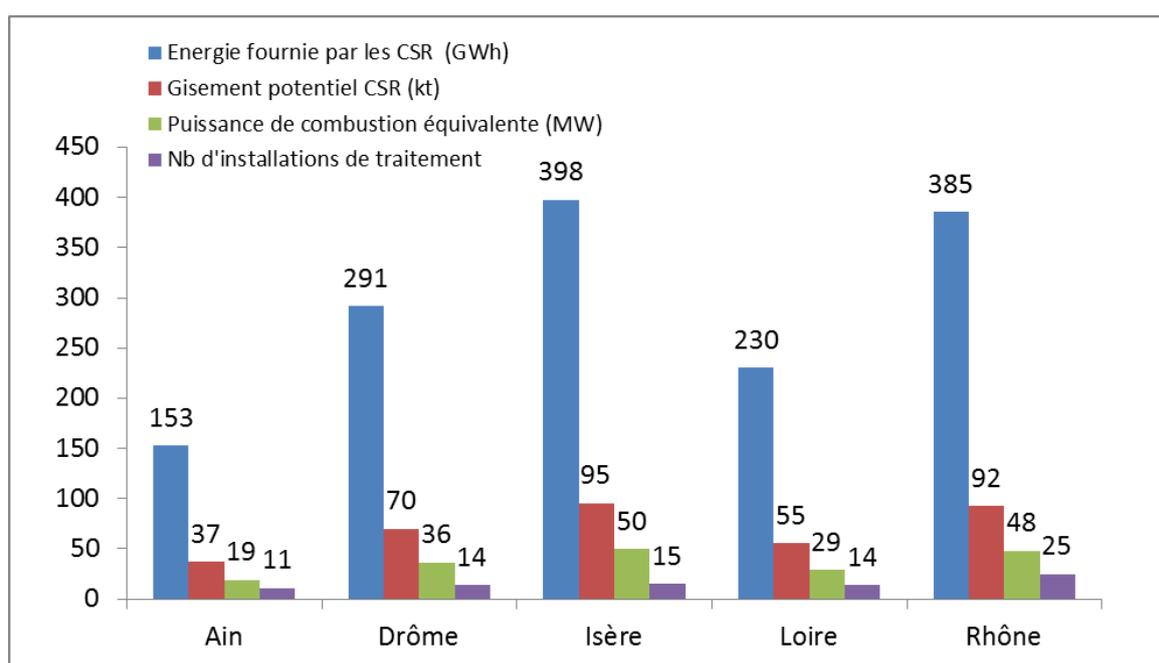
Carte 2 : Gisements potentiels de CSR

Potentiel annuel de production et utilisation de CSR

Suite à l'état des lieux des besoins et des ressources sur le périmètre concerné, comment relier les consommateurs locaux d'énergie thermique et les producteurs actuels/potentiels de CSR, en termes de disponibilité des ressources locales et d'équivalent énergétique livrable ?

La **Figure 35** illustre, pour chaque département, le potentiel de production de CSR annuel (t/an) et son équivalent énergétique (GWh/an) ainsi que le nombre d'installations par département.

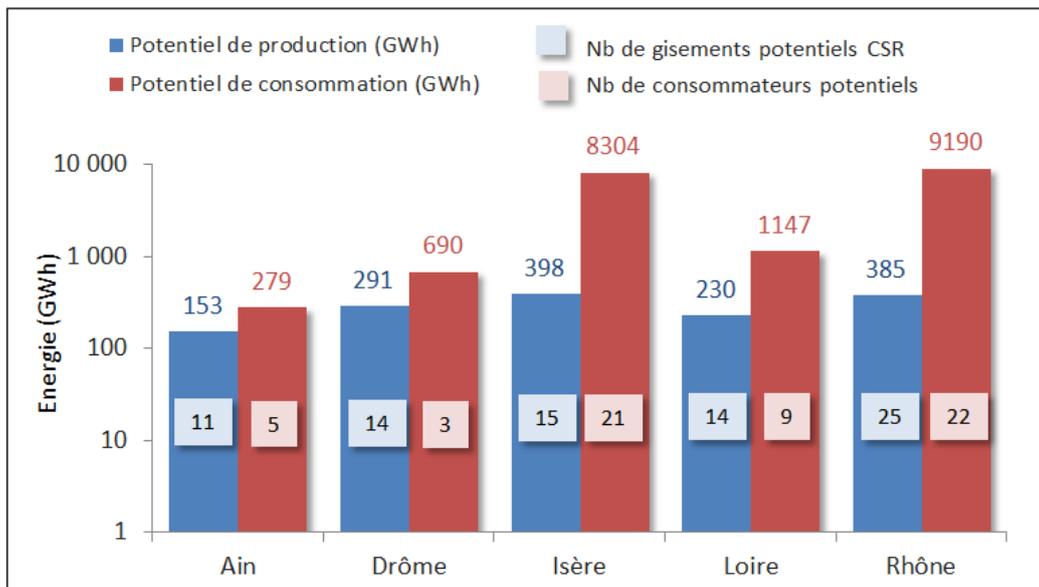
Figure 35 : Potentiel annuel de gisements CSR et énergie et puissance équivalentes livrées par département



Le gisement potentiel de CSR estimé pour les cinq départements est de 349 kt/an. Il peut fournir une énergie CSR équivalente de 1454 GWh/an, soit 0,125 Mtep. Cette énergie de substitution ne peut couvrir que 7 % des besoins en énergie thermique identifiés sur le territoire.

En effet, comme le souligne la Figure 36 l'énergie CSR ne couvre qu'une partie modeste de la demande en énergie thermique. Dans le Rhône et l'Isère, où le gisement potentiel en CSR est relativement important (plus de 90 kt/an), l'énergie potentiellement produite par les CSR est faible (moins de 5 % de couverture) compte-tenu de la forte demande d'énergie, liée à la présence de cimenteries ou autres industries. En revanche, dans les zones à plus faible activité économique, telles que l'Ain et la Drôme, la part des CSR peut satisfaire près de 40 à 50 % des besoins d'énergie thermique identifiés.

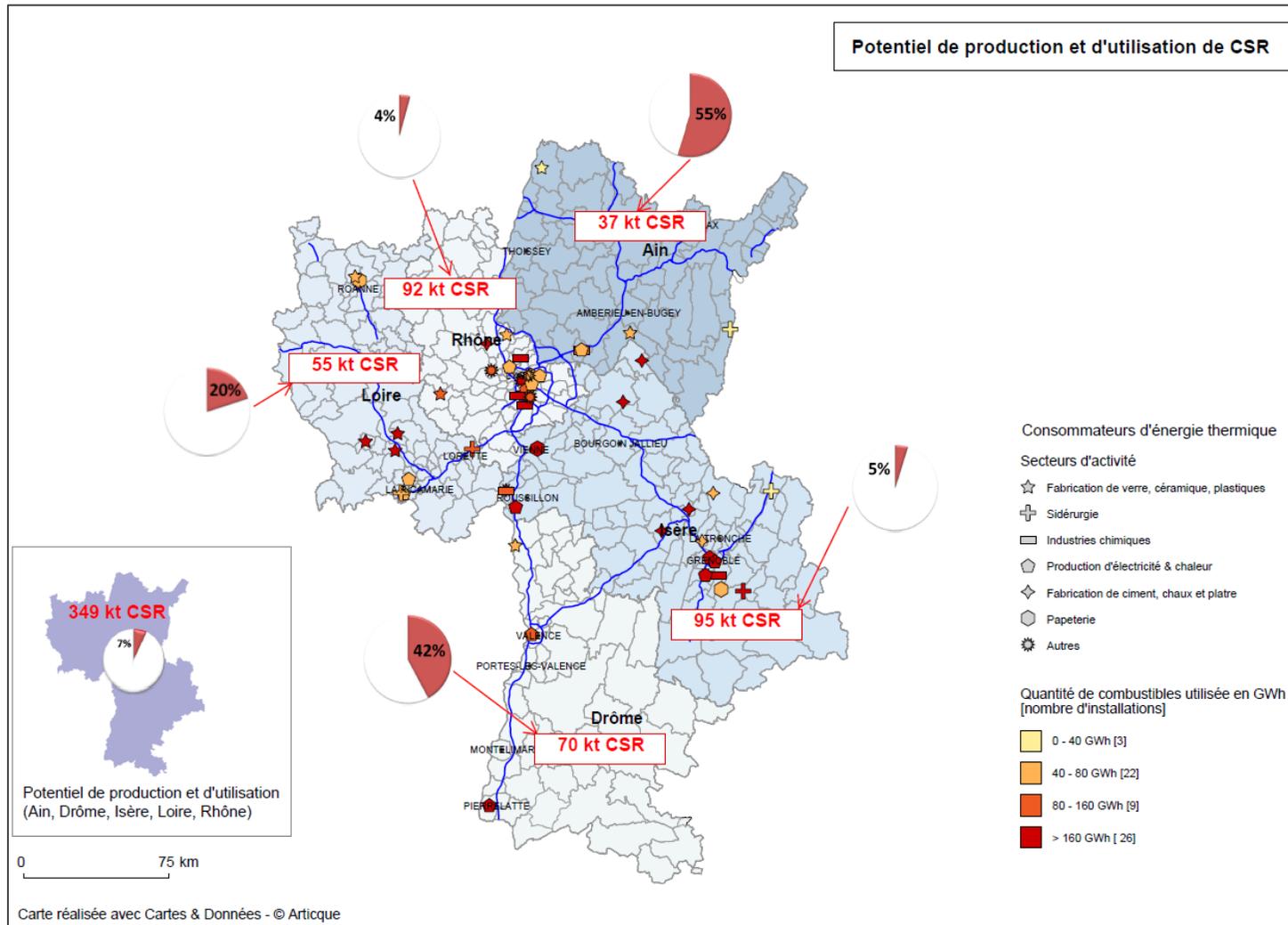
Figure 36 : Potentiel annuel de gisements CSR et potentiel de consommation par département



La **Carte 3** montre la part en énergie CSR par rapport à la demande de consommation en énergie thermique à l'échelle départementale et sur l'ensemble du territoire étudié.

Bilan du potentiel de production et utilisation de CSR :

- Les demandes de consommation énergétique existent sur le territoire, elles sont plus ou moins fortes selon les départements.
- Des gisements de CSR (sites de préparation) existent sur le territoire et sont proches des activités économiques.
- Le potentiel de production de CSR existe, mais ne couvrirait qu'une partie de la demande en énergie thermique si l'usage des CSR se développait.



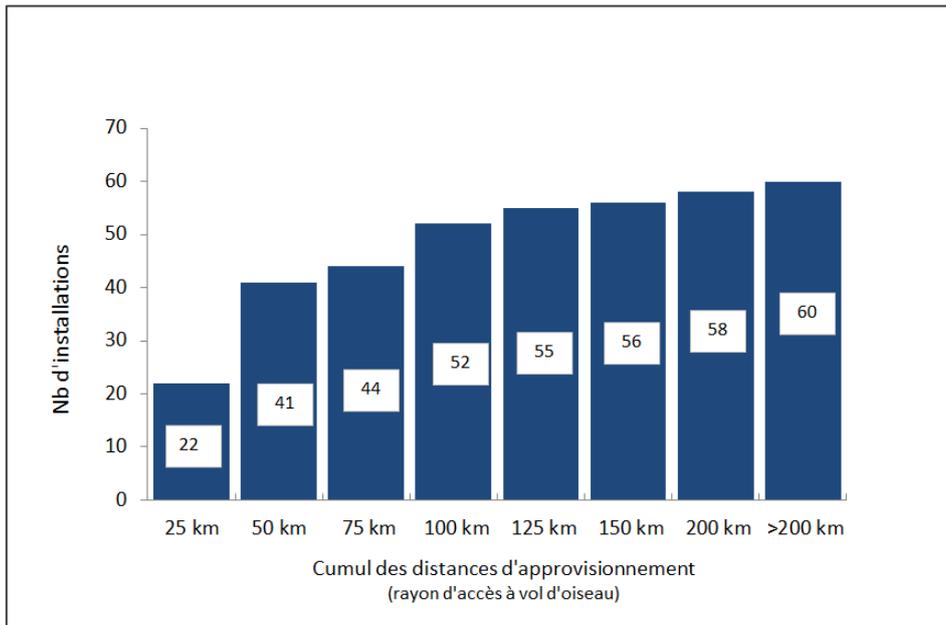
Carte 3 : Potentiel annuel de production et d'utilisation de CSR

Les distances d'approvisionnement en CSR

Les gisements potentiels de CSR existent sur le territoire, mais cette énergie de substitution ne couvrira pas la demande totale en énergie thermique du territoire étudié.

Quelle est la distance d'accès à la ressource CSR pour satisfaire la demande en énergie thermique de chaque utilisateur potentiel de CSR ?

Figure 37 : Distance d'approvisionnement des utilisateurs par tranche de consommation énergétique

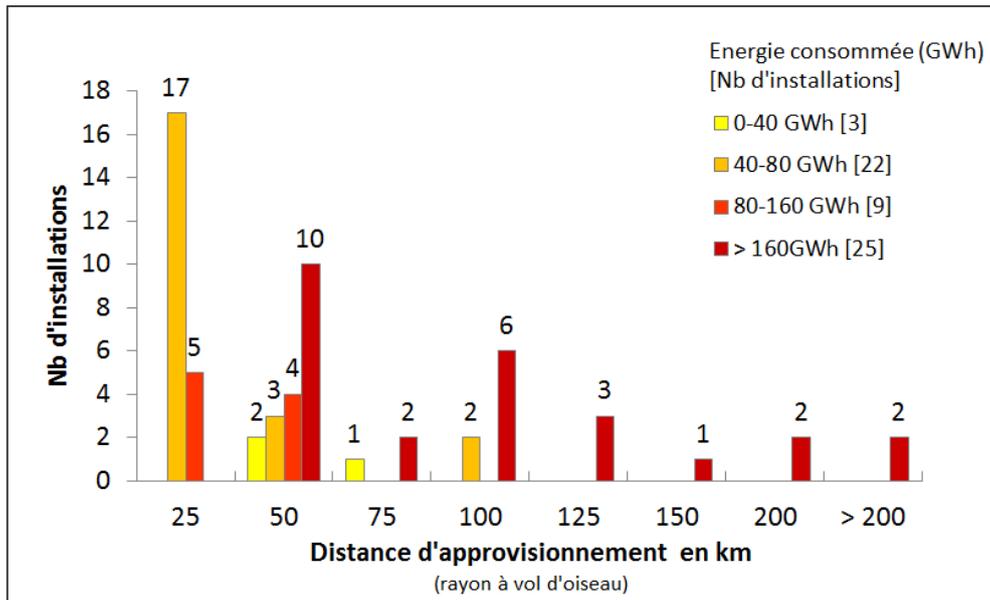


Sur la Figure 37, on observe que dès 25 km, 22 utilisateurs potentiels peuvent accéder à la ressource CSR, et dans un rayon autour de 100 km, 87 % des consommateurs identifiés (52 sur 60) accèdent aux gisements locaux répartis sur le territoire.

Sous un autre prisme, la Figure 38 décrit les différents types de consommateurs pouvant accéder aux gisements potentiels. Ainsi, sur les 22 consommateurs qui accèdent à la ressource CSR à moins de 25km, la consommation d'énergie thermique de ces utilisateurs est, en moyenne, autour 50 de GWh. Ce sont donc des installations de petite puissance de combustion (< 10 MW) qui peuvent s'alimenter facilement à proximité.

La distance d'approvisionnement sera d'autant plus importante que le besoin en énergie sera grand. Sur un rayon d'accès de 50 km, il est possible d'alimenter des chaufferies de puissance supérieure à 10 MW, voire 20 MW.

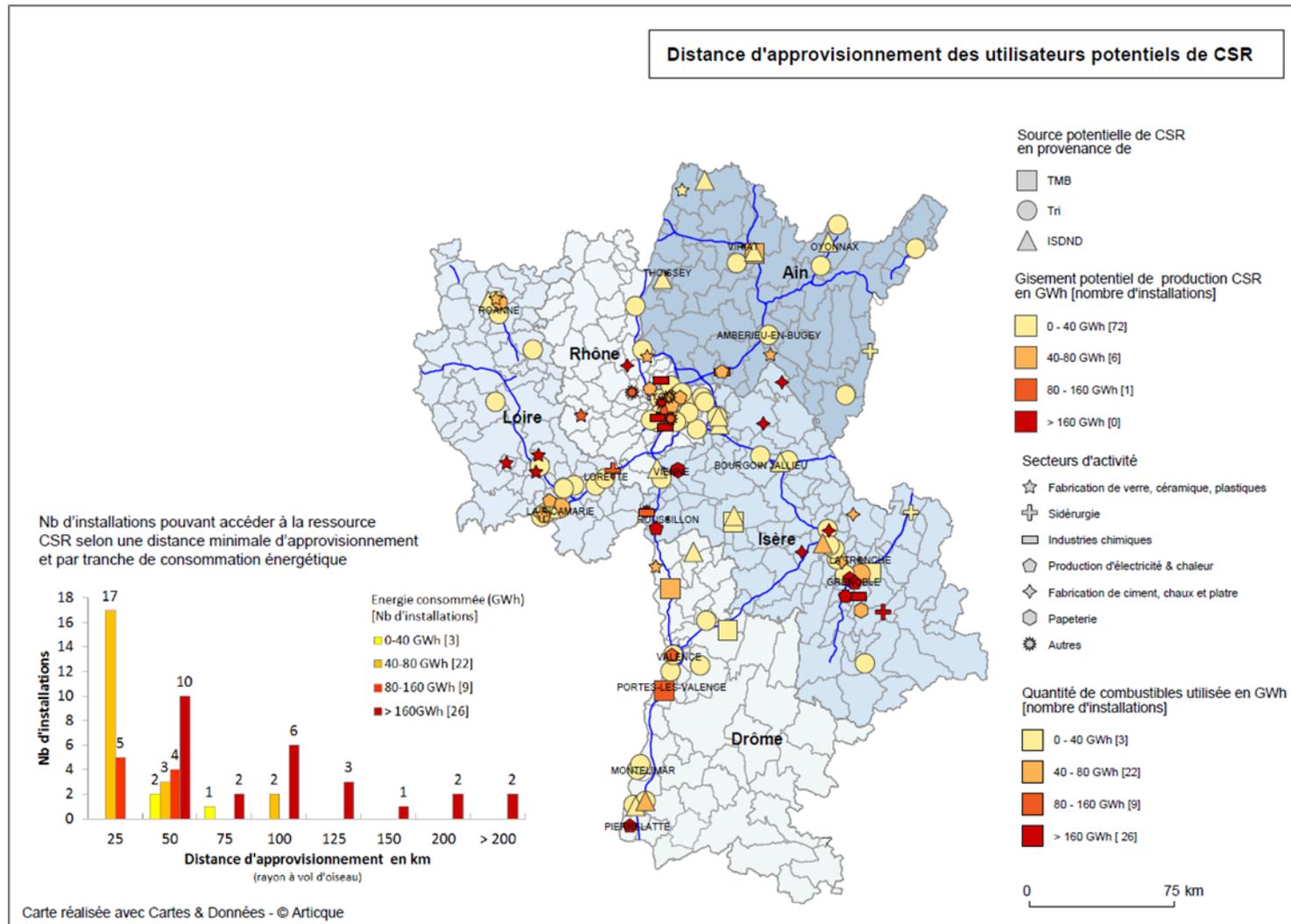
Figure 38 : Distance minimale d'approvisionnement des utilisateurs par tranche de consommation énergétique



La carte 4 représente tous les gisements et consommateurs potentiels de CSR identifiés sur les cinq départements, avec la distance minimale à parcourir pour pouvoir accéder à la ressource.

Bilan sur la distance d'approvisionnement en CSR :

- Sur un rayon de 100 km, 87 % des consommateurs identifiés (52 sur 60) peuvent accéder aux gisements locaux répartis sur le territoire.
- 22 installations de puissance de combustion (40-80 GWh) peuvent s'alimenter en CSR en moins de 100 km.



Carte 4 : Distance minimale d'approvisionnement en CSR des utilisateurs potentiels (classés par catégorie de consommation énergétique)

Conclusions

Les gisements actuels et potentiels de CSR ainsi que les consommateurs actuels et potentiels de CSR sur les 5 départements (l'Ain, la Drôme, l'Isère, la Loire et le Rhône) ont été ainsi identifiés, caractérisés et cartographiés.

Ce territoire qui compte déjà des acteurs de la filière CSR (les cimentiers alimentés par quelques sites de préparation de CSR) dispose de gisements potentiels de CSR sur l'ensemble de son périmètre, et qui sont localisés à proximité des zones d'activités économiques. Leur accès est d'autant plus facilité qu'ils sont proches des réseaux routiers.

Pour répondre à l'enjeu de la réduction des déchets stockés, nous avons identifié des consommateurs d'énergie thermique, autres que les cimentiers, qui pourraient s'alimenter facilement en CSR et sur des distances très courtes (moins de 50 km).

Il y a plus de consommateurs potentiels de CSR que de potentiel de production dans un rayon d'approvisionnement raisonnable, dont l'accès est facilité par les infrastructures autoroutières à proximité.

Il existe un gisement de CSR significatif dans certains cas, disponible localement. Les usages restent très limités.

11. INTERVIEWS DE PRODUCTEURS ET D'UTILISATEURS ACTUELS ET POTENTIELS DE CSR : APPROCHE TERRITORIALE

Afin d'éclairer les besoins des différents acteurs de la filière CSR, des interviews ont été menées par le cabinet de conseil INDDIGO sur le territoire regroupant les départements de l'Ain, de la Drôme, de l'Isère, de la Loire et du Rhône. Les retours d'informations de ces entretiens ont contribué à la construction des recommandations faites dans cette étude.

11.1. TYPLOGIE DES ACTEURS INTERVIEWES ET DEMARCHE

La sélection des acteurs interviewés comprend un panel parmi :

- les exploitants des centres de tri de collecte sélective, de déchets d'activité ou des TMB,
- les producteurs de CSR porteurs de projet CSR,
- les industriels, utilisateurs potentiels de CSR,
- les éco-organismes.

Des consommateurs potentiels de CSR ont été sélectionnés via la rubrique 2910 des Installations de Combustion dans les cinq départements ciblés.

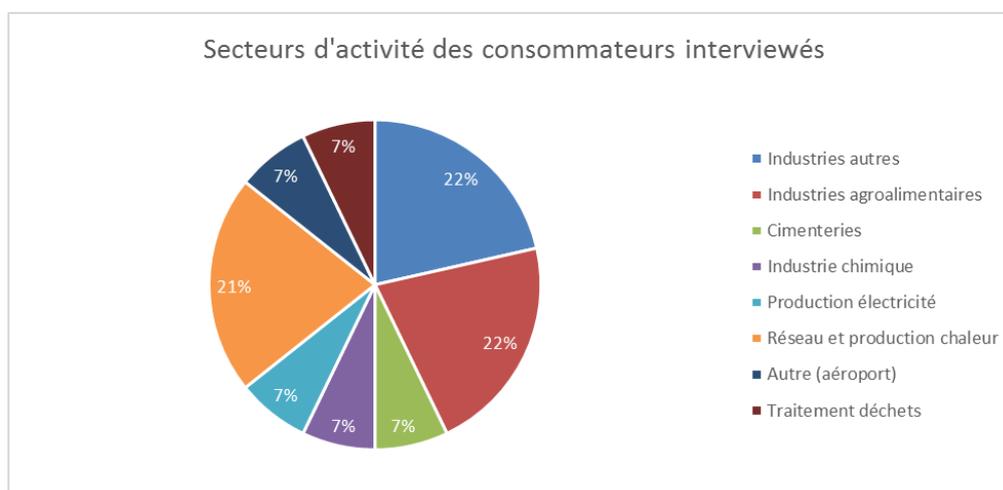
Les entreprises dont la puissance installée est > 10 MW ont été contactées. Certaines autres entreprises consommatrices de chaleur en dehors des départements mentionnés ci-dessus ont été ajoutées au panel pour étoffer les retours d'expérience.

Les secteurs d'activité visés sont variés : réseau de chaleur, industrie chimique, industrie agroalimentaire, textile, papier/carton, cimenterie, etc. (Figure 39).

D'autres acteurs de la filière ont également été interviewés, tels que les développeurs de technologies, les distributeurs d'énergie, les réseaux et les fédérations.

Au total, 26 acteurs ont été interviewés, dont 14 consommateurs actuels ou potentiels, ainsi que 12 producteurs (régionaux et nationaux) représentatifs de la production actuelle française.

Figure 39 : Secteurs d'activité des consommateurs interviewés



11.2. RESULTATS DES INTERVIEWS – ENQUETE TERRAIN

- **Le point de vue des consommateurs, utilisateurs actuels et potentiels :**

Sur 14 consommateurs interviewés 10 n'ont pas d'utilité ou de nécessité à l'heure actuelle d'une installation de combustion de CSR :

- bon nombre d'entre eux n'ont pas de projet de rénovation ou d'extension des moyens de production de chaleur sur site ;
- certains ont un projet en cours ou à l'étude de générateur gaz (prix du gaz faible)
- d'autres ont une étude d'un projet biomasse qui n'a pas abouti ;
- plusieurs pensent que la combustion CSR n'est pas adaptée à leur procédé : Séchage des pièces usinées ou silos de céréales, coup de chauffe rapide, utilisation de gaz fatal produit par le site.

Sur 14 consommateurs interviewés 4 n'avaient pas de connaissance particulière sur les CSR

Sur 14 consommateurs 4 trouvent aujourd'hui un intérêt dans le développement du CSR :

- les cimentiers
- les réseaux de chaleur urbain ou installations de traitement de déchets liées à un réseau
- un producteur d'électricité.

Les leviers cités au développement de la filière CSR :

- Diminution des émissions de GES grâce au carbone biogénique des CSR ;
- Maîtrise de l'approvisionnement énergétique : indépendance par rapport aux combustibles fossiles et l'instabilité de leur prix ;
- Les CSR produit localement dynamisent le territoire et pérennisent les installations industrielles ;
- Des objectifs réglementaires de réduction des tonnages stockés.

Les freins cités par les consommateurs potentiels :

Frein environnemental : dégradation des émissions par rapport à un générateur gaz et mise en place d'un traitement des fumées complexe ;

Frein emprise foncière : nécessité d'une surface disponible pour le stockage, système de combustion-récupération, traitement des fumées et circulation (combustible, sous-produits, réactifs) ;

Frein technologique : complexité de réglage des outils de combustion au combustible et à l'exploitation. L'exploitation d'une installation CSR nécessite une présence humaine permanente et le contrôle en continu de certaines émissions atmosphériques est exigeant (arrêt de l'installation si dépassement VLE > 4h) ;

Frein réglementaire : niveaux acoustiques, présence de riverains ;

La pérennité de l'approvisionnement du fait de la concurrence avec d'autres modes de traitement des déchets – stockage a aussi été mentionnée.

Les actions à développer, selon les personnes interviewées :

- hausse de la TGAP sur le stockage des déchets (gros concurrent actuel) ;
- favoriser la cogénération à partir des CSR (limitée et peu soutenue dans le mécanisme actuel) ;
- favoriser le développement du gaz de synthèse (verdissement du gaz, meilleure acceptabilité supposée que la combustion assimilée à un incinérateur) ;
- production de froid à partir de la chaleur (optimisation de l'utilisation en été)
- inscription dans le plan régional de gestion des déchets pour une meilleure acceptabilité sociale.

• Du côté des producteurs :

Le point de vue des entreprises régionales de recyclage sur la situation actuelle

Des entreprises sont bloquées dans leurs développements (nouveaux projets de préparation ou augmentation des volumes préparés) par :

- d'un côté un accès à la décharge encore trop facile et économiquement trop concurrentiel et l'avantage écologique du CSR qui reste insuffisamment reconnu pour que les producteurs orientent leurs déchets vers cette filière ;
- de l'autre un marché saturé du fait :
 - o d'une offre de CSR plus abondante ;
 - o d'exigences accrues des filières de recyclage du bois B qui ont transféré une partie du flux vers les cimenteries où il a pris la place des CSR ;
 - o de capacités cimenteries encore limitées malgré la réalisation d'investissements ;
 - o de cimenteries plus exigeants compte tenu de l'offre abondante.

Et sur les actions à mettre en œuvre, il conviendrait de :

- réduire l'accès à la décharge à l'instar de ce qui existe chez les pays voisins (Allemagne, Angleterre...) : TGAP réellement dissuasive ou critères stricts à l'entrée de chaque décharge ;
- développer des chaufferies bois B pour laisser de la place aux CSR en cimenteries
- faciliter la cogénération ;
- explorer la gazéification ;
- mettre en relation les consommateurs de chaleur et les producteurs (dont le métier actuel n'est pas la fourniture d'énergie) ;
- faire des retours d'expériences sur les récentes opérations qui ont reçu des fonds publics ;
- ne pas oublier le développement du recyclage et définir où placer le curseur entre recyclage et production de CSR ;
- bien prendre en compte la question du stockage de CSR dans les modèles économiques (intermittence de la consommation).

Le point de vue des « Majors » du déchet sur la situation actuelle

- la rubrique 2971 oriente les projets vers des consommateurs industriels d'au moins 25 MW qui sont par ailleurs très regardants sur le prix de l'énergie (environ 25 €/MWh) car soumis à une concurrence internationale ;

- le prix de l'énergie et de la taxe carbone sont actuellement peu incitatifs ;
- chaque cas s'inscrit dans un contexte particulier : il est rare de mettre en adéquation les ressources, les débouchés de chaleur et l'équilibre économique.

Et sur les actions à mettre en place :

- faciliter l'usage en cogénération et permettre la production d'électricité seule en unité importante (>20 MW) ;
- maintenir la possibilité de délocalisation des CSR (ce sont des déchets régis par les plans régionaux) ;
- développer un mécanisme d'aides à la hauteur des enjeux (investissement et prime à la production) ;
- nécessité d'avoir une meilleure lisibilité des mécanismes d'aide actuels :
 - o les priorités sur les intrants ont changé entre les 2 appels à projet CSR de l'ADEME ;
 - o les montants engagés ne permettent pas de financer tous les projets et la reconduction de budget reste incertaine.

Délocalisation des CSR : les CSR actuellement produits sur une région alimentent des installations d'autres régions. Les « Plans régionaux déchets » ne peuvent pas interdire ces mouvements mais à l'inverse, pour inscrire une installation de valorisation de CSR dans le Plan, il faudrait justifier son dimensionnement au regard d'une production de CSR régionale ou interrégionale, avec **expression du besoin par les régions d'origine**.

12. ANALYSE ECONOMIQUE FILIERE CSR

Les données relatives à la structure économique de la filière CSR et de l'élimination des déchets sont ici présentées. Elles sont majoritairement issues de la littérature.

12.1. COÛTS D'ELIMINATION DES DECHETS

Les coûts d'enfouissement et d'incinération des déchets ont deux constituantes : le coût du service d'élimination à proprement parler auquel vient s'ajouter la fiscalité.

Enfouissement

Figure 40 : Données bibliographiques relatives aux coûts de mise en décharge des déchets

Opération	Coût
Coût de mise en décharge	Environ 90 €/t
	84 €/t en moyenne (hétérogénéité en temps et en lieu)
	79 €/t en 2012 pour des déchets non dangereux selon ADEME
	85 €/t en 2015 (valeur médiane 2012 = 81 €/t (avec une dispersion entre 72 et 95 €/t pour 50% des collectivités) avec ajout de 4 €/t du fait de la hausse de TGAP entre 2012 et 2015 (hypothèse bioréacteur : TGAP passant de 10 €/t à 14 €/t)
	80 €/t en moyenne en 2014
	60 à 80 €/t hors TGAP

Sources : Club PyroGaz, ADEME^{82 83}, FNADE & SN2E⁸⁴

Les données recueillies sont homogènes en terme de variabilité et cohérentes quant à l'augmentation progressive des coûts d'enfouissement. En s'appuyant sur les chiffres les plus récents, **un coût moyen d'enfouissement de 80 à 90 €/t TGAP incluse est retenu** pour l'étude.

L'évolution des taux de TGAP relatifs à l'enfouissement est à ce jour dictée par la loi de finance rectificative de 2016 (cf. annexe 1). Ils devraient toutefois évoluer compte-tenu du programme gouvernemental (Assises des déchets 2017 – feuille de route gouvernementale pour l'économie circulaire selon laquelle la fiscalité augmenteraient très fortement).

82 Etude réalisée par la FNADE et la SN2E pour l'ADEME « Elaboration d'un modèle économique global de production de CSR », Juin 2015

83 Etude réalisée par BIO Intelligence Service et Inddigo pour l'ADEME « Etat de l'art de la production et de l'utilisation de CSR » - Août 2012

84 Article FNADE et SN2E « COMBUSTIBLES SOLIDES DE RECUPERATION UNE FILIERE A DEVELOPPER EN France » - Octobre 2014

Incinération

Figure 41 : Données bibliographiques relatives aux coûts d'incinération des déchets

Opération	Coût
Coût d'incinération	105 €/t en 2015 (valeur médiane 2012 = 104 €/t (avec une dispersion entre 86 et 115 €/t pour 50% des collectivités) avec ajout de 1 €/t du fait de la hausse de TGAP entre 2012 et 2015 (hypothèse de deux critères d'abattement de TGAP : TGAP passant de 3.2 €/t à 4.11 €/t)
	94 €/t en moyenne en 2010 selon ADEME
	80 à 110 €/t hors TGAP
	82.5 €/t HT en moyenne en 2009 pour les collectivités clientes (*) tous flux de déchets municipaux confondus (hors DASRI) sachant que l'incinération des boues de STEP se fait à des prix sensiblement inférieurs à ceux des autres déchets (60 €/t TTC en moyenne) contre 87 à 91 €/t TTC pour les autres types de déchets
	89 €/t HT en moyenne en 2009 pour les collectivités adhérentes (**) sachant que les prix varient peu selon le type de déchets incinérés sauf pour les boues de STEP (42 €/t HT)

(*) Collectivités à compétence traitement qui envoient des déchets en incinération mais ne sont pas maîtres d'ouvrage d'un incinérateur

(**) Collectivités à compétence collecte seule dont les déchets sont incinérés par le syndicat de traitement auquel elles adhèrent

Source : ADEME⁸⁵

Les coûts d'incinération varient globalement entre 80 et 115 €/t. Etant donné qu'il est difficile de les borner dans un domaine restreint au vu de la dispersion des données, **un coût d'incinération d'environ 105 €/t TGAP incluse est pris comme référence.**

Les taux de TGAP relatifs à l'incinération sont à ce jour dictés par la loi de finance rectificative de 2016 (cf. Annexe 1). Tout comme ceux relatifs à l'enfouissement, ils devraient évoluer compte-tenu du programme gouvernemental (Assises des déchets 2017 – feuille de route gouvernementale pour l'économie circulaire selon laquelle un tarif spécifique sera conservé pour l'incinération qui présente une performance énergétique élevée).

12.2. RECETTES RELATIVES A LA PREPARATION ET A LA VALORISATION DES CSR

Les informations disponibles dans la littérature relatives aux revenus portant sur la préparation des CSR (flux financiers liés à la prise en charge des déchets, à la préparation et à la vente de CSR), les prix de la chaleur et les tarifs de rachat de l'électricité produits par la valorisation énergétique des CSR sont ici présentés.

⁸⁵ Étude IN NUMERI pour l'ADEME « Enquête sur les prix de l'incinération des déchets municipaux » - Novembre 2011

CSR : une fiscalité incitative⁸⁶

La loi précise (article 52) que les installations de production de chaleur ou d'électricité à partir de déchets non dangereux préparés sous forme de CSR (rubrique ICPE 2971) sont exemptées de TGAP.

Sont concernés par la Contribution Climat Energie (CCE - installations < 20MW) les combustibles soumis à la TICPE. La liste des combustibles soumis se trouve à l'article 265, tableaux B et C du code des douanes. Les CSR ne sont pas inclus dans la liste.

Les CSR étant considérés comme des déchets, la TVA à 5,5 % sur la fourniture de chaleur distribuée par réseau s'applique.

Les unités de valorisation de CSR de plus de 20 MW (classées en tant que co-incinérateurs selon la rubrique 2971) sont soumises aux quotas de CO₂.

Prise en charge des déchets

La prise en charge des déchets représente la principale source de revenus des installations de préparation de CSR.

Figure 42 : Données bibliographiques relatives aux coûts de prise en charge des déchets

Opération	Coût
Revenu préparateur	Environ 45 €/t (50 % du coût de mise en décharge)
	De 20 à 120 €/t pour les refus de TM sur DIB selon le type de déchet et le PCI ⁸⁷
	De 21 à 120 €/t en fonction du type de déchets depuis TM et notamment leur teneur énergétique pour la prise en charge de DIB

Sources : ADEME⁸⁸

Un facteur de 1 à 6 existe concernant les revenus des préparateurs de CSR pour la prise en charge des déchets du fait de leur qualité variable. Il n'est donc pas possible de comprimer la fourchette de 20 à 120 €/t sans faire d'hypothèse sur les caractéristiques du déchet à moins d'opter pour l'alternative qui consisterait à prendre la valeur générique de 45 €/t comme base pour évaluer la rentabilité de la filière.

⁸⁶ Présentation ADEME « Contexte, enjeux et opportunités de la filière CSR en France », 2017

⁸⁷ Les prix perçus par le préparateur de CSR pour la prise en charge de DIB sont très variables et fonction du type de déchet entrant et de leur pouvoir calorifique.

⁸⁸ Etude réalisée par FEDEREC et COMPTE-R pour l'ADEME « CSR : Caractérisation et évaluation de leurs performances en combustion » – Décembre 2015

Prix de vente des CSR

Les prix de vente des CSR indiqués dans la Figure 43 sont très variables selon leur qualité et correspondent à :

- des recettes pour le préparateur de CSR si les prix sont de signe positif (correspondant à des coûts pour l'industriel qui les valorise).
- A l'inverse, les prix de signe négatif représentent un coût pour le préparateur (la redevance de cession des CSR), ce qui correspond à une recette pour le valorisateur de CSR.

Figure 43 : Données bibliographiques relatives aux prix de vente des CSR

Opération	Coût
Prix de vente des CSR (*)	De -5 à +25 €/t si qualité cimentière (PCI considéré de 18 GJ/t)
	20 €/t livré pour des résidus de criblage après compostage (granulométrie 20-80 mm, PCI : 16 GJ/t) - prix plus élevé que ceux fournis par la littérature lesquels vont de -22 à 0 €/t
	-35 à -40 €/t pour CSR brut-broyé-sec (fluff) sans métaux, sans verre (granulométrie 50-60 mm (2D), densité 0,12 à 0,15, PCI 16 à 18 GJ/t)
	20 à 25 €/t pour CSR brut densifié (pellets 6 à 10 mm, densité 380 à 550 kg/m ³ , PCI 18-19 GJ/t)
	-50 €/t pour pellets de boues séchées à 10-15 % d'humidité (granulométrie < 80 mm, densité 0,5 à 0,7, PCI 16 GJ/t)
	10 €/t livré pour de la « plaquette urbaine » ou résidu de criblage après compostage sans matière plastique (humidité 25 %, densité 0,2-0,3, PCI 14-15 GJ/t)
	-20 à -30 €/t selon une étude réalisée pour la Fnade
	De 0 à 15 €/t pour des refus de TM selon PCI et contenu en éléments perturbateurs (chlore, cendres, métaux, humidité, ...) et jusqu'à -30€/t si non substitution à de l'énergie fossile
	De -30 à -80 €/t pour des refus de TMB (OM)
	De -10 à -30 €/t pour des CSR de PCI moyen à 0€/t si PCI haut

(*) Le coût fixé pour maintenir un coût acceptable d'accueil des déchets utilisés pour la production de CSR se situe autour de 30 €/t entrée d'unité de production d'énergie soit un coût supporté par le producteur de CSR de 40 €/t en ajoutant 10 €/t de transport dans un rayon de 50 km (taux de retour sur investissement visé de 6,5 à 7 %)

Sources : Club PyroGaz, Actu-environnement⁸⁹, ADEME

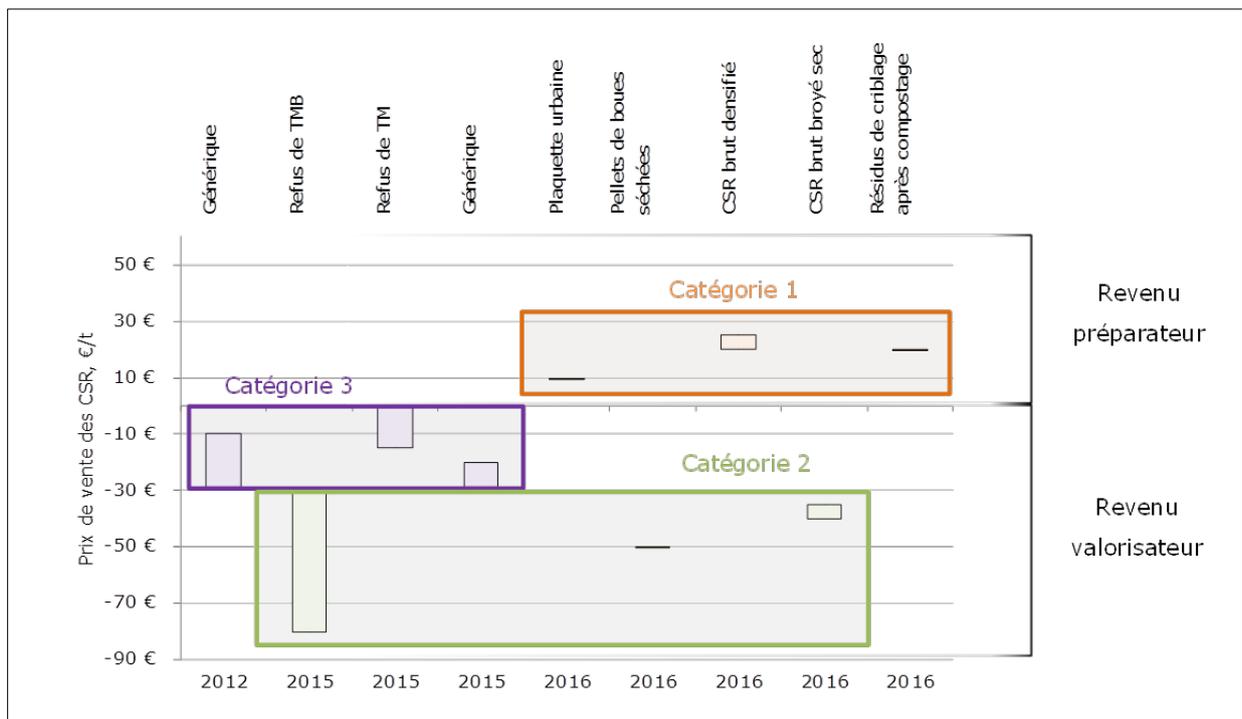
La représentation graphique des données présentées dans la figure ci-dessus (hors CSR pour cimenterie) met en évidence la disparité des prix de vente des CSR étant donnée leur nature très variée. Les données recueillies montrent que les CSR se répartissent en 3 catégories :

- o Une première catégorie de CSR dont le prix est positif (résidus de criblage, CSR brut densifié et plaquettes urbaines),
- o Une seconde catégorie de CSR dont le prix est inférieur à -30 €/t (CSR brut broyé, pellets de boues de STEP et refus de TMB),
- o Une troisième catégorie de CSR dont le prix varie de 0 à -30 €/t, laquelle est constituée des refus de TM.

⁸⁹ Actu-Environnement « CSR : les professionnels des déchets ont le pied sur l'accélérateur » – Décembre 2015

Considérer un prix générique de CSR de 0 à -30 €/t est donc légitimé en l'absence d'information sur ses qualités. Ce prix est à confronter au prix de la biomasse (34 €/t en 2014 pour du bois d'industrie bord de route, lequel pourrait se voir multiplié par plus de 2 selon la disponibilité de la ressource) et des hydrocarbures auxquels les CSR peuvent se substituer sauf contrainte technologique. En ce qui concerne la concurrence à l'énergie fossile, la rivalité se limite pour ainsi dire au gaz dont les prix (hors abonnement) varient en 2016 entre 31 et 46 €/MWh hors TVA (soit 37 à 55 €/MWh TVA de 20 % incluse) d'après la base de données Pégase du Commissariat Général au Développement Durable, vu qu'il y a peu, voire pas, de brûlage industriel de fioul lourd en France. A titre de comparaison, le prix de vente générique des CSR va de -5 à -9 €/MWh pour une fourchette de PCI de 12 à 22 GJ/t.

Figure 44 : Evolution des prix de vente des CSR



Note : le prix des pneus n'a pas été considéré ici car ceux-ci sont particuliers dans le sens où ce sont des CSR qui répondent à un cahier des charges spécifique dont l'usage est amplement répandu. La constance de leur qualité et leur haut PCI en font de bonnes charges cimentières. Les cimentiers les paient de 5 à 10 €/t (voire 0 €/t quand le prix des énergies fossiles est bas).

Prix de vente de l'énergie

- Recette valorisateur liée à la vente d'électricité

Depuis la mise en place du dispositif de complément de rémunération, introduit au code de l'énergie par la LTECV et hors appel d'offre, l'électricité produite à partir de CSR est à ce jour (projet d'arrêté) vendue au prix du marché⁹⁰, soit de l'ordre **de 35 à 38 €/MWh** hors taxe pour les nouvelles lignes de valorisation énergétique (contre un prix de 55 à 58 €/MWh à l'époque des tarifs d'achat). Leur contenu biogénique étant variable compte-tenu de leur nature, il n'y a pas de règle qui définisse un taux « d'électricité CSR renouvelable », même s'ils présentent un contenu énergétique en biomasse généralement non négligeable⁹¹, en moyenne de 20 à 30 %, mais pouvant aller jusqu'à 100 %. A l'inverse, l'homogénéité des déchets traités en UIOM permet de considérer une part de l'énergie renouvelable, proposée au niveau européen, de 50 %. Il en ressort :

- o qu'une clarification de l'énergie produite à partir de la fraction CSR considérée comme renouvelable est importante d'un point de vue économique,
- o que la vente de l'électricité au prix du marché, telle qu'aujourd'hui décidée, porte préjudice à l'équilibre économique des projets de valorisation énergétique de CSR par cogénération.

Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par traitement thermique de déchets ménagers ou assimilés.

Rémunérations perçues par une installation de 10 MW dans les conditions du projet d'arrêté et de l'arrêté de 2001, avec les hypothèses suivantes :

- la production se répartit à parts égales entre été et hiver,
- l'efficacité énergétique de l'installation est supérieure à 60 %,
- la prime fixe correspond à la prime fixe moyenne par kW payée aux installations du parc sous obligation d'achat constatée par la CRE dans son analyse des charges de service public, soit 55 €/kW.

Le tarif de référence prévu par le projet d'arrêté garantit une rémunération équivalente au tarif de l'arrêté de 2011 dès lors que l'installation fonctionne plus de 7000 heures par an.

Note : le volet relatif à l'offre d'énergie de la programmation pluriannuelle de l'énergie (2016) mentionne que :

- o Le prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « part biodégradable des déchets ménagers » est estimé à 56 €/MWh pour 2016 soit un coût d'achat moyen très faible qui fait de cette filière la plus compétitive à ce jour parmi les filières EnR,
- o Le prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « bois énergie » est estimé à 149 €/MWh pour 2016. Ce prix d'achat élevé s'explique par la nécessité de couvrir les coûts d'exploitation du site, à savoir principalement l'achat du combustible, qui représente environ 15 à 25 €/MWh PCI, et le personnel.

⁹⁰ 8ème édition du Baromètre Observ'ER des énergies renouvelables électriques en France – 2017

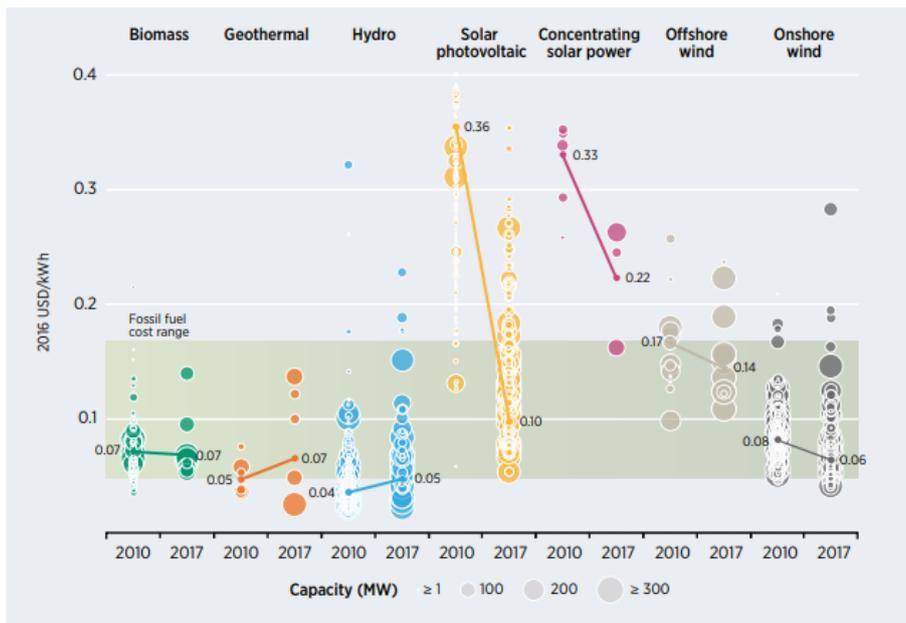
⁹¹ Etude réalisée pour le compte de l'ADEME « Méthodes et protocoles pour caractériser les combustibles issus de déchets : mesure de la fraction renouvelable, vérification que les composants ne sont pas valorisables sous forme de matière » - Juin 2016

Il convient d'ajouter que donner de la visibilité sur les dispositifs de soutien est indispensable pour promouvoir la filière, tout comme sur l'évolution des prix d'achat d'électricité pour la cogénération. Il est de plus ressorti des interviews des consommateurs de CSR que la cogénération « limitée et peu soutenue » devrait être facilitée. Rappelons qu'elle n'est pas éligible à l'appel à projets ADEME Energie CSR dont le périmètre est 100 % chaleur. Or, cette seule production de chaleur peut s'avérer difficilement valorisable en été et peut constituer une situation à risques dès lors qu'elle implique l'engagement long terme d'un acheteur unique (particulièrement lorsqu'elle est destinée à l'industrie). Il a de plus été mentionné le fait que le contexte actuel (prix du traitement des déchets, production privilégiée de chaleur, aides et prix moyen de l'énergie) oriente les projets vers des installations de plus de 25 MW pour lesquelles les débouchés sont rares. Signalons enfin qu'ont été relevés :

- o Le stockage thermique inter-saisonnier et la production d'eau chaude sanitaire ou de froid à partir de la chaleur pour assurer des recettes tout au long de l'année, le stockage des CSR étant possiblement délicat de par leur nature.
- o La mise en relation consommateurs / producteurs de chaleur (dont le métier actuel n'est pas la fourniture d'énergie).
- o L'attente d'appels à projets expérimentaux type appel d'offres CRE sur le modèle de ce qui existe en biomasse pour la cogénération CSR.

A contrario, les solutions de cogénération apparaissent peu crédibles aux yeux de certains acteurs interviewés, intervenant en milieu hyper urbanisé, du fait de l'arrivée massive de l'électricité photovoltaïque et éolienne meilleur marché.

Figure 45 : Evolution 2010 – 2017 du LCOE⁹² (technologies de génération d'électricité renouvelable à l'échelle industrielle)



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Note: The diameter of the circle represents the size of the project, with its centre the value for the cost of each project on the Y axis. The thick lines are the global weighted average LCOE value for plants commissioned in each year. Real weighted average cost of capital is 7.5% for OECD countries and China and 10% for the rest of the world. The band represents the fossil fuel-fired power generation cost range.

- Recette valorisateur liée à la vente de chaleur

Figure 46 : Données bibliographiques relatives aux coûts de la chaleur fossile

Opération	Coût
Prix de la chaleur fossile (gaz naturel)	30 €/MWh HT pour les industriels (référence 2015) et 40 €/MWh HT pour les réseaux de chauffage (RC) urbains (référence 2015)
Coût de production d'énergie thermique à partir d'une chaudière gaz	Environ 30 €/MWh 20 € HT/MWh
Prix de vente de la chaleur	24 € HT/MWh

Les prix de vente de la chaleur retenus sont :

- 30 €/MWh hors taxe pour les industriels, prix confirmé par certains acteurs interviewés et un peu élevé pour d'autres qui le situent actuellement vers 25 €/MWh.
- 25 €/MWh hors taxe pour les réseaux de chauffage urbains ; la profession confirme par ailleurs un prix de vente moyen de 20-25 €/MWh avec un prix pouvant aller jusqu'à 40 €/MWh (cas spécifiques).

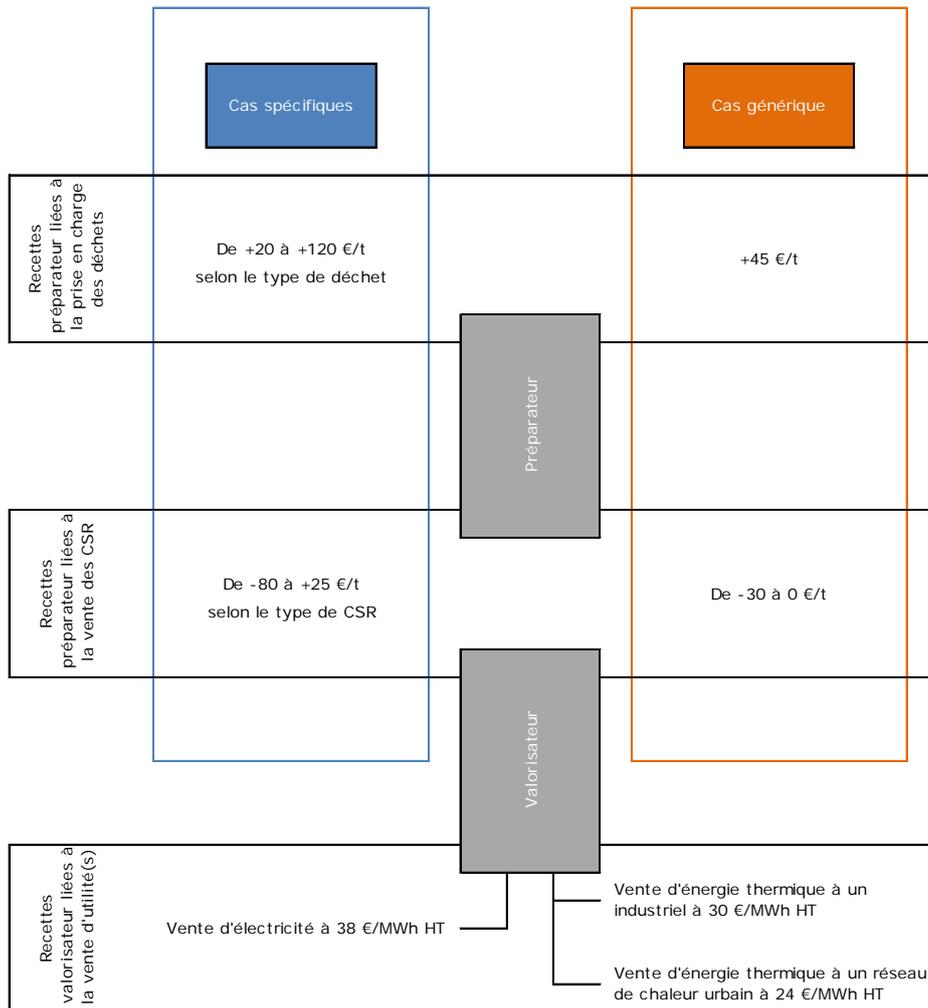
Sources : ADEME, FNADE & SN2E, AMORCE⁹³

⁹² Rapport du World Energy Council « World Energy Resources - Waste to Energy 2016 » - 2016

⁹³ Groupe d'échanges Valorisation énergétique – Décembre 2016

12.3. SYNOPTIQUE DES RECETTES DE LA FILIERE CSR

Figure 47 : Synoptique des coûts de la filière CSR



12.4. COÛTS D'INVESTISSEMENT EN PREPARATION DES CSR

Compte-tenu de l'hétérogénéité des CSR (provenance, composition ...), il n'y a pas de règle évidente qui puisse être retenue quant aux coûts d'investissement dans leur préparation.

12.5. COÛTS D'INVESTISSEMENT EN VALORISATION DES CSR

Les données relatives aux coûts d'investissement (ci-après désignés par CAPEX) en valorisation de CSR sont peu nombreuses. En conséquence, elles ont été confrontées à des coûts d'investissement biomasse davantage discutés dans la littérature.

Ces CAPEX sont des coûts globaux d'investissement (capacité installée) et englobent l'ensemble des dépenses dont l'ingénierie, le(s) bâtiment(s), la mise en service, etc.. Ils ont été actualisés en utilisant l'indice *IHS-CERA Downstream Capital Costs Index* (DCCI).

Coûts d'investissements en combustion

• Cas CSR

Les données publiques relatives aux coûts d'investissement dans des chaudières CSR en France sont présentées dans la Figure 48. Elles sont issues de l'étude « Elaboration d'un modèle économique global de production de CSR »⁹⁴ et de données sur 2 des 3 projets lauréats de l'appel à projets ADEME « Énergie CSR 2016 » ; appel à projets pour lequel l'installation de préparation de CSR déchets n'est pas éligible même si elle se trouve sur le même site que l'unité de valorisation :

- **BioSynErgy Breizh à Carhaix** (Bretagne) porté par Suez Grand Ouest.
- **Blue Paper à Strasbourg** (Grand Est). Il ressort des entretiens qu'il s'agit d'une installation de 22 MW consommant 42 kt/an soit 5 à 6 t/h de CSR. Plus de 88 % (massique) de ces CSR sont des refus de pulpeurs, CSR particuliers qui ne nécessitent pas de préparation supplémentaire, auxquels viennent s'ajouter des refus de centre(s) de tri.

A ces données s'ajoutent celles relatives :

- **Chaudière CSR de Changé** inaugurée le 5 octobre 2017 par SÉCHÉ Éco Industries⁹⁵. Outre la réalisation de la chaudière, le projet de 22 millions d'euros (supposés 2016) a nécessité un an de travaux pour la mise en place du réseau de transport d'eau chaude (10 km) permettant de relier le site au réseau de distribution de chaleur de la ville de Laval. D'une capacité de 3 t/h de CSR (plus de 16 kt/an de CSR consommés pour répondre aux besoins thermiques de la coopérative agricole DESHYOUEST pour la déshydratation de végétaux soit 76 GWh/an), la combustion s'y opère dans un lit fluidisé circulant de 15 MW (technologie Leroux et Lotz). Le coût unitaire de l'installation s'élève à un peu moins de 2,1 million d'euros par MW de CSR, mise en place du réseau incluse, voire coûts supplémentaires liés à la production de biogaz de installation de stockage de déchets non dangereux inclus.
- **A la chaufferie Robin à Roussillon** dans l'Isère, traitée plus bas dans la partie co-combustion CSR et biomasse, qui peut être prise en compte ici car conçue pour traiter 100 % de déchets (CSR, bois déchet) ; sa charge est composée de plaquettes forestières (taux de couverture de 15 %) tel que souscrit pour bénéficier d'aide à l'investissement (Fonds chaleur/Fonds déchets).

⁹⁴ Etude réalisée par la FNADE et la SN2E pour l'ADEME « Elaboration d'un modèle économique global de production de CSR », Juin 2015

⁹⁵ Communiqué de presse SÉCHÉ Éco Industries « Une première en France : inauguration d'une chaudière aux combustibles solides de récupération (CSR) Site SÉCHÉ Éco Industries de Changé » - Octobre 2017

Figure 48 : CAPEX chaufferies combustion de CSR

Cas	Technologie	Puissance thermique (MW)	Rendement four chaudière considéré	Puissance combustible (MW)	CAPEX 2016 actualisé si antérieurité (millions €)	CAPEX 2016 unitaire (million d'euros par MW CSR)
Etude ADEME	Lit fluidisé	10,6	88 %	12,0	16,9	1,41
BioSynErgy Breizh	Non communiqué	30	90 %	33,3*	35,0	1,05
Blue Paper		18	90 %	22,0	23,0	1,15
Changé	Lit fluidisé	9,5	90 %	15,0**	22,0	1,47***

(*) Valeur calculée à partir de la puissance thermique sortante et du rendement indiqué (hypothèse)

(**) Design

(***) Coût du réseau (10 km) inclus

Compte-tenu du trop faible volume de données concernant la combustion de CSR en France, la prospection a été étendue à l'Europe :

o **Runcorn Electricity from Waste (EfW)**

850 kt/an (soit 472 MW si PCI = 16 GJ/t) de *Refuse Derived Fuel* (RDF) sont traités dans cette installation EfW anglaise qui produit 70 MW d'électricité (turbine à vapeur) et jusqu'à 51 MW de chaleur pour les besoins d'un site de production de chlore et de PVC. Les RDF, acheminés sur site par route ou rail, alimentent 4 chambres de combustion. Au total, le projet représente 512 M€ supposés 2010 (année de construction de l'installation) ou 516,6 millions d'euros 2016. Le coût unitaire du projet hors turbine est de 1,07 million d'euros par MW de combustible.

o **Industriepark Höchst waste-to-energy plant**

675 kt/an de RDF (soit 375 MW si PCI = 16 GJ/t – granulométrie < 500 mm) issus de déchets municipaux alimentent cette installation allemande équipée de 3 lignes de combustion (lits fluidisés circulants) laquelle délivre 70 MW électriques (turbine à vapeur). Le budget alloué à ce projet fut de 300 M€ 2007. Son coût unitaire hors turbine est de 0.85 million d'euros 2016 par MW RDF.

o **Lostock EfW**

L'usine anglaise de Locstock (vraisemblablement à grille) conçue pour produire 60 MW d'électricité (turbine à vapeur) dont 7 MW autoconsommée et 100 t/h de vapeur à partir de 600 kt/an de RDF et de CSR (ou 333 MW si PCI = 16 GJ/t). L'investissement est de 250 millions de GBP (supposés 2011) soit 275 M€ 2016 ou 0,79 M€ 2016 par MW de combustible hors turbine.

o **EEW EfW**

Mise en service en 2007, l'installation allemande EEW à Stavenhagen a coûté 50 millions d'euros. Jusqu'à 130 kt/an de RDF essentiellement ex TMB y sont brûlés (1 ligne – foyer à grille) pour générer 7 MW électriques (turbine à vapeur) et un peu moins de 13 MW de vapeur procédés. Le PCI des RDF variant de 11 à 18 GJ/t, la puissance combustible de

l'usine est considérée de 65 MW. L'investissement unitaire hors turbine est de 0.81 million d'euros par MW de RDF.

◦ **Bernburg energy plant**

L'installation allemande EAB de Bernburg (grille) est conçue pour traiter 552 kt/an de RDF préparés sur un autre site à partir de déchets ménagers et industriels et fournir de l'énergie à une usine chimique. Leur PCI variant de 10,5 à 18,0 GJ/t, la puissance entrante de l'usine est prise à 273 MW. Equipée de 3 trains, elle peut produire jusqu'à 240 t/h de vapeur (42b, 410°C) laquelle peut être dirigée vers une turbine à vapeur de 36 MWe. Elle a coûté 160 millions d'euros supposés 2008. Son coût unitaire hors turbine s'élève à 0,55 million d'euros par MW de RDF.

◦ **CalaChem energy plant**

De l'ordre de 216 kt/an de RDF (soit 75 MW étant donné le PCI attendu de 10 GJ/t) issus de déchets commerciaux et ménagers alimenteront cette installation écossaise (une ligne à grille) dont le démarrage est prévu en 2018. Equipée d'une turbine d'une capacité de 21,6 MWe dont 2,7 seront autoconsommés, elle est destinée à produire l'énergie nécessaire aux consommateurs du site de *Earls Gate Park*. Elle comptera aussi 5 chaudières à gaz (50 MWth) pour que les besoins en chaleur des industriels en nécessitant soient satisfaits. Le coût de l'usine est estimé à 150 millions de GBP 2016, soit un peu plus de 174 millions d'euros. Son coût unitaire hors turbine s'élève environ à 2,24 millions d'euros 2016 par MW de RDF.

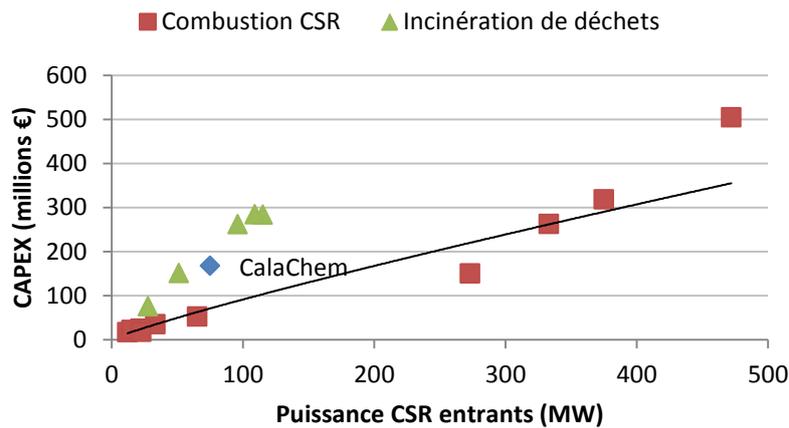
L'ensemble de ces CAPEX (turbine(s) exclue(s) le cas échéant) sont présentés en Figure 49. CalaChem (point bleu) retiré car atypique, ceux-ci sont relativement bien spécifiés (coefficient de détermination de 0,967) par l'équation 1 suivante :

Équation 1

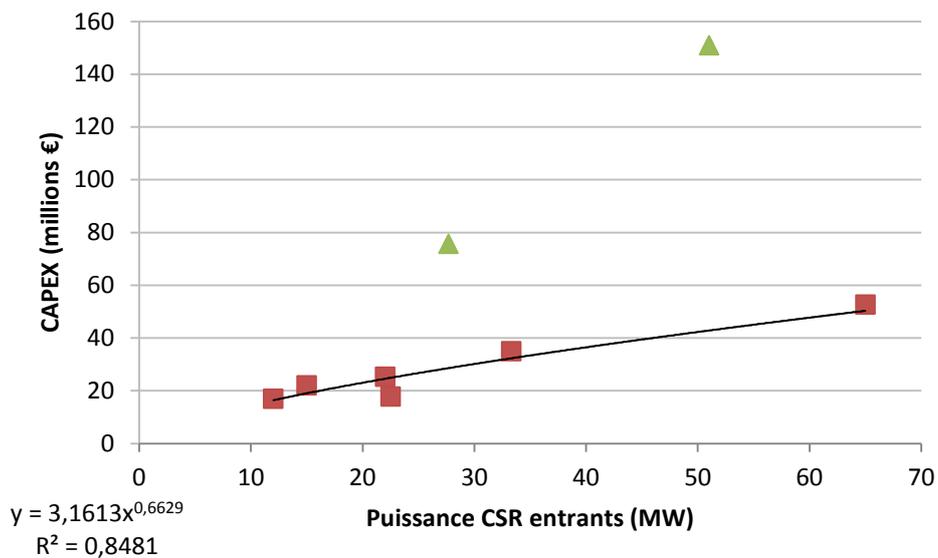
$$\text{CAPEX combustion RDF/CSR (millions € 2016)} = 1,632 P_{\text{CSR}}^{0.8743}$$

Où P_{CSR} = Puissance CSR (MW)

Pour information, les CAPEX (hors turbines à vapeur – cf. Annexe 3) d'installations britanniques qui se sont avérées être des incinérateurs de déchets et non des unités de combustion de CSR (points verts) ont été représentés sur le graphique

Figure 49 : CAPEX 2016 combustion de CSR/incinérateurs de déchets


Un focus sur les installations les plus petites (< 65 MW), mieux adaptées au cas français est fait en Figure 51.

Figure 50 : CAPEX 2016 combustion de CSR ($P_{CSR} < 65$ MW)


L'équation 2 représentative de ces CAPEX (coefficient de détermination de 0.932) est :

Équation 2

$$\text{CAPEX combustion CSR (millions € 2016)} = 0,6754 P_{CSR} + 9,1742$$

Où P_{CSR} = Puissance CSR (MW)

- **Cas biomasse**

Les données utilisées sont issues d'une étude faite en 2015 par Kalice sur les installations de petites puissances et des investissements à disposition du public portant sur des installations françaises de moyennes et grosses puissances.

- o Etude Kalice⁹⁶:

Cette étude a été menée pour actualiser et affiner les données relatives aux coûts d'investissement et d'exploitation des installations biomasse énergie en France. Elle a été réalisée sur un échantillon de 129 cas représentatifs de dossiers biomasse soutenus par le Fond Chaleur Renouvelable. Les coûts d'investissement ⁹⁷ des installations de production de chaleur biomasse sont présentés dans la figure ci-dessous.

Figure 51 : CAPEX chaufferies biomasse par gamme de puissance (étude Kalice)

Puissance	< 1 MW	De 1 à 3 MW	> 3 MW
CAPEX 2015 (€/MW biomasse)	1.106	0.940	0.611

- Autres références bibliographiques :

- o La centrale biomasse varoise **Sylviana** à Brignoles traite 180 kt/an de bois (soit 116 MW environ – PCI considéré de 18.5 GJ/t). L'investissement est de 90 millions d'euros 2014, soit un peu plus de 80 millions d'euros 2016 (turbine à vapeur de 21,5 MW incluse).
- o La centrale biomasse picarde **Kogeban** de Nesle dans la Somme fut le premier des 22 projets retenus en 2008 parmi les dans le cadre de l'appel d'offre CRE2 à sortir de terre. Il consiste en une centrale (*spreader stoker*) et une plate-forme d'approvisionnement qui représentent un investissement de 85 millions d'euros 2010 soit 81 millions d'euros 2016. 240 kt/an de bois sont consommées (soit 150 MW si PCI = 18.5 GJ/t) pour délivrer 16 MW électrique (turbine vapeur) et 40 MW thermique.
- o La centrale picarde **CBEM** (appel d'offre CRE3) d'Estrées-Mons a pour but de produire 13 MW d'électricité (turbine vapeur) et 23 MW d'énergie thermique à partir de 150 kt/an de bois (soit 95 MW si PCI = 18.5). Elle représente 54 M€ 2016.
- o **Cofely** a investi 54 millions d'euros (supposés 2014) dans une cogénération biomasse à **Orléans** d'une capacité de 110 kt/an de plaquettes forestières, résidus de la sylviculture (rémanents forestiers, entretien bocager...) en complément des produits connexes de scierie et du bois de récupération (caissettes, broyats de palettes), soit un peu plus de 51 MW si PCI = 18,5. Inaugurée en 2015, elle peut produire jusqu'à 12 MW d'électricité (2 turbines à vapeur accouplées à un même alternateur).
- o Mise en service en 2012, la chaufferie **Dalkia** située elle aussi à **Orléans** produit 17 MW de chaleur et 7.5 MW d'électricité (turbine à vapeur) à partir de 90 kt/an de bois déchiqueté, soit 58 MW si PCI = 18.5 GJ/t. L'investissement 2011 associé étant de 40 millions d'euros.

⁹⁶ Etude ADEME « Etude des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux installations biomasse énergie des secteurs collectifs et industriels » – Mai 2015

⁹⁷ Environ 40 % du CAPEX est porté par le poste « Process bois », lequel comprend le système d'alimentation automatique, le générateur de chaleur (foyer/chaudière), le traitement des fumées, l'évacuation des cendres, l'armoire de régulation des automatismes et des sécurités.

- L'installation landaise de **Vielle-Saint-Girons** a été inaugurée le 9 octobre 2015. Elle produit 17 MW d'électricité (turbine à vapeur) et 25 MW de chaleur à partir de 135 kt/an de plaquettes forestières et de 15 kt/an de coproduits issus de la distillation d'huile de pin. La puissance de la chaudière (grille) est de 50 MW. L'investissement associé est de 50 millions d'euros 2014.
- La chaudière de la laiterie **Entremont** à Montauban-de-Bretagne (Ille-et-Vilaine), d'une puissance combustible de 8.7 MW, produit 75 kt/an de vapeur. Elle est approvisionnée par 22 kt/an de bois énergie et a nécessité un investissement de 5,1 millions d'euros (supposés 2013).
- La chaufferie de 2.9 MW entrants **SKF France** à Saint-Cyr-sur-Loire (Indre-et-Loire) consomme environ 4 kt/an de bois (mélange d'écorces, de plaquettes forestières et de broyats d'emballages en bois), soit un peu plus de 2.5 MW si PCI = 18.5 GJ/t. Le chantier, qui a coûté 3.4 millions d'euros (supposés 2010), s'est déroulé en deux étapes : transformation du réseau haute pression conçu dans les années 1950 en un réseau basse pression (4 km de longueur) et construction de l'installation biomasse.
- La puissance combustible de la chaufferie de **Aix-en-Provence** est de 16 MW. Alimentée par 23 kt/an de bois-énergie (dont 72% de plaquettes forestières produites localement). 15 M€ (2011) ont été investis dans cette installation et la modernisation du réseau de distribution.
- La chaufferie de **Saint-Dizier** est une des plus puissantes de Champagne-Ardenne. Elle est composée de deux chaudières dont les puissances combustible sont de 6,6 et 3,4 MW (soit une puissance totale de 11 MW). La consommation de cette installation est de 13 kt/an de bois d'origine naturelle issu de forêts situées dans un périmètre de 50 à 100 km. L'investissement, qui inclut l'extension du réseau de distribution sur 6,4 km, s'élève à 13,8 M€ (supposés 2015).
- La chaufferie dordognoise de **Périgueux** consomme 3,5 MW de bois récolté dans un rayon de 80 km. La puissance de la chaudière passe à 7.6 MW lorsqu'elle fonctionne au gaz (en appoint et/ou en secours). L'investissement associé à ce projet, qui inclut la construction d'un réseau de chaleur de 4.8 km de long, est de 5,7 M€ 2017.
- 6,9 M€ 2015 ont été investis pour construire la chaufferie de **Cernay** (Haut-Rhin) et étendre le réseau de distribution de 4 km. 6,5 kt/an de bois issus de forêts situées dans un périmètre de 50 à 80 km alimenteront la chaudière de 4,2 MW.
- La mise en service de la chaufferie de **Gennevilliers** (IDF) a eu lieu début 2017. Cette installation compte 2 chaudières de 8,5 MW entrants chacune. L'investissement total du projet s'élève à 28 M€ 2016, soit 1,65 M€ par MW de bois.
- 150 à 165 kt/an de bois (bois forestier, bois propre ou déchets non-contaminés provenant du traitement du bois provenant de la région dans un rayon de 150 km) alimentent l'installation normande de **Grand-Couronne** (chaudière à grille roulante) de 55 MW combustible. L'installation produit 9 MW d'électricité (technologie non précisée) et 36 MW de vapeur. Mise en service en 2011, elle a coûté 57,5 M€ (supposés 2011).
- 56 millions d'euros (supposés 2014) ont été alloués à la centrale de cogénération énergétique pour **Induslacq** (Pyrénées-Atlantiques). 19 MW d'électricité (turbine à vapeur) sont produits à partir de 160 kt/an de

plaquettes forestières (78 %) collectées majoritairement dans le piémont pyrénéen, 5% de produits connexes de scieries et 17 % de broyat de palettes dit de classe A (bois non traité et souillé). La puissance entrante de la chaudière est de l'ordre de 103 MW si PCI = 18.5 MJ/t.

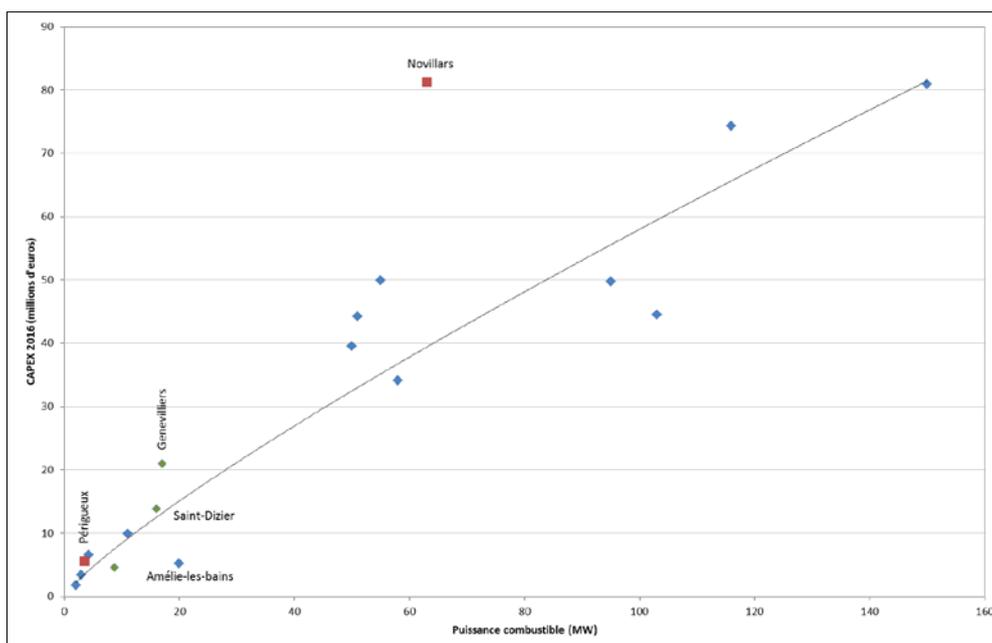
- La construction de la cogénération biomasse de **Novillars** (CBN) dans le Doubs a débuté en décembre 2016. La centrale, d'une capacité électrique (turbine vapeur) de 20 MW et d'une capacité thermique de 23,5 MW comprend une chaudière de 63 MW combustible alimentée par du bois collecté dans un rayon de 100 km préparé sur place. L'investissement associé est de 87 M€ (supposés 2016), soit 1,29 M€ par MW entrant, turbine exclue.
- La chaufferie d'**Amélie-les-Bains** (Pyrénées-Orientales) est dotée de 2 chaudières (puissance totale de 20 MW). Elle a coûté 7,8 millions d'euros (supposés 2014), soit 0,35 millions d'euros 2016.

Ces CAPEX actualisés (2016) hors turbine(s) le cas échéant ainsi que le résultat de l'étude Kalice retenu (puissance combustible de 2 MW) sont repris en Figures 55 et 56. Les coûts des installations munies de 2 trains (Gennevilliers, Saint-Dizier et Amélie-les-Bains) ont été abaissés de 25 %.

Figure 52 : CAPEX 2016 chaufferies – combustion de biomasse

Etude / Installation	Décision finale d'investissement supposée	Puissance combustible (MW)	CAPEX (millions d'euros 2016)	Coût unitaire (million d'euros 2016 par MW combustible)
Kalice	2015	2.0	1.8	0.90
SKF France	2010	2.9	3.4	1.18
Périgueux	2017	3.5	5.6	1.60
Cernay	2015	4.2	6.6	1.57
Entremont	2013	8.7	4.6	0.53
Saint-Dizier	2015	11	9.9	0.90
Aix-en-Provence	2011	16	13.9	0.87
Gennevilliers	2017	17	21.0	1.24
Amélie-les-bains	2014	20	5.2	0.26
Vielle-Saint-Girons	2015	50	39.6	0.79
Cofely Orléans	2015	51	44.2	0.87
Grand-Couronne	2011	55	49.9	0.91
Dalkia Orléans	2011	58	34.1	0.59
Novillars	2016	63	81.3	1.29
CBEM	2016	95	49.8	0.52
Induslacq	2014	103	44.5	0.43
Sylvania	2014	116	74.3	0.64
Kogeban	2010	150	80.9	0.54

Figure 53 : CAPEX 2016 chaufferies - combustion de biomasse



Ces CAPEX (Périgueux et Novillars exclus car atypiques) sont bien spécifiés (coefficient de détermination de 0,897) par l'équation 3 suivante :

Équation 3

$$\text{CAPEX chaufferie (millions € 2016)} = 1,23 * P_{\text{bio.}} (\text{MW})^{0,8367}$$

Où $P_{\text{bio.}}$ = Puissance biomasse (MW)

- *Comparaison des CAPEX chaufferie biomasse vs chaufferie CSR*

Il ressort des données exploitées que **les investissements chaufferie CSR sont de 1,3 à 2,1 fois plus importants que ceux biomasse** (Figure 54) selon la puissance considérée. Ce facteur se situe dans une fourchette basse compte-tenu de ceux mentionnés dans des études de l'ADEME (de 1,7⁹⁸ à plus de 3⁹⁹).

⁹⁸ Etude réalisée par la FNADE et la SN2E pour l'ADEME « Elaboration d'un modèle économique global de production de CSR », Juin 2015

⁹⁹ Etude réalisée par FEDEREC et COMPTE-R pour l'ADEME « CSR : Caractérisation et évaluation de leurs performances en combustion » – Décembre 2015

Figure 54 : Comparaison des CAPEX 2016 chaufferies - combustion biomasse vs CSR¹⁰⁰

Puissance combustible	A = CAPEX biomasse (équation 3)	B = CAPEX CSR (équation 2)	B/A
8	7.0	14.6	2.1
16	12.5	20.0	1.6
32	22.3	30.8	1.4
64	39.9	52.4	1.3

Les propriétés physico-chimiques (dont PCI, densité, teneur en cendres et en polluants) des CSR peuvent expliquer ce surcoût à puissance entrante équivalente :

- o Surcoût lié au PCI

La différence de pouvoir calorifique entre biomasse et CSR a des conséquences sur bon nombre d'équipements. Si on prend l'**hypothèse forte** d'un PCI CSR de 16 GJ/t, celui-ci n'explique pourtant qu'une faible part du delta CAPEX ; la plaquette forestière (PCI de l'ordre de 18,5 GJ/t sur sec¹⁰¹) étant en outre la principale source de bois énergie en France, le plafond du surcoût CAPEX est de l'ordre de 13,5 %. Cela dit, il est important de rappeler que le PCI des CSR peut être bien supérieur à celui de la plaquette forestière.

- o Surcoût lié à la densité

On considère l'**hypothèse forte** que les CSR sont **en moyenne** presque deux fois moins denses que la plaquette forestière (162,5 kg/m³ pour les CSR vs 300 kg/m³ pour la plaquette forestière¹⁰²). Il en résulte des différences de CAPEX, en particulier un quasi doublement des investissements concernant les capacités de stockage et de convoyage du combustible et certains équipements de la section réactionnelle (dont foyer et grille ou réacteur selon la technologie considérée). Rappelons que certains CSR admettent des densités moindres (de l'ordre de 70 kg/m³ pour les plastiques légers par exemple).

Parmi les études qui abordent la ventilation des CAPEX relatifs à la valorisation énergétique de biomasse, on trouve celle d'IRENA¹⁰³, celle de CARBON TRUST¹⁰⁴ et celle de IFC¹⁰⁵. Y sont respectivement mentionnées des parts de CAPEX relatives à la manipulation de la charge de 8 à 10 % (hors cogénération), de 19 % en moyenne (copeaux de bois) et de 12 % (hors cogénération et évacuation des cendres incluse). On retiendra une valeur moyenne de 13 %.

¹⁰⁰ Calculs faits en utilisant le coût unitaire Kalice (2 MW) et les équations des courbes de tendance susmentionnées

¹⁰¹ Source : IFPEN

¹⁰² Source : IFPEN

¹⁰³ Etude IRENA « Biomass for Power Generation » - Juin 2012

¹⁰⁴ Etude CARBON TRUST « Insights into biomass heat installations » - Avril 2012

¹⁰⁵ Rapport International Finance Corporation « Converting Biomass to Energy » - Juin 2017

Figure 55 : Ventilation du CAPEX valorisation énergétique de biomasse (étude IFC¹⁰⁶)

Table 12-3: Example of Cost Distribution of the Main CAPEX Items for Biomass Plants

Main Item	Sub-item	Steam Cycle (% of CAPEX)	ORC (% of CAPEX)	Biogas (% of CAPEX)
Project development	Design and engineering	10	10	10
	Supervision			
	Environmental assessment			
	Administration			
Storage and handling of fuel and residual products	Fuel handling equipment	7	10	20
	Pretreatment of fuel			
	Storage for fuel and ash			
Main process equipment	Boiler	15	20	
	Biogas process plant			
	Flue gas cleaning	5		
	Turbine/generator	15		
	ORC module		20	
	Engine/generator			15
	Electrical systems	7		
	Controls and instrumentation	3		
	Balance of plant (BOP)	15	20	10
	Civil works	Buildings	20	20
Roads on site				

- o Surcoût lié à la teneur en cendres

Si l'on part du principe que la plaquette forestière admet une teneur en cendres¹⁰⁷ de 4 % et que celle des CSR est en moyenne de 15 %, alors les investissements relatifs à leur évacuation sont un peu moins de 4 fois plus importants en combustion CSR qu'en combustion biomasse. Si l'on se base sur les données issues d'une étude Bios Bioenergiesysteme¹⁰⁸, la part du CAPEX liée à la gestion des cendres est de 5 % environ. Rappelons néanmoins que la teneur en cendres des CSR peut-être bien plus importante (25 % voire plus).

- o Surcoût lié à la teneur en polluants

La présence de certains composés dans les CSR, absents dans la plaquette forestière, (chlore, brome, etc.) impose de prendre des précautions supplémentaires (traitement des fumées notamment) qui pèsent sur les investissements des installations qui en utilisent. Il apparaît que la part du CAPEX associée au traitement des fumées en combustion biomasse est de l'ordre de 5 %. Celle qui est associée au traitement des fumées en combustion de CSR serait de l'ordre de 25 à 30 % du coût total de l'installation, hors bâtiment et génie civil¹⁰⁹.

- o Récapitulatif

La portée des propriétés physico-chimiques des CSR sur les CAPEX, expliquée par les points ici discutés est illustrée par la Figure ci-après. **Le facteur multiplicatif ainsi identifié pour passer de CAPEX chaufferie par combustion de biomasse à CAPEX chaufferie par combustion de CSR est d'environ 1,8.** Il est un peu supérieur à ceux qui sont calculés sur la base de données industrielles.

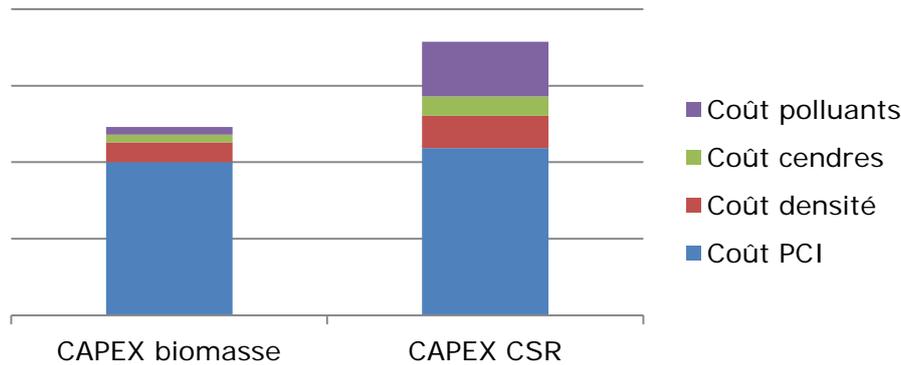
¹⁰⁶ Rapport International Finance Corporation « Converting Biomass to Energy » - Juin 2017

¹⁰⁷ Etude ADEME « Etude sur la valorisation des cendres de biomasse en forêt 2011-2013 », Mars 2014

¹⁰⁸ Etude BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH « Cost assessment of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion and biomass gasification » - Juin 2008

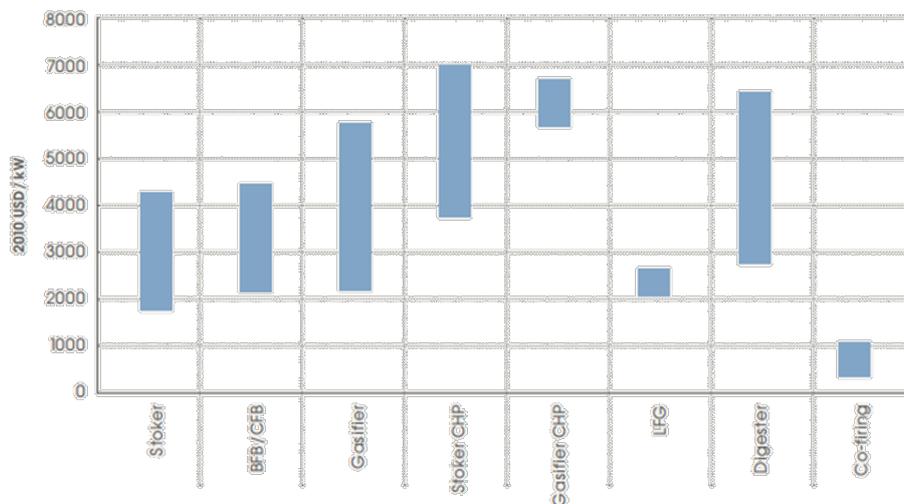
¹⁰⁹ Source : IFPEN

Figure 56 : Ventilation des CAPEX chaufferies biomasse vs CSR à iso-puissance entrante (combustion)



Des niveaux supplémentaires d'investissement peuvent être dus aux technologies employées si les projets lauréats « Énergie CSR 2016 » considérés font appel à des lits fluidisés ou bouillonnants. Si la différence de coûts entre ces technologies appliquées à la biomasse sont aussi applicables aux CSR, alors le delta CAPEX engendré pourrait être de l'ordre de 15 %.

Figure 57 : Niveaux de CAPEX par technologie pour la production d'électricité à partir de biomasse (étude IRENA)



- **Cas co-combustion CSR et biomasse**

La **chaufferie Robin à Roussillon dans l'Isère**, déjà mentionnée. Conçue pour traiter 100 % déchets (CSR, bois déchet), sa charge est principalement composée de bois déchet (déchetterie, industrie, bois imprégnés), des déchets de pulpeur, des refus de compostage, des bois flottés du Rhône et, en complément, de la plaquette forestière (taux de couverture de 15 %) et tel que souscrit pour bénéficier d'aide à l'investissement (Fonds chaleur/Fonds déchets). Cette chaufferie valorise 60 kt/an d'entrants pour alimenter en chaleur des industriels. Sa conception et sa construction se sont élevés à 20 M€ (2014) sachant que l'installation compte la préparation des charges (dont criblage, broyage et déferrailage). Sa partie la plus novatrice est le stockage en cellules indépendantes de 1000 m³ (4 jours d'autonomie) qui permet d'isoler quatre catégories de combustibles : plaquettes saines, bois B, bois C et refus de recyclage de papier + bois

B. Le PCI moyen du combustible est globalement élevé avec en moyenne 3 MWh/t. La chaudière de 21 MW (lit fluidisé dense, Leroux et Lotz) affiche un rendement énergétique de plus de 85 %. Le coût unitaire 2016 de cette unité s'élève à 0,85 M€ par MW de combustible.

Coûts d'investissements en gazéification

Les coûts d'investissement en gazéification consistent en un recueil de données publiques relatives à des installations (européennes pour la plupart) en fonctionnement ou en projet.

• Cas CSR

- Gazéification britannique d'**Hoddesdon** : Cette installation de 82 M€ 2015 est équipée de 2 trains de gazéification (vraisemblablement à grille mobile) pour traiter 99 kt/an de RDF soit un peu plus de 53 MW (PCI attendu des CSR de 15,5 GJ/t livrés prétraités) issus de déchets commerciaux et industriels. Elle fournit une puissance électrique de 10 MW via une turbine à vapeur. Le coût de la turbine à vapeur étant de l'ordre de 3,5 M€, le coût de cette gazéification (turbine exclue) s'élève à 1,41 M€ par MW de CSR entrant.
- Gazéification finlandaise de **Lahti** : 160,5 M€ 2009 soit 169 M€ 2016 ont été investis dans cette installation, construite sur un site déjà existant. Equipée de 2 gazéifieurs (lits fluidisés), 50 MW d'électricité (turbine à vapeur) et 90 MW de chaleur (efficacité de 87,5 %) y sont produits à partir de 250 kt/an de CSR issus de déchets ménagers et industriels, de bois de démolition et de déchets de bois issus de l'industrie.
- Gazéification britannique **Catfoss** de Newcastle : cette installation, dont le coût s'élève à 62 M€ 2016, traitera 72 kt/an de RDF issus de déchets urbains solides (soit de l'ordre de 40 MW si PCI = 16 GJ/t). Elle produira jusqu'à 12 MW d'électricité. Le coût unitaire de cette usine, hors génération d'électricité considérée produite par une turbine à vapeur, est de 1,45 M€ 2016 par MW de RDF.
- Gazéification britannique de **Hull** : cette installation, de 126 M€ 2016, traitera 120 kt/an de RDF issus de déchets urbains solides issus de déchets urbains solides (soit de l'ordre de 67 MW si PCI = 16 GJ/t). Elle produira de l'électricité à raison de 20 MW. En faisant l'hypothèse qu'une turbine à vapeur génère l'électricité, le coût de l'installation hors turbine est de 1,80 M€ 2016 par MW de RDF.
- Gazéification britannique Reliable **Seal Sands** à proximité de Newcastle : cette installation traitera 96 kt/an de RDF issus de déchets urbains solides (soit de l'ordre de 53 MW si PCI = 16 GJ/t). Elle produira de l'électricité à raison de 16 MW. Le montant total du projet s'élève à environ 74 M€ 2016, soit 1,30 M€ par MW de RDF hors génération d'électricité (turbine à vapeur prise une fois de plus comme hypothèse en tant qu'organe électrogène).
- Gazéification britannique Reliable **Melton Hull** à Hull : cette installation traitera 91 kt/an de RDF issus de déchets urbains solides (soit de l'ordre de 51 MW si PCI = 16 GJ/t). Elle produira de l'électricité à raison de 15 MW. Le montant total du projet s'élève à environ 70 M€ 2016. Si on considère que l'électricité est générée par une turbine à vapeur, le coût unitaire de l'installation (hors turbine) est de 1,28 M€ par MW de RDF.

- Gazéification britannique de **Wednesbury** : les travaux de construction de cette gazéification, alimentée par un peu plus de 13 kt/an de RDF (soit 7,4 MW si PCI = 16 GJ/t), étaient en cours en Avril 2017. De l'ordre de 5,3 M€ (2017) y ont été investis. Elle produira 1,5 MW d'électricité générée par un moteur à gaz.
- Gazéification britannique de **Hooton** : 240 kt/an de RDF (soit 133 MW environ si PCI = 16 GJ/t) issus de déchets municipaux alimenteront le gazéifieur (lit fluidisé). L'installation générera 26,5 MW d'électricité. L'investissement associé (2017) est de l'ordre de 152 M€, soit 1,07 M€ 2016 par MW de RDF hors turbine.
- Gazéification britannique de **Corby** : le projet de gazéification de Corby pèse un peu plus de 116 M€ 2016. L'installation pourra traiter jusqu'à 150 kt/an de RDF (reçus préparés) et 45 kt/an de déchets solides en mélange traités sur place (municipaux et/ou commerciaux et industriels). Equipée de 3 trains de gazéification d'une puissance totale de 62.4 MW, elle générera 16,4 MW électriques (turbine à vapeur – 1,4 MW d'autoconsommation et 15 MW envoyés au réseau). Le coût unitaire de l'installation est de 1,78 M€ 2016 par MW entrée gazéifieur.
- Gazéification britannique de **Avonmouth** : 60 Millions GBP (supposés 2012) ont été investis dans la pyrogazéification britannique de Avonmouth. L'installation modulaire, constituée de 16 unités (brevetées NEAT Technology Group Ltd) consiste en 2 lignes indépendantes conçues chacune pour produire 6.5 MW électriques. La puissance électrique totale injectée au réseau est de 12 MW ; 1 MWe étant délivré au TMB voisin lequel alimente l'usine par 120 kt/an de RDF. La puissance combustible de l'installation étant de 67 MW (si PCI = 16 GJ/t), son coût unitaire 2016 hors turbine est de 0.92 M€ par MW RDF.
- Gazéification britannique de **Teeside** : l'installation à plasma Tees Valley 1 (dont la mise en service aurait dû précéder celle de son homologue Tees Valley 2) a coûté 320 millions de GBP (supposés 2013) soit 348.5 M€ 2016. Alimentée par 350 kt/an de RDF (soit un peu plus de 194 MW si PCI = 16 GJ/t), elle est conçue pour produire 50 MW électriques via 2 turbines à gaz (une chaudière est prévue en cas d'arrêt d'une des 2 turbines) et est équipée du plus gros gazéifieur jamais construit. Toutefois, des difficultés techniques ont été rencontrées lors de sa mise en service qui auraient engendré trop de temps et d'argent pour être résorbées.
- Gazéification écossaise de **Carlisle** : 195 kt/an (soit 108 MW si PCI = 16 GJ/t) de RDF seront acheminés vers la gazéification de Carlisle. Ils y seront raffinés (broyage et séparation des inertes). L'installation, qui a coûté 91 M€ (supposés 2016), devrait générer 22 MW d'électricité (turbine à vapeur). Le coût unitaire de l'usine hors turbine avoisine donc 0.77 M€ 2016 par MW de RDF.

Note : il ressort des informations récoltées que certaines technologies sont telles que la puissance maximale d'une ligne de gazéification se situe autour d'une quarantaine de MW combustible mais d'autres peuvent atteindre le double.

Ces CAPEX actualisés 2016 (hors cas atypiques - ie Teeside et Carlisle – et organes électrogènes exclus) sont représentés en **figure 11**. A ceux-ci vient s'ajouter celui de l'installation CHO Power à Locminé (hypothèses prises pour retrait des coûts de préparation des CSR et des organes électrogènes) ci-après abordée car la co-gazéification CSR et biomasse n'y est justifiée que pour bénéficier d'un tarif de rachat de l'électricité intéressant, la technologie étant adaptée à la seule gazéification de CSR. Ils sont relativement bien spécifiés (coefficient de détermination de 0,909) par l'équation 4.

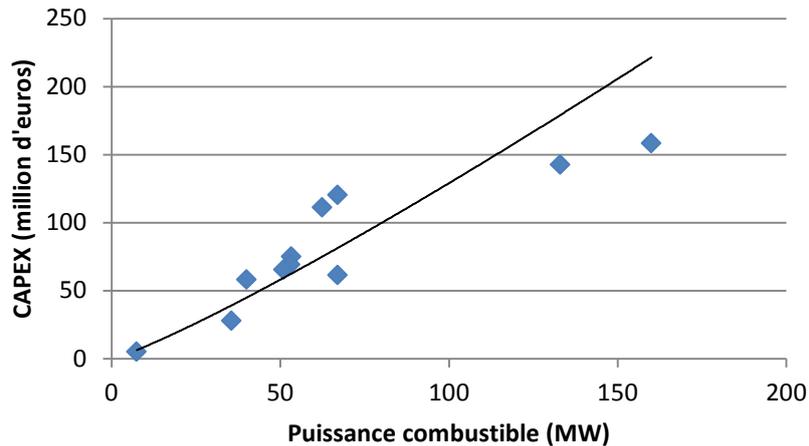
Équation 4

$$\text{CAPEX chaufferie (millions € 2016)} = 0.6493 * P_{\text{CSR}}^{1.1493}$$

Où P_{CSR} = Puissance CSR (MW)

Le fait que la puissance combustible soit élevée à une puissance supérieure à 1 (qui va à l'encontre des gains dus à l'effet d'échelle) provient certainement d'une multiplication des lignes dans le cas des grosses installations.

Figure 58 : CAPEX 2016 - gazéification de CSR

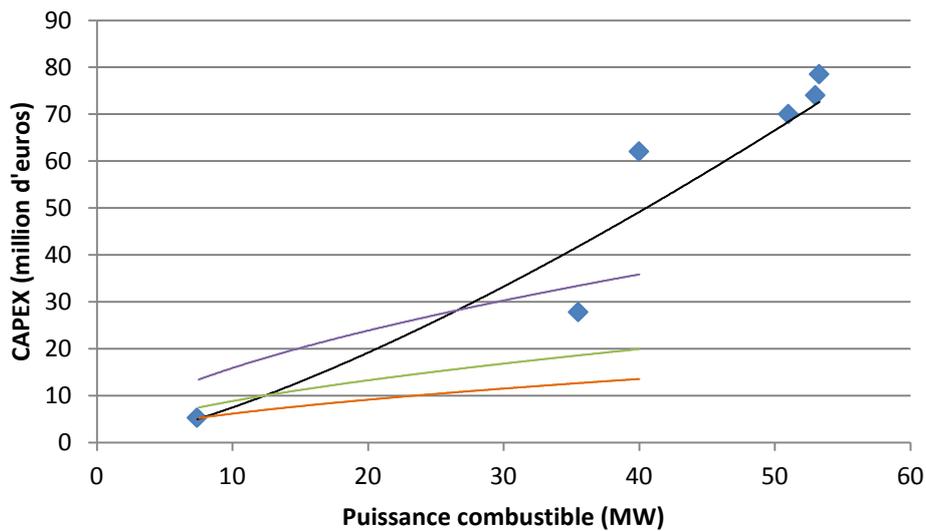


Comme dans le cas de combustion de CSR, un focus sur les petites installations (< 55 MW), mieux adaptées au cas français (cf. cartographie), est fait en figure 59. L'équation 5 représentative de ces CAPEX (coefficient de détermination de 0,959) est :

Équation 5

$$\text{CAPEX gazéification CSR (millions € 2016)} = 0.3261 P_{\text{CSR}}^{1.3597}$$

Où P_{CSR} = Puissance CSR (MW)

Figure 59 : CAPEX 2016 gazéification de CSR ($P_{CSR} < 55$ MW)

Figure 60 : Encadrement Eqtec des CAPEX (M€ 2017) de gazéification CSR

Désignation des cas	« Demande locale »	« Demande territoriale »	« Demande idéale » ¹¹⁰
Puissance CSR (MW)	7.5	20.0	40.0
Coût Eqtec : gazéifieur + système d'épuration du syngas (nettoyage par cyclone, refroidissement et filtration)	5 à 6	8 à 9	14 à 15
Coût Eqtec : gazéifieur + système d'épuration « poussée » du syngas en vue d'alimenter un moteur à combustion interne	8	12	18
Coûts estimés chaudière + traitement des fumées	8	14	23

Source : Eqtec, Espagne. A noter que le surcoût lié à l'épuration « poussée » du syngas représente 10 à 15 % du CAPEX. Ces CAPEX (épuration « moindre » du syngas considérée) sont symbolisés en Figure 59 par la courbe de tendance orange. La courbe verte tient compte du surcoût inhérent à l'implantation d'une chaudière et la violette traduit les CAPEX totaux, lesquels englobent gazéifieur, épuration « moindre » du syngas, chaudière et traitement des fumées (pris à 25 % du CAPEX).

- **Cas biomasse**

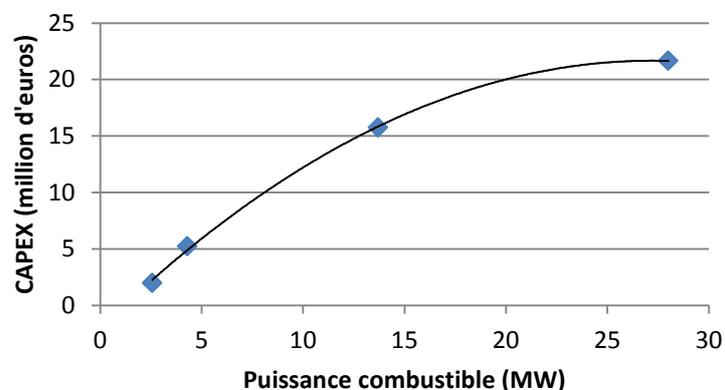
- **Gazéification strasbourgeoise SOPREMA** : SOPREMA a mis en route fin février 2017 un gazéifieur COGEBIO alimenté par 4 kt/an (soit environ 2,6 MW si PCI = 18,5) de bois sortie du statut déchet livré en vrac. Cette installation, destinée à produire de la chaleur, représente un investissement de 2 M€. Le coût unitaire (2016) est donc de 0,78 M€ par MW de biomasse entrante et sera pris comme référence pour comparer les rentabilités des voies de valorisation énergétique biomasse vs CSR

¹¹⁰ Capacité avoisinant la taille maximale d'un gazéifieur Eqtec pour tirer tant que faire se peut profit de l'effet d'échelle

- **Gazéification vosgienne Eneria – Xylowatt** : plus de 20 M€ 2011 (soit 18,5 M€ 2016) sont consacrés à ce démonstrateur qui, couplé à un moteur à gaz produira 5 MW d'électricité. Les caractéristiques de ce moteur sont telles que la puissance biomasse du gazéifieur est de l'ordre de 13,7 MW. Son coût représentant environ 15 % du CAPEX, le coût unitaire 2016 de la gazéification (moteur exclu) avoisine 1,15 M€ par MW entrant.
- **Gazéification ESCO - Croatie** : 8 kt/an de plaquettes forestières (PCI = 15.18 GJ/t) alimenteront le gazéifieur Eqtec de Belišće d'une puissance de 4.3 MW pour produire 1.2 MW d'électricité (moteur) et 1.6 MW thermique. L'investissement global est de 6 M€ (2015), soit de l'ordre de 1,13 M€ 2016 (moteur exclu) par MW de biomasse entrant. On estime que la même installation aurait coûté environ 11 % plus cher si elle avait été construite en France. Le coût unitaire retenu hors moteur est par conséquent de 1,22 M€ 2016 (moteur exclu) par MW de biomasse entrant.
- **Gazéification danoise I/S Skive Fjernvarme** : ce démonstrateur a coûté 23 M€ (2007). Equipé d'un gazéifieur ANDRITZ Carbona (lit fluidisé bouillonnant), sa charge maximale (granulés de bois et/ou plaquettes forestières) est de 28 MW. Il assure la production de 6 MW électriques via 3 moteurs de 2 MW chacun et 11,5 MW de chaleur. Le coût des moteurs devant avoisiner 4 M€, son coût unitaire hors moteur est de l'ordre de 0,77 M€ 2016 par MW de bois entrant.

Ces coûts unitaires ne sont pas trop éloignés de ceux de la cogénération actualisés qui peuvent être trouvés dans des études, dont une de Bloomberg dans laquelle est mentionné le chiffre de 0,99 M€ par MW (rendement électrique de 30 % considéré). Ils devraient de plus potentiellement diminuer compte-tenu du défaut de maturité technologique en ce qui concerne ce type de charge. La gazéification allemande de Senden l'illustre d'ailleurs : le démarrage du gazéifieur (lit fluidisé) a eu lieu en 2011. D'une puissance de 14.3 MW (40 kt/an de résidus forestiers, plantation à courte rotation et plaquettes forestières, entre autres). Son rendement est de 80% (47% d'énergie thermique et 33% d'énergie électrique produites via un cycle Rankine organique). L'investissement associé est de 33 millions d'euros, soit 1,94 M€ par MW (2016) hors cycle Rankine organique. Par ailleurs, Le groupe de travail PyroGaz estime que le coût d'investissement pour une unité de taille intermédiaire à environ 1 M€ par MW entrant.

Figure 61 : CAPEX 2016 gazéification de biomasse



Les CAPEX ici discutés sont illustrés en figure 61. L'équation 6 de la courbe de tendance (coefficient de détermination de 0,95) est :

Équation 6

$$\text{CAPEX gazéification biomasse (millions € 2016)} = 1.0082 P_{\text{bio.}}^{0.9761}$$

Où $P_{\text{bio.}}$ = Puissance biomasse (MW)

Pour une puissance combustible de 30 MW, la gazéification CSR apparaît 1,2 fois plus chère que celle biomasse. Il faut toutefois rester vigilant quant à ce facteur compte-tenu du très faible nombre de points considérés en gazéification biomasse (hors périmètre de l'étude) et des gammes de puissance étayées ($P < 30$ MW pour la biomasse vs $P > 40$ MW pour les CSR).

- **Cas co-gazéification CSR et biomasse**

- **L'usine landaise CHO Power à Morcenx** (ou « l'usine prototype » : CHO Power (filiale du groupe Europlasma détenteur d'une technologie brevetée de torche à plasma) détient la première centrale de production par cogénération d'électricité et de chaleur d'Europe par co-gazéification de biomasse (bois de forêt issu de l'élagage et refus de compostage) et de déchets (DAE, tout venant de déchetterie et déchets de bois). Celle-ci nécessita une période de développement et de négociation importante du fait de sa complexité et de son caractère innovant. CHO Power a débuté le 1er décembre 2010 les travaux d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction de cette centrale. Cette usine est dimensionnée pour produire 10 MW d'électricité à partir de 55 kt/an soit environ 34 MW de combustible. Les travaux de construction se sont achevés à l'été 2012. Différents incidents et dysfonctionnements ont mis en évidence la nécessité de modifier, parfois substantiellement, des équipements ou des sous-systèmes de la centrale, entraînant des investissements complémentaires. Notamment, le gazéifieur a été remplacé en 2013. La centrale a été remise en route début 2014 et la livraison finale au client (« Final Acceptance ») a été déclarée en juin 2017. Ainsi, trois années de mise au point auront été nécessaires pour prouver la capacité de l'usine à produire de l'électricité à l'échelle commerciale à sa capacité nominale de 10 MWe. Un plan d'optimisation de la centrale est en cours afin de maximiser à terme sa rentabilité en réduisant ses coûts d'exploitation et de remettre à niveau certains équipements.
- **Gazéification thouarsaise (Deux-Sèvres) CHO TIPER** : du combustible brut issu de DAE et assimilés, bois B et plaquettes forestières alimenteront CHO TIPER, qui représente un investissement de 52 M€ (supposés 2016) pour l'usine clé en main (hors frais de développement et frais financiers). Cette installation englobe la préparation du combustible (pré-broyage, tri des métaux ferreux, séparation aérodynamique des lourds-légers, granulation, tri des métaux résiduels) collecté auprès d'entreprises, de centres de tri et selon le cas de collectivités locales. Ils proviendront essentiellement du département des Deux-Sèvres et pour une part minoritaire des départements de la Vienne et du Maine-et-Loire. Le gazéifieur sera alimenté par environ 55 kt/an de « CHO Fuel » (70 % massiques de DAE et bois B et 30 % de bois propre). D'un PCI de 16 GJ/t, ils seront plutôt secs (humidité < 20 %) et admettront des taux de résidus de 10 à 15 %. La puissance entrante au gazéifieur est d'environ 34 MW. Des moteurs à gaz produiront

jusqu'à 8 MW d'électricité et une turbine à vapeur produira jusqu'à 2,5 MW d'électricité. Cette unité produira aussi environ 20MWth de chaleur valorisée dans un séchoir multi-produits (bois, bûches, fourrages etc) attendant à l'usine de production d'électricité. Ce projet est financé par la BEI et InnovFin – Energy Demonstration Projects, l'Ademe et la Région Nouvelle Aquitaine.

- **Gazéification bretonne CHO LOCMINÉ** : il s'agit de la première centrale autorisée sous la rubrique ICPE 2971 propre à la valorisation de CSR. Elle est munie d'un gazéifieur à lit fixe d'une capacité de plus de 55 kt/an (PCI moyen du « CHO Fuel » de 16 GJ/t, humidité < 20 % et taux de résidus de 8 à 10 %) soit d'une puissance entrante de 34 MW environ. Le syngaz, épuré en plusieurs étapes (dont torche à plasma), est valorisé par des moteurs à gaz (capacité totale des moteurs de l'ordre de 8 MW) et une chaudière couplée à une turbine à vapeur de 2,5 MW. Le combustible est élaboré sur place à partir de déchets d'activités économiques et assimilés, de plaquettes forestières, et de déchets de bois B (tonnage total d'environ 65 kt/an pour l'ensemble des déchets et des plaquettes forestières entrants dans l'installation). Il y est pré-broyé, débarrassé des métaux ferreux et des inerts (bande magnétique et tri aéroulique) puis finement broyé avant d'être finalement dépourvu des métaux résiduels. L'investissement global est de l'ordre de 48 M€ (estimation 2015), préparation des CSR incluse. Le coût unitaire des installations CHO Power hors électro-générateurs est estimé à 0,95 M€ 2016 par MW entrant.

Note : Rives de Moselle, Le Poher et Brocéliande constituent 3 projets de CHO Power en cours de développement qui pourraient être soumis à appel d'offre (attendu courant 2018) pour des capacités de production d'électricité à partir de CSR.

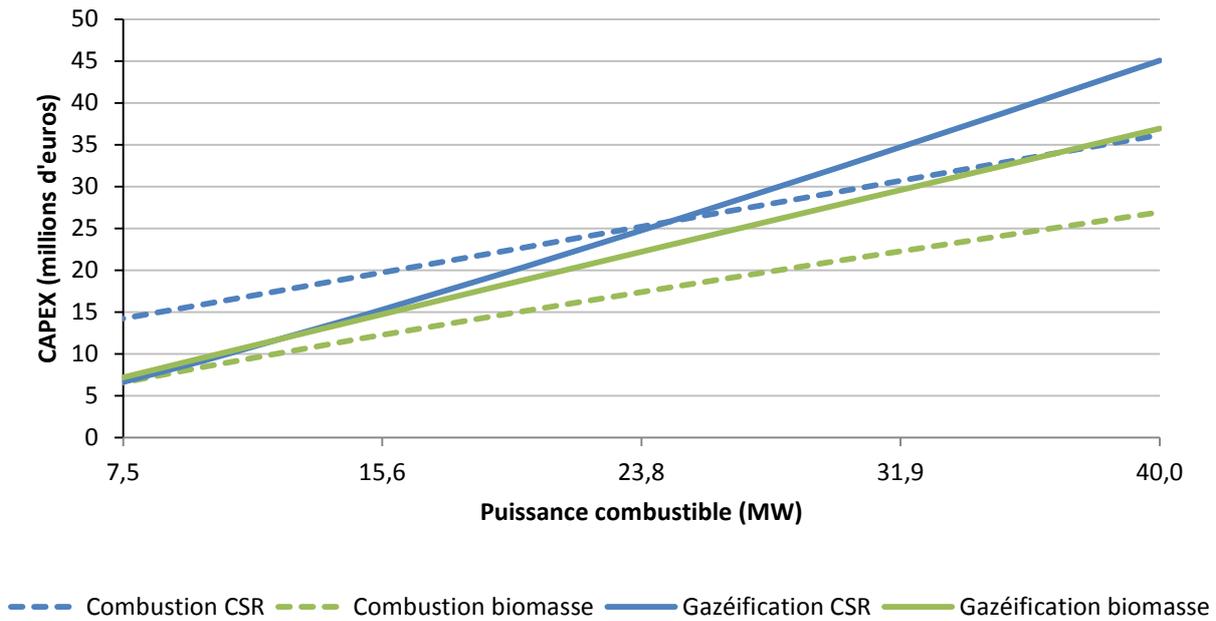
- **Gazéification Bonnefoy de Villers-sous-Montrond** : la centrale de CSR de Villers-sous-Montrond en Bourgogne-Franche-Comté constitue une référence récente d'investissement dans la co-gazéification CSR ex DIB et biomasse. 45 kt/an de combustible (soit de l'ordre de 25 MW) y sera valorisé sous forme d'électricité (7.2 MW générés par 5 moteurs et vraisemblablement un cycle vapeur) et de chaleur (12.5 MW). L'investissement total, qui inclut la préparation de CSR est de 34 M€ 2016. Le coût unitaire 2016 de l'installation s'élève à 1,1 M€ par MW combustible hors organes électrogènes, en partant du principe que la puissance électrique de chaque moteur est de 1 MW et que celle de la turbine est de 2,2 MW.

Récapitulatif

La figure 62 synthétise les CAPEX chaufferie considérés pour étudier la rentabilité de la filière. Ils sont basés sur :

- o L'Équation 2 pour la combustion CSR
- o L'Équation 3 pour la combustion biomasse
- o L'Équation 4 pour la gazéification CSR
- o L'Équation 6 pour la gazéification biomasse

Figure 62 : CAPEX 2016 chaufferies



Les CAPEX sont peu satisfaisants car la hiérarchie combustion vs gazéification, n'est pas respectée dans le cas des CSR pour des puissances entrantes inférieures à 24 MW. Or, il est difficilement concevable que la hiérarchie technologique s'inverse quand on change de combustible. Parmi les divers éléments qui peuvent expliquer l'incohérence de ces résultats, on peut citer, entre autres :

- Le caractère relativement nouveau de la valorisation énergétique à grande échelle d'entrants de cette nature par recours à ces technologies,
- La localisation des installations (coût de main d'oeuvre, d'acheminement des équipements, du foncier, ...),
- L'aménagement des sites : l'emprise au sol peut varier significativement, tout particulièrement dans le cadre de la manutention de solides,
- L'évolution des coûts avec le temps (apprentissage),
- La variabilité des propriétés physico-chimiques des CSR.

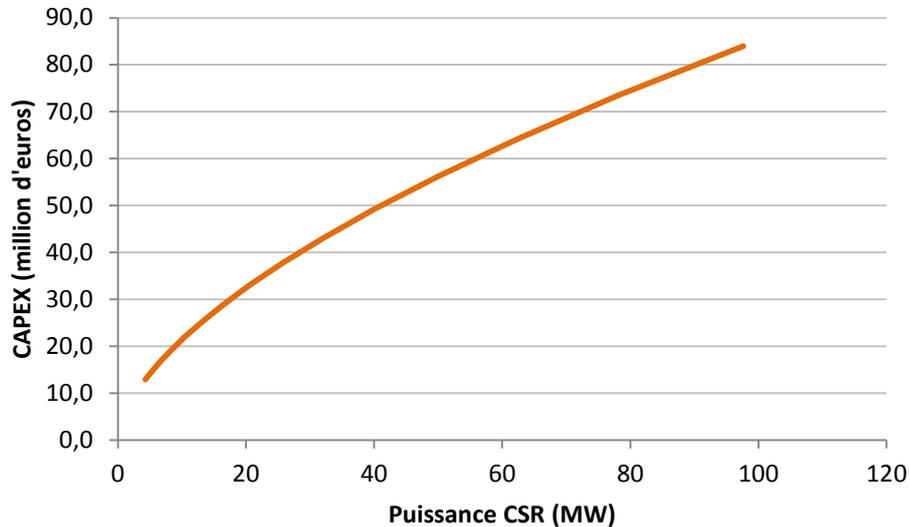
La pluralité des configurations, que ce soit en matière de technologies de combustion et de gazéification ou d'épuration et de valorisation du syngaz rend la comparaison économique des technologies combustion vs gazéification impossible.

Au final, la comparaison économique directe des technologies (combustion vs gazéification) est délicate. Cependant, la richesse des données recueillies quant à la gazéification de CSR (étude bibliographique, informations captées lors des interviews et chiffres transmis par l'ingénierie Eqtec) fait que la rentabilité de la gazéification de CSR peut être appréciée.

Pour ce faire, les CAPEX gazéification CSR considérés sont calculés à partir de l'équation 5 pour une installation d'une capacité de 40 MW combustible et des CAPEX fournis par Eqtec. Ces derniers nous donnent en effet le delta CAPEX dû à l'effet d'échelle : de l'ordre

de 0,6 en ligne avec celles couramment prises dans d'autres industries de procédés, notamment celle du raffinage de pétrole. La courbe de référence ainsi obtenue est représentée en figure 63. Ces CAPEX seront abaissés de 10 % (fourchette basse considérée pour tenir compte de l'épuration « moindre » du syngaz lorsque la production d'électricité est entendue par turbine à vapeur.

Figure 63 : CAPEX 2016 gazéification CSR de référence (cas chaufferie)



Enfin, il est important de rappeler que **les Figures 64 et 65 retracent des CAPEX relatifs à la valorisation énergétique de CSR et de biomasse pour produire de la chaleur** (puisque'ils n'incluent pas de coût d'électrogénération). Il convient aussi de préciser qu'ils ne s'appliquent pas à des valorisations énergétiques plus « sophistiquées » comme la production de carburant ou de méthane.

12.6. COÛTS OPERATOIRES EN VALORISATION DE CSR

La Figure 64 liste des informations relatives aux gazéifications de CHO Locminé et de Hoddesdon. Il est important de rappeler que ces installations sont différemment configurées : gazéifieur plasma à lit fixe avec génération principale d'électricité via moteurs à gaz pour la première vs gazéifieur vraisemblablement à grille mobile et génération d'électricité via turbine à vapeur pour la seconde (soit épuration « moindre » du syngas avec traitement des fumées).

Figure 64 : Informations relatives aux OPEX des installations CHO Locminé et Hoddesdon

	CHO Locminé ⁴⁸	Hoddesdon ³¹
CAPEX chaufferie 2016	29 millions d'euros*	75 millions d'euros
Type de gazéifieur	Lit fixe (plasma)	vraisemblablement à grille mobile
Débit de combustible	54.8 kt/an	99 kt/an
Puissance combustible	35.5 MW	53 MW
Épuration du syngas	« Profonde » (génération d'électricité via moteurs à combustion interne)	« Moindre » (génération d'électricité via turbine à vapeur)
Autoconsommation électrique	20.0 %	15.8 %

Traitement des fumées	Polluants captés à la source dans le syngaz	Réduction sélective non catalytique des NOx (SNCR) à l'urée ¹¹¹
Consommation de gaz naturel (démarrages - 4 par an)	1.36 GWh/an	147 t/an soit 1.96 GWh/an si PCI = 48.0 GJ/t
	24.8 MWh/kt de combustible	de 19.8 MWh/kt de combustible
Consommation d'urée (réduction des NOx)	-	450 t/h
	-	4.5 t/kt de combustible
Consommation de chaux (filtrage des poussières et des impuretés dont halogénés)	876 t/an	788 t/an
	16 t/kt de combustible	8 t/kt de combustible
Consommation de charbon actif (capture gaz acides dont H₂S)	130 t/an	32 t/an
	2.4 t/kt de combustible	0.3 t/kt de combustible
Consommation de produits chimiques (traitement des eaux)	Quantités faibles	Non communiquée
Coûts de maintenance	4% des CAPEX	Non communiqués

(*) Hors préparation CSR

Les débits de consommables, hors gaz naturel, vont du simple au double bien que ces installations respectent les mêmes valeurs limites de rejets atmosphériques (cf. annexe 6 de la directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles ou IED)

Le prix du gaz naturel adopté est de 38,5 €/MWh, celui de l'urée de 192 €/t, celui de la chaux (calcaire) de 100 €/t et celui du charbon actif de 1,75 €/kg. Le coût des consommables s'élève ainsi à 367,5 k€/an soit 10.35 k€/MW de combustible pour CHO Locminé et à 296,7 k€/an soit 5,6 k€/MW de combustible pour Hoddesdon.

Figure 65 : Part des consommables des installations CHO Locminé et Hoddesdon

CHO Locminé
(€/an)



Hoddesdon
(€/an)



¹¹¹ Les deux principaux éléments distinguant les procédés SCR et SNCR sont la performance et le coût d'investissement. Les taux d'abattement des NOx possibles avec le procédé SNCR dépasse rarement les 50 – 60 %, tandis qu'avec le procédé SCR, on peut aller jusqu'à des taux de réduction des NOx de 95 %, voire plus. Par contre, les frais d'investissement du procédé SCR sont nettement supérieurs à ceux du procédé SNCR (il y a généralement un facteur compris entre 5 et 10 entre les deux).

CHO Locminé
(t/kt combustible)

Hoddesdon
(t/kt combustible)


■ Gaz naturel ■ Urée ■ Chaux ■ Charbon actif

Parmi les OPEX, on citera aussi le coût d'évacuation des cendres de 90 €/t environ (valeur issue des interviews où ont été évoqués un coût de 80 à 100 €/t) et les frais de personnel. A titre indicatif, CHO Locminé emploiera une quarantaine de personnes (préparation de CSR incluse) dont 6 personnes présentes en permanence. La Figure 66 présente la répartition du personnel prévu :

Figure 66 : Répartition du personnel prévu à CHO Locminé

Préparation de combustible			
Poste	Profil	Par équipe	Total
Supervision	Technicien	1	3
Contrôle déchet et production	Opérateur +	1	3
Manutention et nettoyage	Opérateur	1	3
Logistique et manutention séchoir	Opérateur +	1	2
TOTAL			11

Procédé de gazéification et de production électrique			
Poste	Profil	Par équipe	Total
Chef d'équipe	Technicien	1	5
Opérateur d'exploitation	Opérateur +	1	5
Manutention	Opérateur	1	5
Maintenance	Technicien		1
TOTAL			16

Direction		
Poste	Profil	Total
Directeur d'exploitation	Ingénieur en chef	1
Responsable d'exploitation	Ingénieur	1
Responsable réglementation	Ingénieur	1
Administration	Secrétaire	2
Maintenance	Technicien	4
QHSE et Analyses	Technicien	1
Opérateur supplémentaire pour pallier aux absences	Opérateur	3
TOTAL		13

12.7. RENTABILITE DE LA FILIERE CSR

Hypothèses

Les hypothèses générales prises pour étudier la rentabilité de la filière (appréciée pour des puissances combustible de 7,5, 20 et 40 MW fixées pour rappel par rapport aux

résultats de la cartographie et à la puissance maximale d'une ligne de gazéification Eqtec) sont présentées dans la Figure 67.

Le choix de la technologie d'électrogénération et les rendements (cf. Annexe 4) sont issus du rapport du MEDDE ¹¹² dans lequel on trouve la répartition détaillée par technologie du parc français de cogénération installé en 2008. Elle est présentée en Figure 67, les moteurs à combustion interne sont préférés pour les petites installations ($P < 5$ MWe) tandis que les turbines à vapeur le sont pour des puissances comprises entre 5 et 20 MWe.

Figure 67 : Répartition détaillée par technologie du parc français de cogénération installé en 2008

	Turbine à vapeur	Moteur à combustion interne	Turbine à gaz	Micro-turbines
36 kWe < P ≤ 1 MWe	1%	6%	0%	100%
1 < P ≤ 2 MWe	2%	53%	1%	0%
2 < P ≤ 5 MWe	14%	39%	5%	0%
5 < P ≤ 10 MWe	26%	2%	14%	0%
10 < P ≤ 20 MWe	41%	1%	9%	0%
20 < P ≤ 50 MWe	14%	0%	49%	0%
P > 50 MWe	2%	0%	22%	0%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

Figure 68 : Hypothèses générales prises pour apprécier la rentabilité de la filière

Désignation des cas	« Demande locale »	« Demande territoriale »	« Demande territoriale »	« Demande idéale »
Puissance CSR	7.5 MW	20.0 MW	20.0 MW	40.0 MW
PCI CSR			16 GJ/t	
Charge gazéifieur	1.7 t/h	4.5 t/h	4.5 t/h	9.0 t/h
Revenus valorisateur de prise en charge des CSR			15 €/t	
Rendement en cendres			15 % (m/m)	
Cout de mise en décharge des cendres			90 €/t	
Efficacité de l'installation			90 %	
Fonctionnement de l'installation			8000 h/an	
Electrogénération	Moteurs à combustion interne		Turbine à vapeur	
Rendement électrique	40 %		14 %	
Production d'électricité	2.7 MW	7.2 MW	2.5 MW	5.0 MW
Autoconsommation électrique	20 %		16 %	
Part de l'électricité			70%	

¹¹² Rapport du MEDDE « Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement »

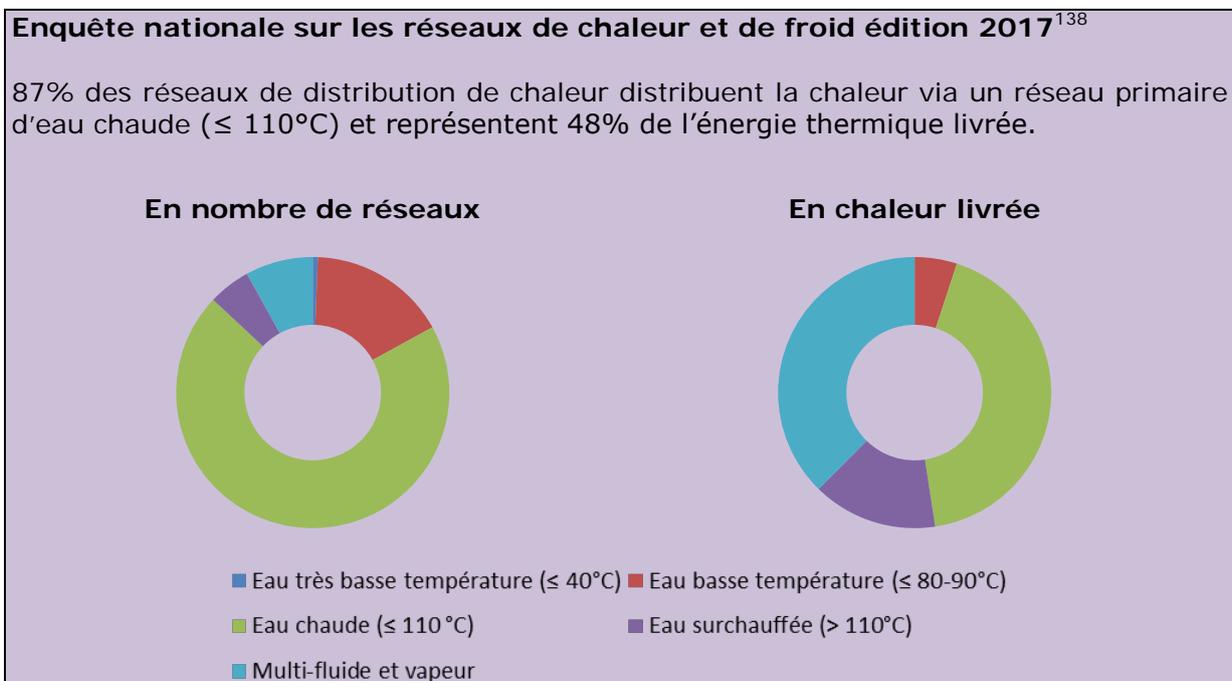
Désignation des cas	« Demande locale »	« Demande territoriale »	« Demande territoriale »	« Demande idéale »
autoconsommée achetée				
Achat d'électricité	0.4 MW	1 MW	0.3 MW	0.6 MW
Vente d'électricité	2.5 MW soit 20.3 GWh/an	6.8 MW soit 54.1 GWh/an	2.4 MW soit 19.0 GWh/an	4.8 MW soit 38.1 GWh/an
Prix de vente de l'électricité	36.5 €/MWh HT			
Rendement thermique*	40 %		55 %	
Vente de chaleur**	3.0 MW soit 24.0 GWh/an	8.0 MW soit 64.0 GWh/an	11.0 MW soit 88.0 GWh/an	22 MW soit 176 GWh/an
Prix de vente de la chaleur	25 €/MWh			
Epuración du syngaz	« Profonde »		« Moindre »	
CAPEX 2016 gazéification	18.0 M€	32.4 M€	29.2 M€	44.25 M€
Nombre d'électrogénérateur(s)	2***	4***	1	1
CAPEX 2016 électrogénérateur(s)	2 M€	4.5 M€	1.3 M€	2.15 M€
CAPEX 2016 total	20.0 M€	36.9 M€	30.5 M€	46.4 M€
OPEX	77.6 k€/an	207 k€/an	112 k€/an	224 k€/an
Coût fixes	7% de l'investissement			

(*) Rendements sur puissance combustible estimés à partir de données EDF R&D sur gazéification de CSR avec cogénération électricité via moteur(s) et co-production vapeur - eau chaude et d'informations obtenues sur la gazéification finlandaise de Lahti d'une puissance combustible de 160 MW où génération d'électricité via turbine à vapeur

(**) Pas d'autoconsommation thermique considérée

(***) La puissance électrique maximale d'un moteur à gaz a été prise à 2 MWe (interviews)

Sur la base de ces hypothèses générales et en partant du principe que la chaleur (eau chaude) est valorisable toute l'année, une analyse financière pour les 4 cas est réalisée.



Cette analyse financière repose sur l'analyse de la trésorerie (cash-flow) : analyse des flux monétaires entrants et sortants. L'analyse est complétée par une étude de sensibilité pour éclairer les zones de vulnérabilité des différents projets et faciliter l'évaluation et l'étendue des risques courus par chaque agent économique.

Nous considérons ici l'analyse de la rentabilité d'un projet uniquement du point de vue financier (c'est à dire privé) des promoteurs du projet, c'est à dire l'entrepreneur et les bailleurs de fonds commerciaux.

Figure 69 : Hypothèses économiques utilisées pour l'évaluation financière des projets

Durée de construction	Année	3
Durée de vie du projet	Année	25
Amortissement (linéaire)	Année	15
Valeur résiduelle	Pourcentage	0 %
Taux d'imposition	Pourcentage	30 %
Inflation générale	Pourcentage	2.0 %
Taux emprunt	Pourcentage	6 %
Durée emprunt	Année	10
Part empruntée	Pourcentage	70 %
Par des fonds propres	Pourcentage	30 %
Rentabilité Fonds Propres	Pourcentage	15 %
Taux d'Actualisation	Pourcentage	7.0 %

La période de construction est estimée à 3 ans et les projets sont évalués sur une période de 25 ans. Les flux de trésorerie sont actualisés au taux d'actualisation de 7 %. On considère que 70 % de l'investissement est financé par un emprunt au taux d'intérêt de 6 % par an sur une durée de 10 ans. Tous les flux monétaires sont exprimés en euro courant en considérant une inflation de 2 % par an.

Note : Le fait que les installations de valorisation de CSR de plus de 20 MW soient soumises aux quotas de CO₂ n'a pas été pris en compte.

Cas de base : filière cogénération sans subvention

L'objectif de cette étude est d'analyser la rentabilité financière de 4 projets types de valorisation de CSR par cogénération sous différentes technologies d'électrogénération (moteur à combustion interne et turbine à vapeur). Elle sert avant tout à comprendre le *business model* de ce type d'industrie et de caractériser ses forces et ses faiblesses. L'objectif final n'est pas de donner une valeur unique ni de représenter un projet spécifique mais d'identifier les déterminants de la performance économique et financière de ce type d'entreprise sur le long terme et de tester plusieurs hypothèses sur les mécanismes de soutien à la filière.

La Figure 72 résume l'analyse financière pour les 4 projets types. Ces projets sont analysés avec les hypothèses suivantes :

- L'investissement total requis pour la construction et la mise en opération des projets est estimé en tenant compte : du coût fixe d'installation, d'un besoin en fonds de roulement, des intérêts intercalaires et de l'inflation des coûts pendant la période de construction.
- L'analyse financière suppose une recette d'accueil des CSR par l'unité de production d'énergie à hauteur de 15 €/t ;
- L'électricité achetée et vendue est au prix de 36,5 €/MWh ;
- La chaleur est vendue au prix du 25 €/MWh ;
- Le projet est opérationnel sur une base de 8000 h par an. La première année de mise en service un facteur de charge de 90 % est pris en compte.
- Les coûts variables incluent l'ensemble des coûts liés à la consommation de produits chimiques (urée, calcaire, charbon actif,...) ainsi que les coûts de mise en décharge.
- Les coûts fixes incluent les frais de personnel, de maintenance, d'assurance et de siège. Ils sont estimés à 6 % de l'investissement.

Figure 70 : Analyse financière dans le cas de base

Monnaie	EUR	Eur	Index	short name	8MW_Motor	20MW_Motor	20MW_Turbin	40MW_Turbin
Année Ref.	2018			detailed name	Local	Territorial	Territorial	Territorial
Production Cost (on main products)				Eur/MWh p.a.	128.36	80.40	130.83	74.09
	Capex - Capital Charge			Eur/MWh	89.25	60.66	141.88	108.11
	Raw material costs			Eur/MWh	-10.14	-9.94	-28.17	-28.17
	Opex (excl. raw material)			Eur/MWh	79.25	59.09	131.70	108.74
	By Products (if any)			Eur/MWh	-30.00	-29.41	-114.58	-114.58
Economic & Financial Results								
	Net Present Value @ 7% (at year 1)			million EUR	-16.52	-21.48	-16.29	-12.98
	Internal rate of Return			percent	-10.8%	-1.0%	0.0%	3.85%
	Profitability Index			percent	-82.8%	-58.2%	-53.5%	-28.0%
	Pay Out Time (discounted)			years	30.0	30.0	30.0	30.0
	Pay Out Time			years	30.0	30.0	30.0	18.0
	Equity rate of return			percent		-3.5%	-2.2%	3.5%
1. Total Capital Requirement				MM Eur	21.6	40.0	33.0	50.3
ISBL	Gazeification		MM Eur		18.0	32.4	29.2	44.3
OSBL	Electrogenerateurs		MM Eur		2.0	4.5	1.3	2.2
Total Fixed (installed) Cost				MM Eur	20.0	36.9	30.5	46.4
				111%				
P	Net working capital reqt.		MM Eur		0.5	0.9	0.7	1.2
				3%				
Total Investment				MM Eur	20.5	37.8	31.2	47.6
				114%				
	Interest on construction loan		MM Eur		0.7	1.3	1.1	1.7
	Escalation Cost		MM Eur		0.5	0.9	0.7	1.1
				2%				
Total Capital Requirement				MM Eur	21.6	40.0	33.0	50.3
				120%				
2. Sales				MM Eur	1.33	3.59	2.90	5.80
Main Products		Price		unit per hour				
100%	Electricité F	36.5	Eur/MWh	MWh	2.50	6.80	2.40	4.80
	Electricité Bio	149.0	Eur/MWh	MWh	-	-	-	-
	Chaleur_m	25.0	Eur/MWh	MWh	-	-	-	-
				MWh	2.50	6.80	2.40	4.80
Total main products				MM Eur p.a.	0.73	1.99	0.70	1.40
By-products		Price		unit per hour				
	Chaleur_b	25.00	Eur/MWh	MWh	3.00	8.00	11.00	22.00
Total by products				MM Eur p.a.	0.60	1.60	2.20	4.40
3. Raw Material Consumption				MM Eur	0.20	0.54	0.54	1.08
Raw Materials - Feedstock		Price		unit per hour				
	Recette Accueil CSR	15.00	Eur/t	t	1.69	4.51	4.51	9.01
Total feedstock cost				MM Eur p.a.	0.20	0.54	0.54	1.08
4. Variable Costs				MM Eur	0.38	0.99	0.69	1.37
Utilities		Price		unit per hour				
	Prod. Chimiques	1.00	Eur/EUR	EUR	9.70	25.88	14.00	28.00
	Achat Elec.	36.50	Eur/MWh	MWh	0.40	1.00	0.30	0.60
	Mise en décharge	90.00	Eur/t	t	0.25	0.68	0.68	1.35
Total Variable costs				MM Eur p.a.	0.38	0.99	0.69	1.37
5. Fixed Costs				MM Eur	1.20	2.21	1.83	2.78
Labor Cost + Maintenance + Insurance + Overheads								
	Labor			MM Eur p.a.	0.60	1.11	0.92	1.39
Fixed Charges								
	Maintenance			1.5%	0.30	0.55	0.46	0.70
	Insurance			0.5%	0.10	0.18	0.15	0.23
	Overheads			1.0%	0.20	0.37	0.31	0.46
	TOTAL Fixed Charges		MM Eur	MM Eur p.a.	0.60	1.11	0.92	1.39

Dans le cas base, aucun projet n'est économiquement viable sous les hypothèses présentées ci-dessus. Le projet le moins mauvais au sens de la rentabilité économique est le cas 40MW Turbine dont la Valeur Actuelle Nette (VAN) est de -13 M€ et le Taux Interne de Rentabilité (TIR) de 3,9 %.

Les figures 71 à 74 résument les analyses de sensibilité effectuées pour une variation de +/-30 % de chaque paramètre (sauf le facteur de charge qui varie de +/- 5 %). L'impact sur la valeur actuelle nette est présenté sur un diagramme Tornado, permettant d'identifier clairement les dix paramètres les plus impactants.

Figure 71 : Analyses de sensibilité du projet à 7,5 MW CSR dans le cas de base

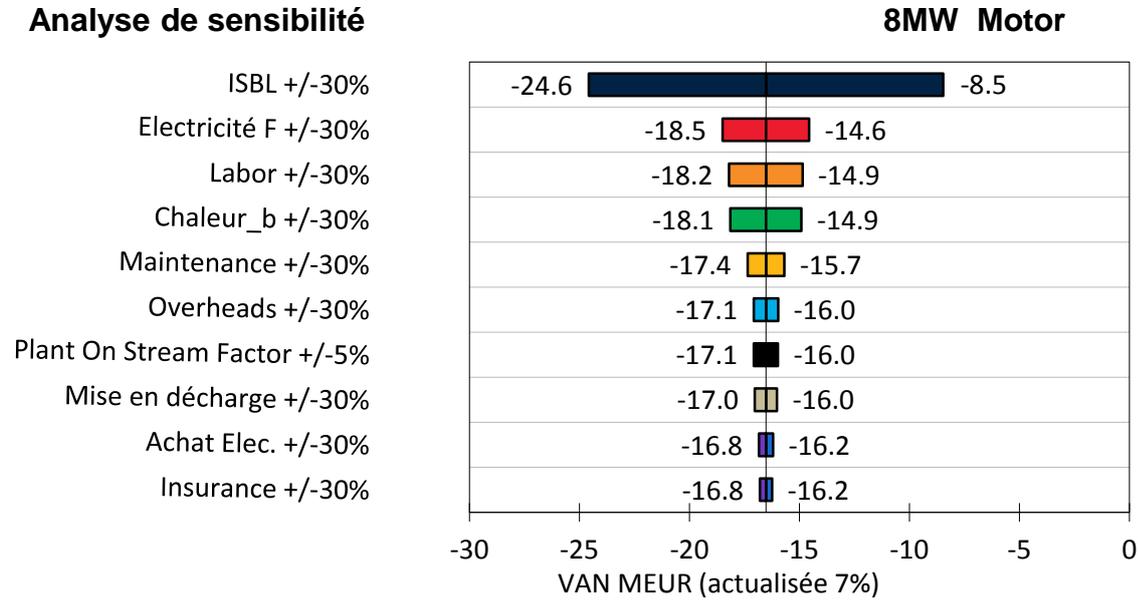


Figure 72 : Analyses de sensibilité du projet à 20 MW CSR (génération d'électricité via moteurs) dans le cas de base

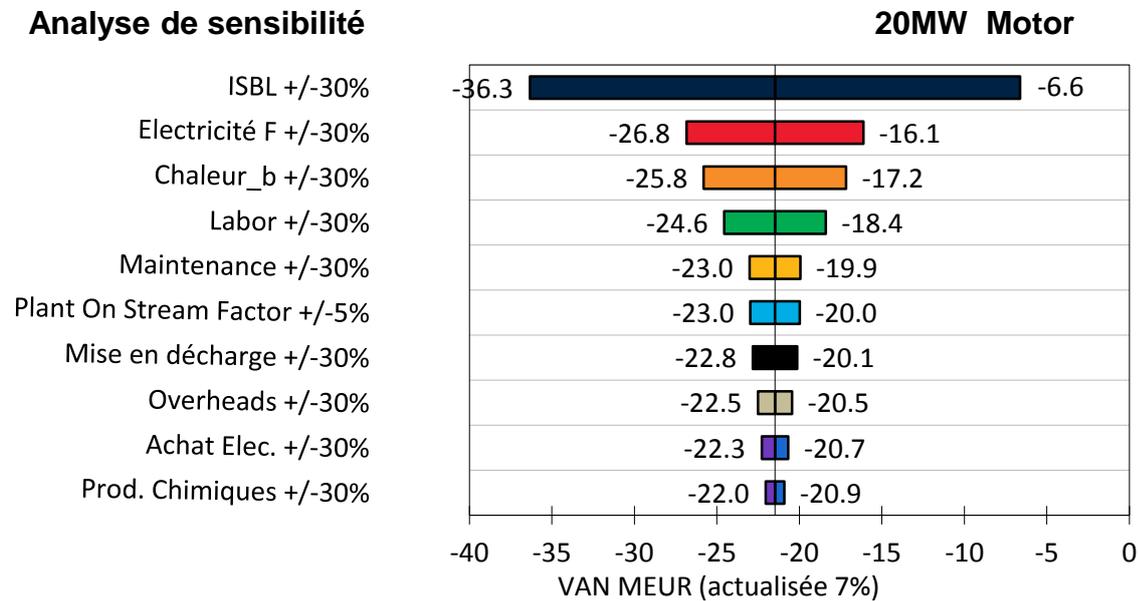


Figure 73 : Analyses de sensibilité du projet à 20 MW CSR (génération d'électricité via turbine à vapeur) dans le cas de base

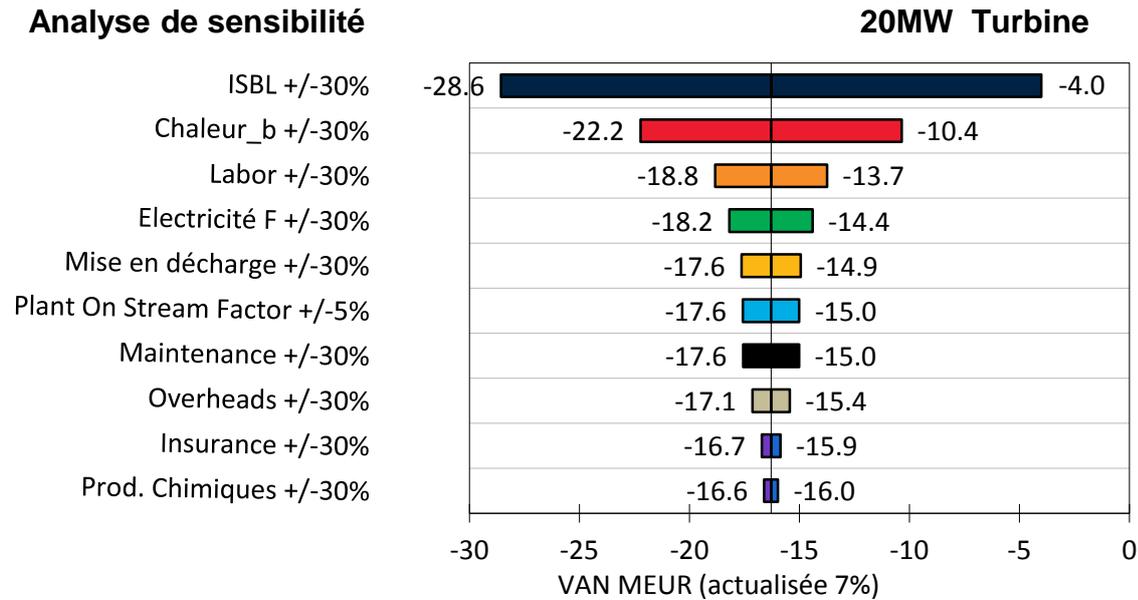
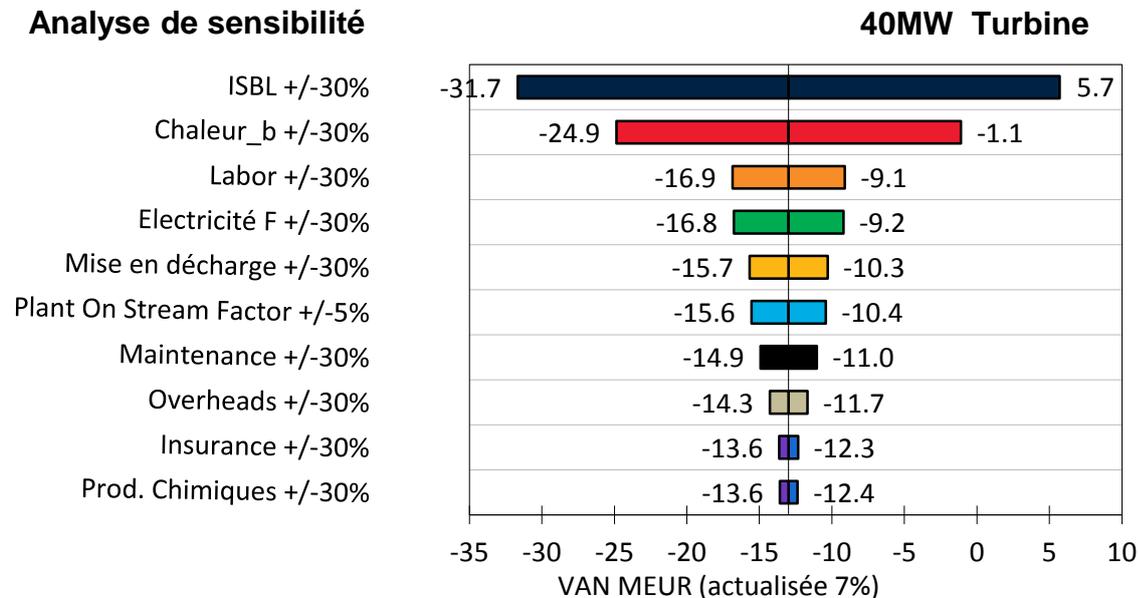


Figure 74 : Analyses de sensibilité du projet à 40 MW CSR dans le cas de base



L'analyse de sensibilité montre que :

- Les projets de faible capacité ne sont pas rentables, même en considérant des conditions favorables : baisse importante de l'investissement, baisse des coûts fixes, augmentation des prix de vente de l'électricité et de la chaleur, augmentation de la prise en charge CSR, etc.
- L'investissement est un paramètre clé pour ce type de projet. Viennent ensuite les coûts fixes et le prix des énergies (électricité et vapeur produites).
- A capacité égale, la configuration turbine à vapeur présente une meilleure rentabilité que la configuration moteur à combustion interne. Cela s'explique surtout par l'investissement qui est réduit de 17 % compensant la baisse de revenu (-19 %).
- Dans le cas du projet 40 MW, la rentabilité peut être très significativement améliorée si l'investissement est réduit (via une subvention directe par exemple) ou si les prix

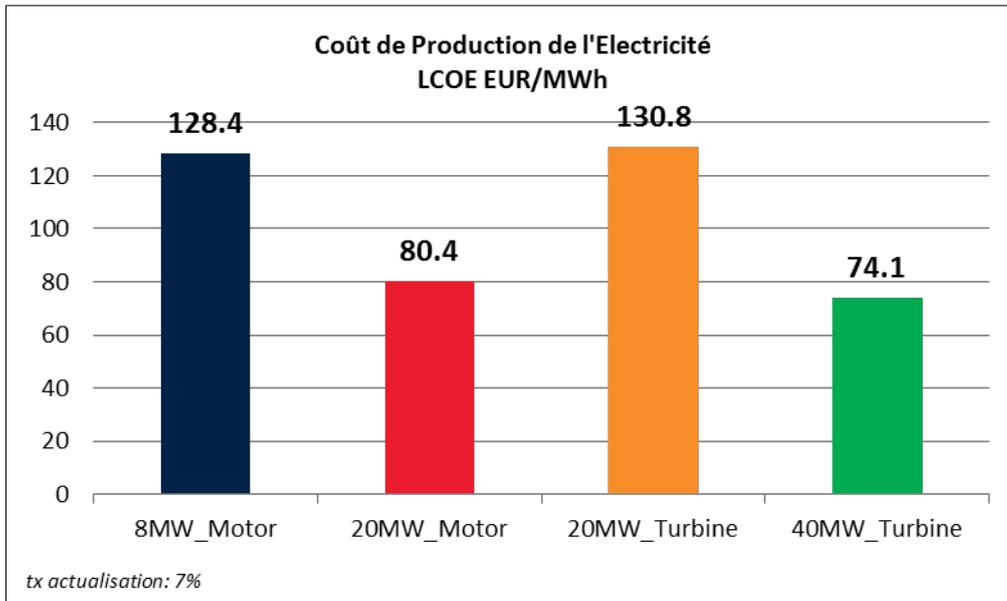
- de vente de l'électricité et de la chaleur sont revus à la hausse (subvention par tarifs de rachat).
- o Si le coût d'investissement pour le projet 40MW est réduit de 30 % alors le projet devient économiquement viable avec une VAN de 5,7 M€ et un taux interne de rentabilité de 8,7 %.
 - o Notre analyse montre qu'une subvention directe sur l'investissement aura plus d'effet sur la rentabilité du projet que des tarifs de rachat pour l'électricité ou la chaleur. En effet, si l'on souhaite obtenir un TIR de 7 %, il faut alors subventionner le projet d'investissement à hauteur de 21 % soit 9,7 M€ (pour le cas 40 MW). Par contre, pour obtenir le même TIR, il faut plus que doubler les tarifs de l'électricité, ce qui représente sur 25 ans un coût de subvention supérieur à 36 M€.

Figure 75 : Subvention investissement vs subvention tarif électricité dans le cas de base

Cas de Base	Subvention Investissement	Subvention Tarif Electricité
VAN / TIR	0 / 7 %	0/ 7%
Subvention	-21 %	+103 %
Tarif Electricité		74,1 €/Mwh
Coût subvention sur 25 ans	9,7 M€	36 M€

Cette analyse confirme que sans mécanisme de soutien ce type de projet n'est pas rentable.

Il est possible de calculer le LCOE de l'électricité produite par ce type d'installation (*Levelized Cost Of Energy* ou coût actualisé de l'énergie). Ce coût correspond, pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite, elle aussi actualisée. Il s'exprime typiquement en €/MWh et est fréquemment employé dans le secteur électrique. Le LCOE prend en compte l'ensemble des coûts relatifs à une installation, et ce pour toute sa durée de vie.

Figure 76 : Coût de production de l'électricité LCOE €/MWh

Le LCOE électrique pour le cas 40 MW Turbine est de 74,1 €/MWh soit plus du double que le prix de vente de l'électricité HT considéré dans ce rapport (36,5 €/MWh).

Cas alternatif n°1 : filière cogénération avec subvention sur le prix de l'électricité

Dans cette analyse, la part d'électricité renouvelable vendue bénéficiant d'un mécanisme de soutien (tel le complément de rémunération CRE biomasse) est fixée à 25 %. La recette du valorisateur de CSR relative à la vente d'électricité est fixée à 149 €/MWh (vente au prix du marché + soutien) ou prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « bois énergie » pour 2016. Sous ces conditions la rentabilité des projets est la suivante :

Figure 77 : Analyse financière dans le cas alternatif 1

Monnaie	EUR	Eur	Index	short name	8MW_Motor	20MW_Motor	20MW_Turbin	40MW_Turbin
Année Ref.	2018			detailed name	Local	Territorial	Territorial	Territorial
Production Cost (on main products)				Eur/MWh p.a.	128.36	80.40	130.83	74.09
Capex - Capital Charge				Eur/MWh	89.25	60.66	141.88	108.11
Raw material costs				Eur/MWh	-10.14	-9.94	-28.17	-28.17
Opex (excl. raw material)				Eur/MWh	79.25	59.09	131.70	108.74
By Products (if any)				Eur/MWh	-30.00	-29.41	-114.58	-114.58
Economic & Financial Results								
Net Present Value @ 7% (at year 1)				million EUR	-11.46	-7.72	-11.43	-3.27
Internal rate of Return				percent	-0.8%	4.7%	2.6%	6.27%
Profitability Index				percent	-57.4%	-20.9%	-37.5%	-7.0%
Pay Out Time (discounted)				years	30.0	30.0	30.0	30.0
Pay Out Time				years	30.0	16.0	20.0	15.0
Equity rate of return				percent	-3.3%	4.9%	1.6%	7.4%
1. Total Capital Requirement				MM Eur	21.6	40.0	33.0	50.3
ISBL	Gazeification	MM Eur			18.0	32.4	29.2	44.3
OSBL	Electrogenerateurs	MM Eur			2.0	4.5	1.3	2.2
Total Fixed (installed) Cost		MM Eur	111%		20.0	36.9	30.5	46.4
P	Net working capital reqt.	MM Eur	3%		0.5	0.9	0.7	1.2
Total Investment		MM Eur	114%		20.5	37.8	31.2	47.6
	Interest on construction loan	MM Eur	calc		0.7	1.3	1.1	1.7
	Escalation Cost	MM Eur	2%		0.5	0.9	0.7	1.1
Total Capital Requirement		MM Eur	120%		21.6	40.0	33.0	50.3
2. Sales				MM Eur	1.89	5.12	3.44	6.88
Main Products		Price		unit per hour				
	75% Electricité F	36.5	Eur/MWh	MWh	1.88	5.10	1.80	3.60
	25% Electricité Bio	149.0	Eur/MWh	MWh	0.63	1.70	0.60	1.20
	Chaleur_m	25.0	Eur/MWh	MWh				
Total main products				MWh	2.50	6.80	2.40	4.80
				MM Eur p.a.	1.29	3.52	1.24	2.48
By-products		Price		unit per hour				
	Chaleur_b	25.00	Eur/MWh	MWh	3.00	8.00	11.00	22.00
Total by products				MM Eur p.a.	0.60	1.60	2.20	4.40
3. Raw Material Consumption				MM Eur	- 0.20	- 0.54	- 0.54	- 1.08
Raw Materials - Feedstock		Price		unit per hour				
	Recette Accueil CSR	15.00	Eur/t	t	1.69	4.51	4.51	9.01
Total feedstock cost				MM Eur p.a.	- 0.20	- 0.54	- 0.54	- 1.08
4. Variable Costs				MM Eur	0.38	0.99	0.69	1.37
Utilities		Price		unit per hour				
	Prod. Chimiques	1.00	Eur/EUR	EUR	9.70	25.88	14.00	28.00
	Achat Elec.	36.50	Eur/MWh	MWh	0.40	1.00	0.30	0.60
	Mise en décharge	90.00	Eur/t	t	0.25	0.68	0.68	1.35
Total Variable costs				MM Eur p.a.	0.38	0.99	0.69	1.37
5. Fixed Costs				MM Eur	1.20	2.21	1.83	2.78
Labor Cost + Maintenance + Insurance + Overheads								
Labor				MM Eur p.a.	0.60	1.11	0.92	1.39
Fixed Charges								
Maintenance				1.5%	0.30	0.55	0.46	0.70
Insurance				0.5%	0.10	0.18	0.15	0.23
Overheads				1.0%	0.20	0.37	0.31	0.46
TOTAL Fixed Charges		MM Eur		MM Eur p.a.	0.60	1.11	0.92	1.39

Sous ces hypothèses, les projets ne sont pas économiquement viables. Seul le cas 40MW Turbine est proche du seuil de rentabilité avec une VAN de -3,3 M€ et un TIR de 6,3 %.

Les figures 78 à 81 résument les analyses de sensibilité effectuées pour une variation de +/-30 % de chaque paramètre (sauf le facteur de charge qui varie de +/- 5 %). L'impact sur la valeur actuelle nette est présenté sur un diagramme Tornado, permettant d'identifier clairement les dix paramètres les plus impactants.

Figure 78 : Analyses de sensibilité du projet à 7,5 MW CSR dans le cas alternatif 1

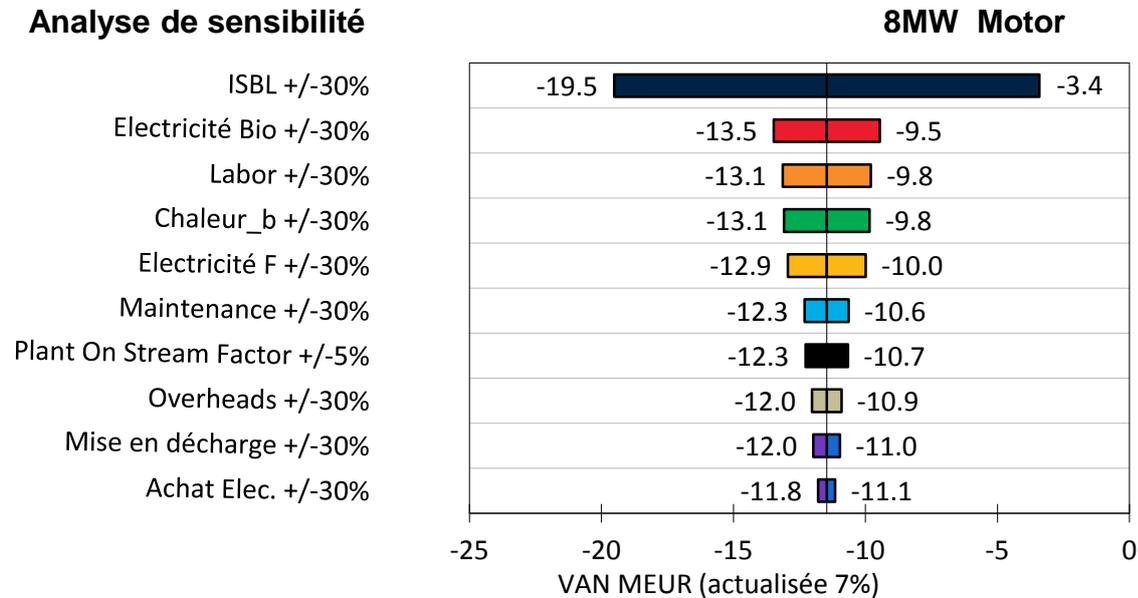


Figure 79 : Analyses de sensibilité du projet à 20 MW CSR (génération d'électricité via moteurs) dans le cas alternatif 1

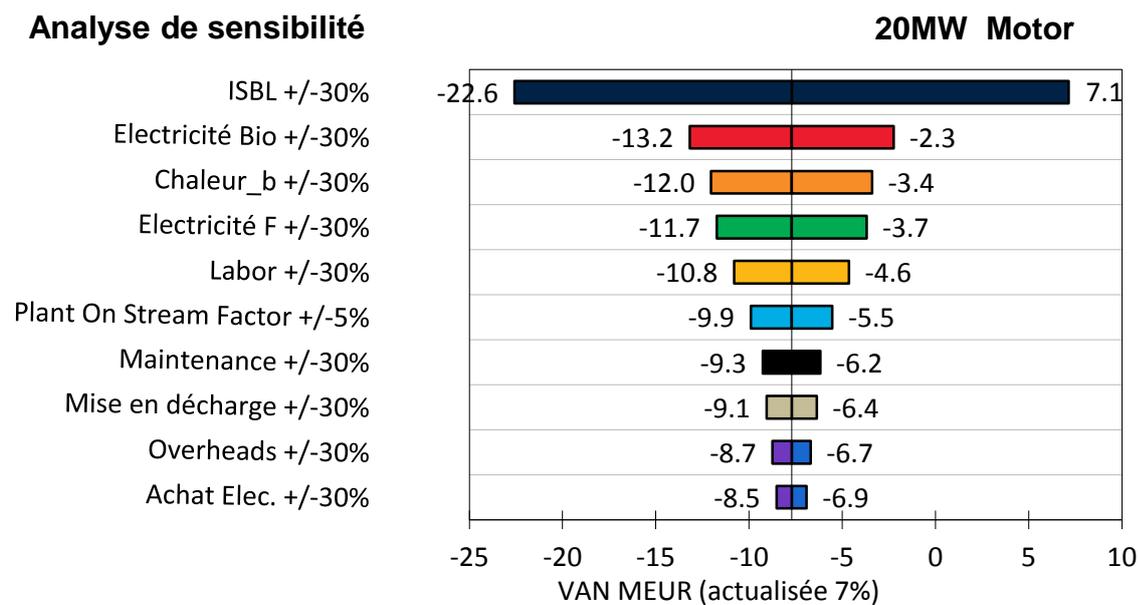


Figure 80 : Analyses de sensibilité du projet à 20 MW CSR (génération d'électricité via turbine à vapeur) dans le cas alternatif 1

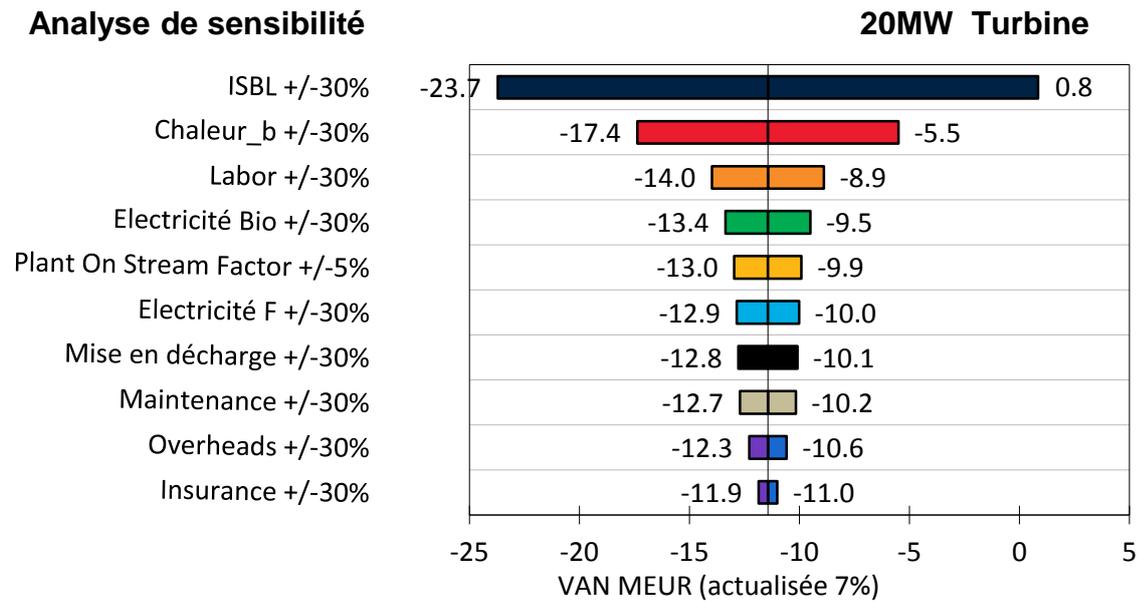
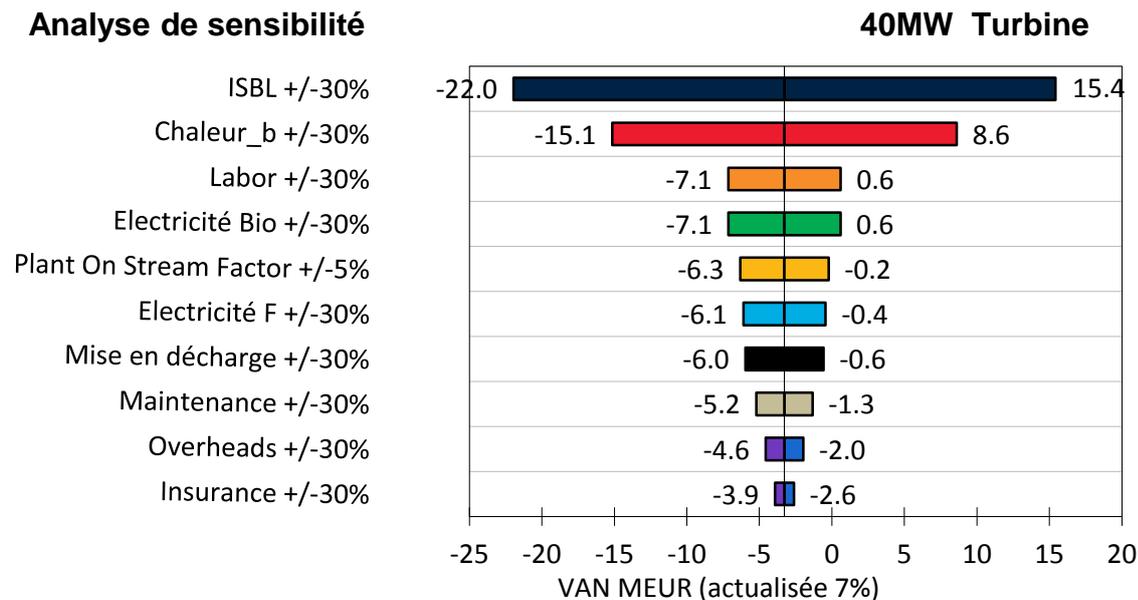


Figure 81 : Analyses de sensibilité du projet à 40 MW CSR dans le cas alternatif 1



L'analyse de sensibilité montre que :

- Les projets de faible capacité (7,5 MW) ne sont pas rentables, même en considérant des conditions favorables : baisse importante de l'investissement, baisse des coûts fixes, augmentation des prix de vente de l'électricité et de la chaleur, augmentation de la prise en charge CSR, etc.
- Les projets de 20 MW peuvent être viables si le prix de l'investissement est réduit de 30 % environ ;
- L'investissement est dans tous les cas un paramètre clé pour ce type de projet. Viennent ensuite les coûts fixes et les prix des produits (électricité et chaleur vendues) ;

- o A capacité égale, la configuration moteur à combustion interne présente une meilleure rentabilité que la configuration turbine à vapeur.
- o Le cas 40MW est très proche de son point d'équilibre et une faible variation des principaux paramètres permettrait de le rendre viable et attractif pour des investisseurs privés.

Cas alternatif n°2 : 100 % chaleur

Il n'y a pas de production d'électricité envisagée dans ce cas. Seule de la chaleur est produite, vendue à 25 €/MWh. Le choix a été fait de considérer (ou non) un mécanisme de soutien sous forme d'aide à l'investissement tel que prévu pour les projets lauréats à l'appel à projets (AAP) Ademe énergie CSR ; l'intensité maximale de l'aide dans l'AAP 2017 (cf. Annexe 5) est de 65 % pour les entreprises de moins de 50 personnes, de 55 % pour les entreprises dont l'effectif est compris entre 50 et 250 personnes et de 45 % pour les plus grandes.

Figure 82 : Hypothèses prises dans le deuxième cas alternatif

Désignation des cas	« Demande locale »	« Demande territoriale »	« Demande idéale »
Puissance CSR (MW)	7.5	20.0	40.0
PCI CSR (GJ/t)	16 GJ/t		
Charge gazéifieur	1.7 t/h	4.5 t/h	9.0 t/h
Revenus valorisateur de prise en charge des CSR	15 €/t		
Rendement en cendres	15 %		
Coût de mise en décharge des cendres	90 €/t		
Efficacité de l'installation	90 %		
Fonctionnement de l'installation	8000 h/an		
Vente de chaleur*	6.75 MW soit 54 GWh/an	18 MW** soit 14.4 GWh/an	36 MW soit 28.8 GWh/an
Electricité achetée	0.15 MW soit 1.2 GWh/an	0.4 MW soit 3.2 GWh/an	0.8 MW soit 6.4 GWh/an
Prix de vente de la chaleur	25 €/MWh		
Epuration du syngas	« Moindre »		
CAPEX 2016	16.2 M€	29.2 M€	44.3 M€
OPEX	42 k€/an	112 k€/an	224 k€/an
Aide à l'investissement de 35%	5.7 M€	10.2 M€	15.5 M€
Aide à l'investissement de 65 %	10.5 M€	19.0 M€	28.8 M€

(*) Pas d'autoconsommation thermique considérée

(**) Puissance légèrement supérieure aux besoins de chaleur d'une raffinerie française de taille moyenne (source IFPEN) ou à la puissance de la chaufferie qui alimente actuellement le réseau de chaleur de la ville de Valence.

La Figure 83 résume l'analyse financière pour les 3 projets types présentés. Ces projets sont analysés avec les mêmes hypothèses économiques que pour les projets de cogénération :

- L'investissement total requis pour la construction et la mise en opération des projets est estimé en tenant compte du coût fixe d'installation, d'un besoin en fonds de roulement, des intérêts intercalaires et de l'inflation des coûts pendant la période de construction.
- L'analyse financière suppose une recette d'accueil des CSR par l'unité de production d'énergie à hauteur de 15 €/t ;
- L'électricité achetée est au prix de 36,5 €/MWh ;
- La chaleur est vendue au prix du 25 €/MWh
- Le projet est opérationnel sur une base de 8000 h par an (consommateur de chaleur régulier sur toute l'année). La première année de mise en service un facteur de charge de 90 % est pris en compte.
- Les coûts variables incluent l'ensemble des coûts liés à la consommation de produits chimiques (urée, calcaire, charbon actif, etc.) ainsi que les coûts de mise en décharge ;
- Les coûts fixes incluent les frais de personnel, de maintenance, d'assurance et de siège. Ils sont estimés à 6 % de l'investissement ce qui est cohérent avec les informations recueillies durant cette étude.

Figure 83 : Analyse financière cas alternatif 2 (100% chaleur)

Monnaie	EUR	Eur	Index	short name	8MW_Chaleur	20MW_Chaleu	40MW_Chaleur
Année Ref.	2018			detailed name	Locale	Territorial	Ideal
Production Cost (on main products)				Eur/MWh p.a.	46.09	31.58	24.28
	Capex - Capital Charge			Eur/MWh	26.76	18.12	13.77
	Raw material costs			Eur/MWh	-3.76	-3.76	-3.76
	Opex (excl. raw material)			Eur/MWh	23.09	17.22	14.26
	By Products (if any)			Eur/MWh			
Economic & Financial Results							
Net Present Value @ 7% (at year 1)				million EUR	-10.24	-8.52	1.87
	Internal rate of Return			percent	-2.2%	3.69%	7.42%
	Profitability Index			percent	-63.4%	-29.2%	4.2%
	Pay Out Time (discounted)			years	30.0	30.0	25.0
	Pay Out Time			years	30.0	18.0	13.0
	Equity rate of return			percent	-5.2%	3.3%	9.3%
1. Total Capital Requirement				MM Eur	17.5	31.6	48.1
	ISBL		MM Eur		16.2	29.2	44.3
	OSBL		MM Eur		-	-	-
	Total Fixed (installed) Cost		MM Eur	111%	16.2	29.2	44.3
	P Net working capital reqt.		MM Eur	3%	0.4	0.7	1.1
	Total Investment		MM Eur	114%	16.6	29.9	45.4
	Interest on construction loan		MM Eur	calc	0.6	1.0	1.6
	Escalation Cost		MM Eur	2%	0.4	0.7	1.1
	Total Capital Requirement		MM Eur	120%	17.5	31.6	48.1
2. Sales				MM Eur	1.35	3.60	7.20
Main Products		Price		unit per hour			
	Chaleur_m	25.0	Eur/MWh	MWh	6.75	18.00	36.00
				MWh	6.75	18.00	36.00
	Total main products			MM Eur p.a.	1.35	3.60	7.20
By-products		Price		unit per hour			
	Chaleur_b	25.00	Eur/MWh	MWh			
	Total by products			MM Eur p.a.	-	-	-
3. Raw Material Consumption				MM Eur	- 0.20	- 0.54	- 1.08
Raw Materials - Feedstock		Price		unit per hour			
	Recette Accueil CSR	15.00	Eur/t	t	1.69	4.51	9.01
	Total feedstock cost			MM Eur p.a.	- 0.20	- 0.54	- 1.08
4. Variable Costs				MM Eur	0.27	0.72	1.43
Utilities		Price		unit per hour			
	Prod. Chimiques	1.00	Eur/EUR	EUR	5.25	14.00	28.00
	Achat Elec.	36.50	Eur/MWh	MWh	0.15	0.40	0.80
	Mise en décharge	90.00	Eur/t	t	0.25	0.68	1.35
	Total Variable costs			MM Eur p.a.	0.27	0.72	1.43
5. Fixed Costs				MM Eur	0.97	1.75	2.66
Labor Cost + Maintenance + Insurance + Overheads							
	Labor			MM Eur p.a.	0.49	0.88	1.33
Fixed Charges							
	Maintenance			1.5%	0.24	0.44	0.66
	Insurance			0.5%	0.08	0.15	0.22
	Overheads			1.0%	0.16	0.29	0.44
	TOTAL Fixed Charges		MM Eur	MM Eur p.a.	0.49	0.88	1.33

L'analyse montre que seul le cas 40MW est rentable avec un VAN de 1,9 M€ et un TIR de 7,4 %. Le temps de retour de ce projet est de 13 ans (25 ans en actualisé) et le taux de rentabilité sur les capitaux propres de 9 %. Si ce projet est économiquement viable, sa rentabilité est cependant limitée et peu attractive pour des investisseurs privés.

Les Figures 84 à 86 résument les analyses de sensibilité effectuées pour une variation de +/-30 % de chaque paramètre (sauf le facteur de charge qui varie de +/- 5 %). L'impact sur la valeur actuelle nette est présenté sur un diagramme Tornado, permettant d'identifier clairement les dix paramètres les plus impactants.

Figure 84 : Analyses de sensibilité du projet à 7,5 MW CSR dans le cas alternatif 2

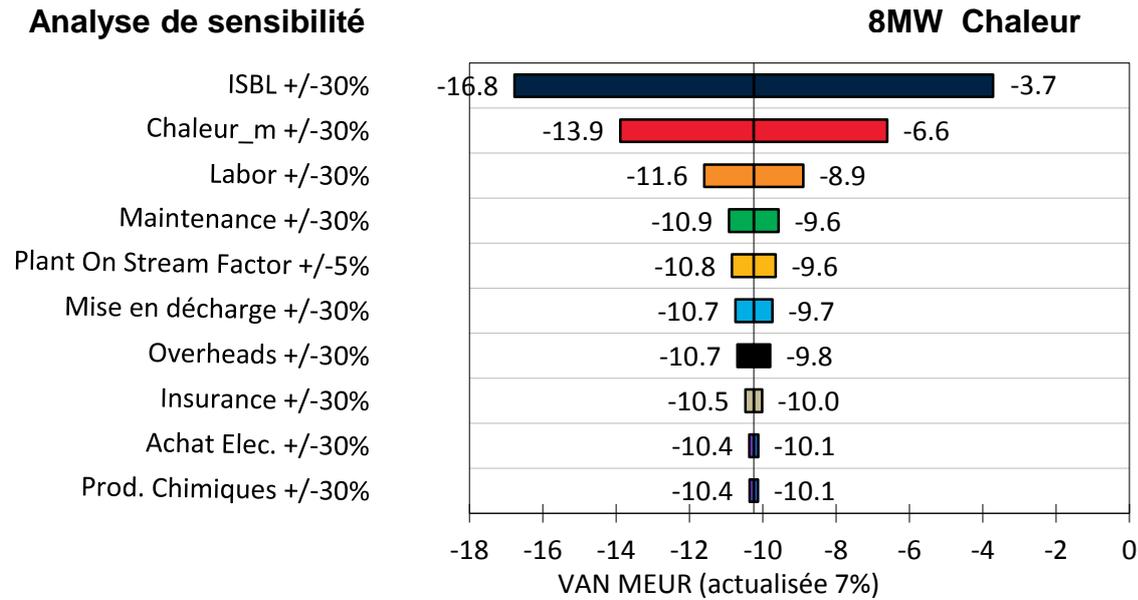


Figure 85 : Analyses de sensibilité du projet à 20 MW CSR dans le cas alternatif 2

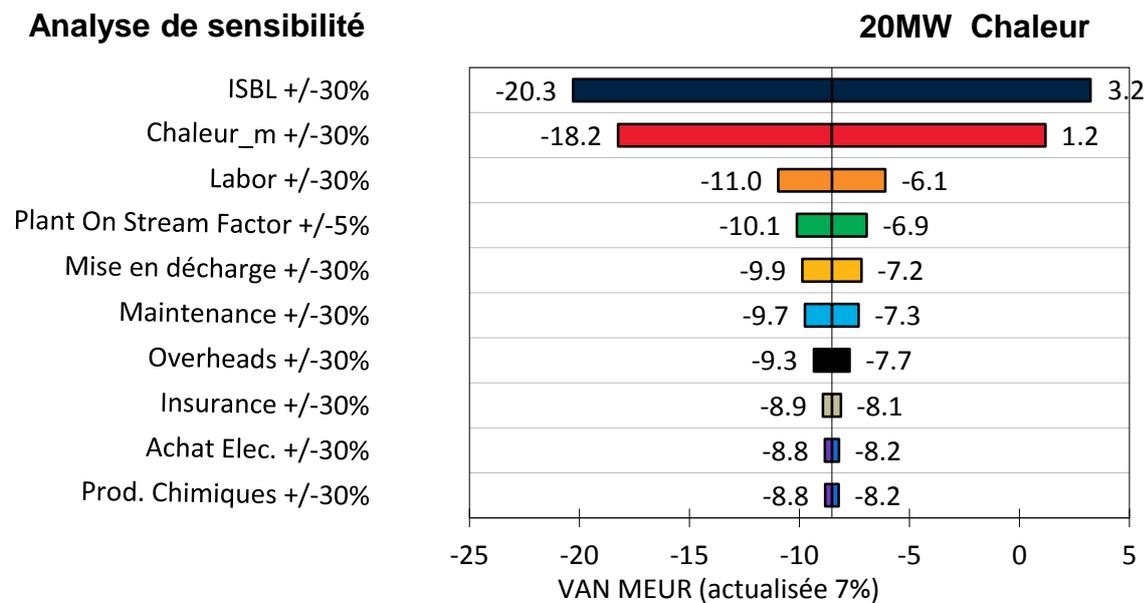
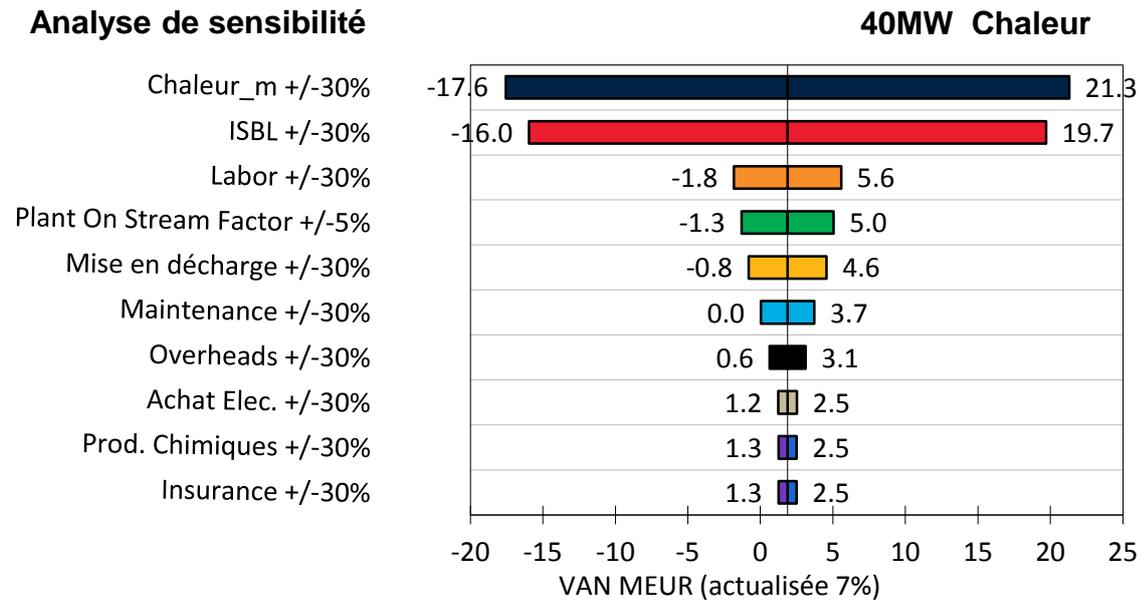


Figure 86 : Analyses de sensibilité du projet à 40 MW CSR dans le cas alternatif 2

L'analyse de sensibilité confirme que la rentabilité économique de ces projets dépend principalement : du capex, du prix de la chaleur, des frais fixes et du taux d'utilisation (facteur de charge). Ainsi dans le cas 40MW une baisse de 5 % du taux d'utilisation (passant de 8000 h à 7600 h) est suffisante pour que le projet ne soit plus rentable.

Cas alternatif n°3 : 100% chaleur et 35% subvention d'investissement

La Figure 87 résume l'analyse financière pour les 3 projets types présentés en tenant compte d'une subvention à l'investissement de 35%.

Sous ces hypothèses, la configuration 20MW devient économiquement viable avec un TRI de 9,6%. La configuration 40MW a un TIR de 13,6 % et un temps de retour sur investissement de 9 ans (12 ans en tenant compte de l'actualisation). Le taux de rentabilité sur capitaux propre est de 21 %, le projet bénéficiant d'un effet levier intéressant.

Cas alternatif n°4 : 100% chaleur et 65% subvention d'investissement

La Figure 88 résume l'analyse financière pour les 3 projets types présentés en tenant compte d'une subvention à l'investissement de 65 %.

Sous ces hypothèses, toutes les configurations sont économiquement viables. La configuration de 8MW devient économiquement viable avec un TRI de 13% et un temps de retour sur investissement de 10 ans (13 ans en tenant compte de l'actualisation). Le taux de rentabilité sur capitaux propre est de 19,6%, le projet bénéficiant d'un effet levier intéressant.

Avec ce niveau de subvention, la rentabilité économique des autres configurations s'améliore nettement avec un TIR pour le 20MW de 19,4 % et 24,8 % pour le 40MW.

Figure 87 : Analyse financière cas alternatif 3 (100% chaleur – 35% subvention investissement)

Monnaie	EUR	Eur	Index	short name	8MW_Chaleur	20MW_Chaleu	40MW_Chaleur
Année Ref.	2018			detailed name	Locale	Territorial	Ideal
Production Cost (on main products)				Eur/MWh p.a.	Chaleur - 35% subvention		
	Capex - Capital Charge			Eur/MWh	30.42	20.99	16.24
	Raw material costs			Eur/MWh	17.43	11.82	8.99
	Opex (excl. raw material)			Eur/MWh	-3.76	-3.76	-3.76
	By Products (if any)			Eur/MWh	16.75	12.93	11.01
Economic & Financial Results							
	Net Present Value @ 7% (at year 1)			million EUR	-2.63	5.19	22.68
	Internal rate of Return			percent	4.2%	9.55%	13.61%
	Profitability Index			percent	-25.0%	27.3%	78.3%
	Pay Out Time (discounted)			years	30.0	18.0	12.0
	Pay Out Time			years	17.0	12.0	9.0
	Equity rate of return			percent	4.1%	13.1%	21.2%
1. Total Capital Requirement				MM Eur	11.4	20.6	31.4
ISBL	ISBL		MM Eur		10.5	19.0	28.8
OSBL	OSBL		MM Eur		-	-	-
Total Fixed (installed) Cost			MM Eur	111%	10.5	19.0	28.8
P	Net working capital reqt.		MM Eur	3%	0.3	0.5	0.9
Total Investment			MM Eur	114%	10.8	19.5	29.7
	Interest on construction loan		MM Eur	calc	0.4	0.7	1.0
	Escalation Cost		MM Eur	2%	0.3	0.5	0.7
Total Capital Requirement			MM Eur	120%	11.4	20.6	31.4
2. Sales				MM Eur	1.35	3.60	7.20
Main Products		Price		unit per hour			
	Chaleur_m	25.0	Eur/MWh	MWh	6.75	18.00	36.00
				MWh	6.75	18.00	36.00
	Total main products			MM Eur p.a.	1.35	3.60	7.20
3. Raw Material Consumption				MM Eur	- 0.20	- 0.54	- 1.08
Raw Materials - Feedstock		Price		unit per hour			
	Recette Accueil CSR	15.00	Eur/t	t	1.69	4.51	9.01
	Total feedstock cost			MM Eur p.a.	- 0.20	- 0.54	- 1.08
4. Variable Costs				MM Eur	0.27	0.72	1.43
Utilities		Price		unit per hour			
	Prod. Chimiques	1.00	Eur/EUR	EUR	5.25	14.00	28.00
	Achat Elec.	36.50	Eur/MWh	MWh	0.15	0.40	0.80
	Mise en décharge	90.00	Eur/t	t	0.25	0.68	1.35
	Total Variable costs			MM Eur p.a.	0.27	0.72	1.43
5. Fixed Costs				MM Eur	0.63	1.14	1.73
Labor Cost + Maintenance + Insurance + Overheads							
	Labor			MM Eur p.a.	0.32	0.57	0.86
Fixed Charges							
	Maintenance			1.5%	0.16	0.28	0.43
	Insurance			0.5%	0.05	0.09	0.14
	Overheads			1.0%	0.11	0.19	0.29
	TOTAL Fixed Charges		MM Eur	MM Eur p.a.	0.32	0.57	0.86

Figure 88 : Analyse financière cas alternatif 4 (100% chaleur – 65% subvention investissement)

Monnaie	EUR	Eur	Index	short name	8MW_Chaleur	20MW_Chaleu	40MW_Chaleur
Année Ref.	2018			detailed name	Locale	Territorial	Ideal
Production Cost (on main products)					Chaleur - 65% subvention		
	Capex - Capital Charge			Eur/MWh p.a.	16.99	11.91	9.36
	Raw material costs			Eur/MWh	9.44	6.41	4.89
	Opex (excl. raw material)			Eur/MWh	-3.76	-3.76	-3.76
	By Products (if any)			Eur/MWh	11.31	9.26	8.22
Economic & Financial Results							
	Net Present Value @ 7% (at year 1)			million EUR	3.89	16.95	40.52
	Internal rate of Return			percent	12.9%	19.35%	24.79%
	Profitability Index			percent	68.3%	164.1%	257.2%
	Pay Out Time (discounted)			years	13.0	9.0	7.0
	Pay Out Time			years	10.0	7.0	6.0
	Equity rate of return			percent	19.6%	34.2%	47.0%
1. Total Capital Requirement				MM Eur	6.2	11.2	17.1
ISBL	ISBL		MM Eur		5.7	10.2	15.5
OSBL	OSBL		MM Eur		-	-	-
Total Fixed (installed) Cost			MM Eur	111%	5.7	10.2	15.5
P	Net working capital reqt.		MM Eur	3%	0.2	0.4	0.6
Total Investment			MM Eur	114%	5.8	10.6	16.1
	Interest on construction loan		MM Eur	calc	0.2	0.4	0.6
	Escalation Cost		MM Eur	2%	0.1	0.2	0.4
Total Capital Requirement			MM Eur	120%	6.2	11.2	17.1
2. Sales				MM Eur	1.35	3.60	7.20
Main Products		Price		unit per hour			
	Chaleur_m	25.0	Eur/MWh	MWh	6.75	18.00	36.00
	Total main products			MWh	6.75	18.00	36.00
				MM Eur p.a.	1.35	3.60	7.20
3. Raw Material Consumption				MM Eur	- 0.20	- 0.54	- 1.08
Raw Materials - Feedstock		Price		unit per hour			
	Recette Accueil CSR	15.00	Eur/t	t	1.69	4.51	9.01
Total feedstock cost				MM Eur p.a.	- 0.20	- 0.54	- 1.08
4. Variable Costs				MM Eur	0.27	0.72	1.43
Utilities		Price		unit per hour			
	Prod. Chimiques	1.00	Eur/EUR	EUR	5.25	14.00	28.00
	Achat Elec.	36.50	Eur/MWh	MWh	0.15	0.40	0.80
	Mise en décharge	90.00	Eur/t	t	0.25	0.68	1.35
Total Variable costs				MM Eur p.a.	0.27	0.72	1.43
5. Fixed Costs				MM Eur	0.34	0.61	0.93
Labor Cost + Maintenance + Insurance + Overheads							
	Labor			MM Eur p.a.	0.17	0.31	0.47
Fixed Charges							
	Maintenance			1.5%	0.09	0.15	0.23
	Insurance			0.5%	0.03	0.05	0.08
	Overheads			1.0%	0.06	0.10	0.16
	TOTAL Fixed Charges		MM Eur	MM Eur p.a.	0.17	0.31	0.47

Cas alternatif n°5 : recette d'accueil des CSR à 30 €/t

Les analyses précédentes ont été conduites en considérant une recette d'accueil des CSR par l'unité de production d'énergie à hauteur de 15 €/t. Le tableau suivant résume l'analyse financière pour l'ensemble des cas traités en considérant une recette d'accueil des CSR augmentée à 30 €/t.

	Valeur Actuelle Nette @ 7%	Taux Interne de Rentabilité %	Indice de Profitabilité %	Temps de retour investissement (actualisé) Année	Temps de retour sur Investissement Année
8MW_Motor	-14.69	-5.3%	-74%	30	30
20MW_Motor	-16.60	1.4%	-45%	30	23
20MW_Turbine	-11.41	2.6%	-37%	30	20
40MW_Turbine	-3.22	6.3%	-7%	30	15
40MW_Turbine_bio elec	6.49	8.4%	14%	22	13
8MW_Chaleur	-8.41	0.2%	-52%	30	27
20MW_Chaleur	-3.64	5.7%	-12%	30	15
40MW_Chaleur	11.64	9.5%	26%	18	12
8MW_Chaleur_35% sub	-0.80	6.2%	-8%	30	15
20MW_Chaleur_35 %sub	10.07	11.7%	53%	14	10
40MW_Chaleur_35 %sub	32.45	16.0%	112%	10	8
8MW_Chaleur_65% sub	5.72	15.2%	101%	11	9
20MW_Chaleur_65 %sub	21.83	22.2%	212%	8	7
40MW_Chaleur_65 %sub	50.28	28.2%	320%	6	6

Sous ces hypothèses, les résultats économiques des projets sont améliorés avec un taux interne de rentabilité augmenté d'environ 200 à 300 bps (point de base). Hors subvention c'est le cas 40 MW chaleur qui a la meilleure rentabilité. Si une subvention à l'investissement de 35 % est considéré alors le cas 20 MW devient économiquement viable. La production d'électricité en cogénération est rentable dans le 40 MW avec un prix de l'électricité pour la part biogénique de 149 €/MWh.

Conclusion

Sous les hypothèses prises, et dans le cas d'une recette d'accueil des CSR pour le valorisateur fixée à 15 €/t,

- o les cas **cogénération à partir de gazéification de CSR** étudiés ici vont dans le sens des déclarations des acteurs de **la filière**, à savoir qu'elle **doit être aidée pour attirer les investisseurs en l'état actuel de la législation**, qui ne prévoit pas de mécanisme de soutien, et ce d'autant que les installations sont petites. Les résultats montrent en outre que même les gros projets (puissance combustible > 40 MW qui vont à l'encontre d'une logique territoriale) peinent à atteindre l'équilibre économique. La reconnaissance d'une part d'électricité renouvelable, prise ici à 25 % mais qui peut être inférieure tout comme très largement supérieure (jusqu'à 100 %), tempèrent ces résultats sans toutefois les discréditer. L'enjeu de réduction du volume des déchets mis en décharge n'est donc pas contrebalancé par des incitations économiques dans le cas cogénération CSR.
- o **Les installations de gazéification 100 % chaleur de plus de 40 MW combustible en mesure de valoriser en continu leur production (cas de l'eau chaude) sont viables sans subvention.** Une aide à hauteur de 35 % de l'investissement conduit les installations d'une puissance de l'ordre de 20 MW combustible à des résultats économiques satisfaisants. Celles plus petites (puissance combustible autour de 7,5 MW) doivent néanmoins être davantage subventionnées pour être rentables. Cela dit, **l'allocation d'aide(s)**, lorsqu'elle est nécessaire pour promouvoir la filière CSR, **doit être en lien avec l'impact environnemental des installations** aux yeux de la profession.

13. RECOMMANDATIONS DE L'ETUDE POUR LE DEPLOIEMENT DE LA FILIERE CSR EN FRANCE

La filière CSR repose à la fois sur la valorisation d'un déchet pour produire un combustible défini, qui sera utilisé pour produire de l'énergie en substitution des matières premières fossiles, et sur la fourniture d'énergie.

L'étude propose un ensemble de recommandations réparties en 5 axes : **Techniques, Economiques, Stratégiques, Règlementaires et Sociétales.**

13.1. AXE 1 : AMELIORATIONS TECHNOLOGIQUES

Il est recommandé de mieux définir et documenter le cadre économique de référence de la filière CSR (production et utilisation) en fonction de la nature du combustible, de la taille des installations, des technologies et des modes de valorisation :

- tout d'abord dans l'optique de la production classique de chaleur et d'électricité (en combustion et cogénération),
- puis pour de nouvelles voies de valorisations plus complexes (gazéification, pyro-gazéification, etc.)

Il est souhaitable également d'identifier les sites favorables à la production de CSR (nouveaux projets, renouvellement d'installations), les zones sans installations d'incinération d'ordures ménagères. Mais attention, ce n'est pas un marché de reconversion des installations existantes.

Il est aussi souhaitable de chiffrer les impacts environnementaux par des modélisations économiques pour évaluer les externalités positives et pour justifier les aides financières éventuelles.

Enfin, il conviendrait d'adapter la technologie de valorisation de CSR en fonction de la nature du CSR (PCI, cendres, chlore, ..).

13.2. AXE 2 : FINANCIER ET ECONOMIQUE

Il sera important de trouver des mécanismes financiers pour favoriser l'usage des CSR notamment à l'échelle territoriale :

- Hausse de la taxe TGAP sur l'enfouissement pour que le coût d'envoi en centres de stockage soit supérieur au coût de traitement des Déchets d'Activités Economiques et des refus de Tri--Compostage ou Tri--Méthanisation.
- Une aide financière aux installations de combustion de CSR à travers des aides à l'investissement, des tarifs de rachat ou des compléments de rémunération. L'impact des économies d'échelles sur les installations est important. Les leviers économiques doivent être plus importants (en volume) pour les petites installations de combustion de CSR (< 20 MW) que pour les grandes installations.

Ces leviers économiques seront plus rentables sur des grosses installations. Notamment pour la gazéification de CSR, les aides à l'investissement semblent plus rentables que les tarifs de rachat d'électricité.

13.3. AXE 3 : STRATEGIE DE DEPLOIEMENT

Il sera important de développer les mécanismes incitant à l'usage des CSR dans les installations territoriales.

Peut-on s'appuyer sur la conversion des centrales thermiques charbon aux CSR ? Pour cela il ne faudrait pas limiter le transport des CSR au niveau régional car les besoins de CSR pour alimenter (même partiellement) les centrales thermiques seront importants.

Il serait nécessaire de mettre d'abord en place un cadre réglementaire national incitatif à la consommation de CSR (hausse à la TGAP, aides à l'investissement, tarif de rachat de l'énergie, besoin de quotas de CO₂,...) et s'appuyer momentanément sur les débouchés transfrontières de CSR comme levier au développement de la filière.

Il faudrait faciliter le développement de grands centres de tri afin de rendre la production de CSR plus économique (effets d'échelles) : en effet, il y a une problématique de taille des installations de production de CSR qui sont souvent trop petites. Les gisements sont généralement trop faibles et leur regroupement permettrait d'améliorer la rentabilité de la production des CSR.

Attention toutefois à l'évolution, à terme, des centres de tri avec la mise en place du tri de DAE à la source.

13.4. AXE 4 : FAIRE EVOLUER LE CADRE REGLEMENTAIRE

Il conviendrait d'étudier les voies d'améliorations et/ou d'évolutions de la réglementation avec :

- une meilleure prise en compte du carbone biogénique, et de la production d'énergie renouvelable ;
- une évaluation de tous les impacts associés à une possible sortie du statut de déchet des CSR : impacts sur les exigences de qualité du produit CSR, sur le volume de CSR produit, sur la hiérarchie des modes de traitement, sur la réglementation de la co-incinération, règlementation Reach, etc.

Il conviendrait également d'étudier les voies de simplification administrative pour faciliter le contact entre l'administration et les (petits) porteurs de projets avec :

- une facilitation des dépôts de projets, réduction des délais de retour des AAP, etc.
Peut-on s'inspirer des réflexions conduites dans le domaine de la méthanisation ?

13.5. AXE 5 : COMMUNICATION / ACCEPTABILITE SOCIETALE

Enfin, il serait important de :

- o développer l'acceptabilité sociétale du public par des campagnes d'information sur la combustion des CSR afin, notamment, de différencier l'incinération d'OMR de la co-incinération de CSR (les CSR étant des déchets leur combustion est considérée comme une co- incinération).
- o favoriser la communication entre l'administration, les porteurs de projets et les utilisateurs d'énergie sur la filière CSR. Et pour terminer,
- o mieux informer sur la nature des CSR, trop mal connue et mal interprétée, et sur les externalités positives si elles sont bien établies.

14. LEXIQUE

Biodéchets des ménages	Déchets biodégradables solides. Ils comprennent les déchets alimentaires, les déchets verts des ménages ou déchets de jardin, les papiers et les cartons collectés en mélange.
BRS	Bio Réacteur Stabilisateur. Attention, "BRS®" désigne un modèle breveté en France par Vinci Environnement, il serait plus juste de parler de "tube de pré-fermentation". Il s'agit d'un tube à rotation lente, de 3 à 5 m de diamètre pour 40 à 50 m de long, destiné à accélérer en quelques jours, dans une atmosphère aérée et humide, le processus biologique de dégradation aérobie de la FFOM.
Compostage	Procédé biologique permettant la dégradation accélérée de déchets organiques pour produire du compost, sous l'action de bactéries aérobies (en présence d'oxygène).
CSR	Combustible Solide de Récupération : combustibles solides préparés à partir de déchets non dangereux destinés à être valorisés énergétiquement dans des installations d'incinération ou de co-incinération. Les termes anglo-saxons équivalents : Refuse Derived Fuel (RDF), Solid Recovered Fuel, Substitute Fuel, Secondary Fuel....
DAE	Déchets d'Activités Economiques
DMA	Déchets Ménagers et Assimilés
DNDAE	Déchets Non Dangereux des Activités Economiques
Encombrant	Les encombrants correspondent aux déchets qui, du fait de leur poids et de leur volume, ne sont pas pris en charge par le service de collecte des ordures ménagères. La loi n'établit pas de liste des encombrants, mais en pratique il peut notamment s'agir du mobilier ou d'appareils de gros électroménager. Toutefois, certains déchets bien que volumineux ne sont pas considérés comme des encombrants, notamment les gravats, les déchets verts et les véhicules hors d'usage.
FFOM	Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères : ensemble des déchets fermentescibles contenus dans les ordures ménagères : papiers, cartons, matières organiques, certains textiles,...
ISDD	Installation de Stockage de Déchets Dangereux
ISDND	Installation de Stockage des Déchets Non Dangereux
ITOM	Installation de Traitement des Ordures Ménagères
Mâchefers	Mâchefers d'Incinération des Ordures Ménagères (MIOM) : ils forment les résidus issus des foyers de combustion des UIOM. Ils sont aussi appelés scories.
Méthanisation	Traitement biologique anaérobie de déchets fermentescibles produisant un gaz combustible (biogaz) et un digestat
OMR	Ordures Ménagères Résiduelles : fraction des ordures ménagères restant après le tri à la source des éléments recyclables et/ou valorisables. Ce sont les déchets qui sont produits en « routine » par les ménages, non collectés séparément (verre, emballages, papiers, voire déchets organiques), et présentés en mélange à la collecte.
Ordures ménagères	Ensemble des déchets issus de l'activité domestique quotidienne des ménages et des activités économiques, collectés dans les mêmes conditions.
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur. Energie thermique libérée par la combustion d'un kilogramme de combustible sous forme de chaleur sensible - à l'exclusion de l'énergie de vaporisation (chaleur latente) de l'eau présente en fin de réaction. Le

	PCI est ici exprimé en MJ/kg (mégajoule par kilogramme de matière sèche).
RBA	Refus Broyage Automobile
REFIOM	Résidus issus du dépoussiérage et de la neutralisation des fumées des incinérateurs : correspondent aux résidus solides collectés après traitement chimique des fumées visant à réduire la pollution.
Refus de tri	Fraction des déchets soustraite aux flux entrants en centre de tri car non conforme et rendant impropre la valorisation du flux restant Les refus de tri sont alors stockés, incinérés ou transformés en CSR (si leur nature le permet).
RSOM	Recyclables Secs des Ordures Ménagères
SPPGD	Service Public de Prévention et de Gestion des Déchets
STEP	STation d'ÉPuration.
TGAP	Taxe Générale sur les Activités Polluantes : cette taxe est due par les entreprises dont l'activité ou les produits sont considérés comme polluants. Il s'agit entre autres des activités de stockage, traitement thermique ou transfert de déchets non dangereux.
TMB	Traitement Mécano-biologique
Tri-compostage	Procédé de traitement des OMR, qui allie le compostage de la FFOM et le tri mécanique des autres fractions en vue de leur recyclage ou de leur valorisation.
UIOM	Unité d'Incinération d'Ordures Ménagères
Valorisation	Réemploi, réutilisation, régénération, recyclage, valorisation organique ou énergétique des déchets. Valorisation organique : Utilisation de compost, digestat ou autres déchets organiques transformés par voie biologique pour amender les sols.

15. ANNEXES

ANNEXE 1 : Evolution des taux de TGAP enfouissement

Extrait de la loi de finance rectificative de 2016

Désignation des opérations imposables	Unité de perception	Quotité en euros								
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	A compter de 2025
Réception de déchets dans une installation de stockage de déchets non dangereux non autorisée en application du titre Ier du livre V du code de l'environnement pour ladite réception ou transfert vers une telle installation située dans un autre Etat.	tonne	150	151	151	152	152	155	155	157	158
Réception de déchets dans une installation de stockage de déchets non dangereux autorisée en application du titre Ier du livre V du code de l'environnement pour ladite réception ou transfert vers une telle installation située dans un autre Etat et autorisée en vertu d'une réglementation d'effet équivalent :										
A.-Dont le système de management environnemental a été certifié conforme à la norme internationale ISO 14001 par un organisme accrédité ;	tonne	32	33							
B.-Réalisant une valorisation énergétique de plus de 75 % du biogaz capté ;	tonne	23	24	24	25	25	28	28	30	31
C.-Dans un casier, ou une subdivision de casier, exploitée selon la méthode du bioréacteur équipé dès sa construction des équipements de	tonne	32	33	34	35	35	38	39	41	42

Désignation des opérations imposables	Unité de perception	Quotité en euros								
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	A compter de 2025
captage du biogaz et de réinjection des lixiviats, la durée d'utilisation du casier ou de la subdivision du casier étant inférieure à deux ans, l'installation réalisant une valorisation énergétique du biogaz capté ;										
D.-Relevant à la fois des B et C ;	tonne	15	16	17	18	18	21	22	24	25
E.-Autre.	tonne	40	41	41	42	42	45	45	47	48

ANNEXE 2 : Taux de TGAP incinération

Extrait de la loi de finance rectificative¹⁰ de 2016

Désignation des opérations imposables	Unité de perception	Quotité en euros
		À compter de 2017
Réception de déchets dans une installation de traitement thermique de déchets non dangereux ou transfert vers une installation située dans un autre Etat et autorisée en vertu d'une réglementation d'effet équivalent :		
A.-Dont le système de management environnemental a été certifié conforme à la norme internationale ISO 14001 par un organisme accrédité, pour des déchets réceptionnés au plus tard le 31 décembre 2018 ; -Dont le système de management de l'énergie a été certifié conforme à la norme internationale ISO 50001 par un organisme accrédité ;	tonne	12
B.-Dont les valeurs d'émission de NOx sont inférieures à 80 mg/Nm3 ;	tonne	12
C. Réalisant une valorisation énergétique élevée dont le rendement énergétique est supérieur ou égal à 0,65 ;	tonne	9
D.-Relevant à la fois des A et B ;	tonne	9
E.-Relevant à la fois des A et C ;	tonne	6
F.-Relevant à la fois des B et C ;	tonne	5
G.-Relevant à la fois des A, B et C ;	tonne	3
H.-Autre.	tonne	15

ANNEXE 3 : Données relatives aux incinérateurs à grilles mobiles britanniques de déchets

Investisseur	Site et/ou projet	Type de déchets	Capacité (kt/an)	PCI (GJ/t)	Puissance combustible (MW)	CAPEX	Puissance électrique (MW)	CAPEX (millions d'euros 2016)	Coût unitaire hors turbine (millions d'euros 2016 / MW combustible)
Veolia	Leeds	residual municipal waste	20.5 tph soit 164 ktpy si 8000h/an	9.0	51	£140 million 2012	13.8	155.5	2.96
Viridor	Peterborough	-	85 ktpy	9.4	28	£72 million 2013	7	78.4	2.73
Viridor	Cardiff	commercial plus domestic	350 ktpy	9.0	115	£223 million 2015	30	292	2.47
Viridor	Beddington	residual Municipal Solid Waste plus some commercial and industrial waste	275 ktpy	9.8	96	£205 million 2015	26	268.8	2.73
Viridor	Avonmouth	-	350 ktpy	9.0 (Hyp.)	109	€296,3 million 2017	28	291.3	2.61

ANNEXE 4 : Rendements des cogénérations

Extrait du rapport du MEDDE « Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement »

Technologie		2010	2015	2020
Turbine à vapeur à contre-pression (biomasse)	Rendement électrique	14%	14%	14%
	Rendement thermique	76%	76%	76%
	Rendement global	90%	90%	90%
	C/E	5,4	5,4	5,4
	Rendement électrique	14%	14%	14%
	Rendement thermique	76%	76%	76%
Turbine à vapeur à extraction	Rendement global	90%	90%	90%
	C/E	5,4	5,4	5,4
	Rendement électrique	32%	32%	34%
Turbine à gaz	Rendement thermique	48%	48%	51%
	Rendement global	80%	80%	85%
	C/E	1,5	1,5	1,5
Moteur à combustion interne	Rendement électrique	40%	40%	42,5%
	Rendement thermique	40%	40%	42,5%
	Rendement global	80%	80%	85%
	C/E	1,0	1,0	1,0
	Rendement électrique	29%	33%	33%
	Rendement thermique	51%	52%	52%
Micro-turbine	Rendement global	80%	85%	85%
	C/E	1,8	1,6	1,6
	Rendement électrique	15%	18%	20%
Moteur Stirling	Rendement thermique	90%	88%	85%
	Rendement global	105%	105%	105%
	C/E	6,0	5,0	4,25
Pile à combustible	Rendement électrique	-	45%	55%
	Rendement thermique	-	40%	35%
	Rendement global	-	85%	90%
	C/E	-	0,89	0,6
	Rendement électrique	15%	18%	20%
	Rendement thermique	90%	88%	85%
Moteur à vapeur	Rendement global	105%	105%	105%
	C/E	6,0	5,0	4,3
	Rendement électrique	15%	18%	20%
Cycle Rankine Organique (ORC)	Rendement thermique	90%	88%	85%
	Rendement global	105%	105%	105%
	C/E	6,0	5,0	4,3

Tableau 40 – Hypothèses sur les rendements moyens retenus pour chaque technologie

ANNEXE 5 de l'appel à projets ADEME Energie CSR 2017 : Extrait du règlement (UE) n° 651/2014 de la Commission (17 juin 2014)¹³⁶

Annexe 5 : Règlement (UE) n° 651/2014 de la Commission (17 juin 2014)

Le texte complet est disponible sur le site du droit de l'Union Européenne : <http://eur-lex.europa.eu>
Pour les aides environnementales en faveur des investissements dans la promotion de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelable, les dispositions sont les suivantes (article 41 du texte) :

Entreprises bénéficiaires :

Toutes les entreprises quelle que soit leur taille, peuvent bénéficier des présentes dispositions, sous réserve des exclusions précisées dans le règlement n°651/2014. Le candidat peut se référer au guide de la Commission Européenne sur la nouvelle définition des PME :

Catégorie d'entreprise	Effectifs	Chiffre d'affaires annuel	Total du bilan annuel
Moyenne entreprise	< 250	≤ 50 millions d'euros	OU ≤ 43 millions d'euros
Petite entreprise	< 50	≤ 10 millions d'euros	OU ≤ 10 millions d'euros

http://ec.europa.eu/enterprise/policies/sme/files/sme_definition/sme_user_guide_fr.pdf

Collectivités bénéficiaires

Pour une collectivité dans le cadre d'une activité économique, seuls l'effectif et le budget affectés à l'opération financée seront pris en compte pour déterminer la taille de la structure à aider.

Intensité maximum de l'aide ADEME:

L'intensité maximale de l'aide ADEME ne peut dépasser les taux indiqués dans le tableau suivant appliqués à l'assiette de l'aide ADEME :

	Petite entreprise	Entreprise moyenne	Grande entreprise
Intensité maximale de l'aide	65%	55%	45%

Le cumul des aides publiques ne pourra pas dépasser les intensités d'aides maximum prévues par la réglementation communautaire ou nationale.

Assiette de l'aide :

L'assiette de l'aide sera déterminée en prenant en compte le coût d'une solution de référence. Cette dernière sera proposée par le candidat sachant qu'elle ne pourra être d'un montant inférieur à une chaudière gaz de puissance équivalente déterminée par la formule suivante (en €) : $1,18 * (0,014 * \text{puissance (kW)} * 1000 + 44000)$.

Exemple de calcul :

+	Puissance CSR	10 MW
	Investissement CSR éligible	15 000 000 €
	Aide demandée (Subvention et aide remboursable)	5 000 000 €
	Investissement de référence	217 120 €
	Taux d'aide (aide / surcoût)	33,8 %

Le taux est inférieur à 45% donc compatible avec les règles du RÈGLEMENT (UE) No 651/2014 du 17 juin 2014 ainsi que le système d'aides à la réalisation de l'ADEME.



Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie
CVT - Consortium de Valorisation Thématique