

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

AMORCE

Avec le soutien technique
et financier de

ADEME



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

NOTE

Cogénération en France et réseaux de chaleur : Etat des lieux et perspectives

Série
Technique

ENT 27 / RCT 43

Août 2017



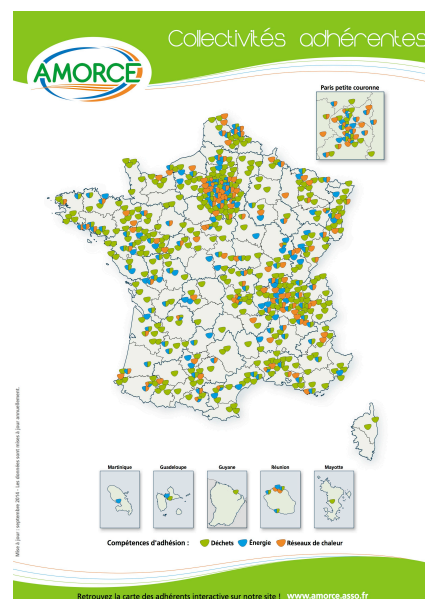
Energie
et Climat

PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant plus de 860 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de politiques Énergie-Climat des territoires (maîtrise de l'énergie, lutte contre la précarité énergétique, production d'énergie décentralisée, distribution d'énergie, planification) et de gestion territoriale des déchets (planification, prévention, collecte, valorisation, traitement des déchets).

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

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



PRÉSENTATION DE L'ADEME



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

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

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

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

Contact pour ce guide : David CANAL

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01
Tel : 02 41 20 41 20
www.ademe.fr

AMORCE / ADEME – Août 2017

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

REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des collectivités et professionnels ayant participé à notre travail, dont celles qui nous ont fait part de leurs retours d'expérience et qui nous ont fourni des documents pour illustrer cette publication.

RÉDACTEURS

Maxime ANCHISI, manchisi@amorce.asso.fr

Relecteurs : Romain ROY, **AMORCE** ; Thomas DUFFES, **AMORCE** ; David CANAL, **ADEME**

MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Août 2017

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

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

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

PRÉAMBULE

Cette note propose un tour d'horizon de la cogénération en France, en particulier pour les installations équipant les réseaux de chaleur.

La réunion du groupe d'échanges « développement des réseaux de chaleur » du 4 mai 2017, dédié en grande partie à la cogénération, a permis l'enrichissement et le développement du contenu proposé dans ce document.

SOMMAIRE

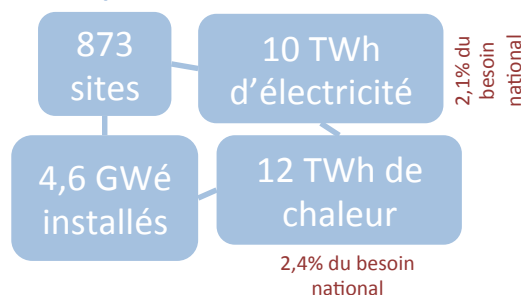
PREAMBULE	4
SOMMAIRE	4
INTRODUCTION	5
1. UN CONTEXTE NATIONAL EN MUTATION	6
1.1. CONTEXTE GENERAL	6
1.2. COGENERATION ET MECANISME DE CAPACITE	6
2. QUELLES EVOLUTIONS DES MECANISMES DE SOUTIEN A LA COGENERATION AU GAZ NATUREL?	7
3. ETAT DES LIEUX DES COGENERATIONS A L'HIVER 2016/2017	10
3.1. COGENERATIONS AU GAZ NATUREL SOUS OBLIGATION D'ACHAT	10
3.2. COGENERATIONS ISSUES DE SOURCES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION	11
4. UN AVENIR AXE SUR LA BIOMASSE, LE BIOGAZ, ET LA PETITE COGENERATION ..	13
5. CONCLUSION : QUELLES PERSPECTIVES POUR LA FILIERE COGENERATION GAZ ? 14	
POUR ALLER PLUS LOIN	15
GLOSSAIRE	15
ANNEXES	16
<u>ANNEXE 1 : COGENERATION INTERNE OU EXTERNE : QUEL IMPACT SUR LE CONTENU CO₂ D'UN RESEAU DE CHALEUR ?</u>	16
<u>ANNEXE 2 : RAPPELS SUR LE COMPLEMENT DE REMUNERATION</u>	18
<u>ANNEXE 3 : PUISSANCE GARANTIE EN HIVER DES INSTALLATIONS DE COGENERATION EN CONTRAT AVEC EDF OA (SOURCE : EDF OA)</u>	19
<u>ANNEXE 4 : EVOLUTION DU BIOMETHANE INJECTE DANS LE RESEAU DE GAZ NATUREL</u>	19

INTRODUCTION

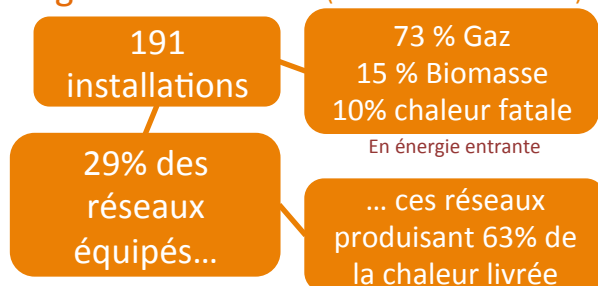
Basée sur le principe d'une production simultanée d'électricité et de chaleur, la cogénération se présente essentiellement sous la forme de turbines à gaz, turbines à vapeur ou moteurs à combustion interne. En France, la majorité des cogénérations sont alimentées à partir de gaz naturel, on trouve toutefois des cogénérations à partir biomasse (en développement depuis le milieu des années 2000), de chaleur fatale (nombreuses installations existantes sur les Usines d'Incinération des Ordures Ménagères - UIOM), voire issue de la géothermie profonde (encore peu de projets¹).

La cogénération au gaz s'est considérablement développée dans les pays scandinaves et d'Europe de l'Est à l'instar du Danemark et de la Slovaquie où elle représentait respectivement 50 et 77% de la production globale d'électricité en 2013. La cogénération gaz occupe une place importante dans le système électrique français, du fait de sa **flexibilité** et de son caractère **facilement pilotable** (capacité d'injection sur le réseau électrique dans des délais très courts en cas de demande, malgré son poids relativement limité dans le mix de production - environ 3,5% de la puissance installée). Cette capacité de réactivité en fait un moyen de **sécurisation des approvisionnements électriques**, surtout lors des pointes d'appel de puissance qui surviennent par grand froid.

En 2015, la cogénération gaz représentait (source: ATEE) :



En 2015, sur les réseaux de chaleur, la cogénération c'est (source : SNCU et ATEE) :



ces derniers étant principalement sollicités en hiver pour des besoins de chauffage, au moment même où la cogénération soutient le réseau électrique. Toutefois, **l'avantage des installations de cogénération au gaz vis à vis des émissions de CO₂ existe uniquement si ces dernières produisent en remplacement d'un autre moyen de production d'électricité à combustible fossile²**. D'après la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en cours, l'intérêt de la cogénération doit ainsi être « évalué au regard de la place des moyens thermiques dans le mix à moyen terme ».

sécurisation des approvisionnements

L'autre intérêt de la cogénération gaz relève de **l'efficacité énergétique**, puisque la production simultanée d'électricité et de chaleur en un seul système permet une **économie d'énergie primaire par rapport à des productions électrique et thermique séparées**. La chaleur récupérée sur les gaz d'échappement et/ou le refroidissement de l'installation est généralement valorisée auprès d'industriels ou de réseaux de chaleur,

¹ Des projets sont notamment en cours à Wissembourg (Bas-Rhin), Vendenheim (Bas-Rhin) et à Valence (Drôme)

² L'**annexe 1** propose une brève étude de cas sur le contenu CO₂ d'un réseau de chaleur équipé d'une cogénération, lorsque celle-ci est considérée comme interne ou externe au réseau de chaleur

1. UN CONTEXTE NATIONAL EN MUTATION

1.1. Contexte général

En France, la cogénération au gaz naturel s'est particulièrement développée à la fin des années 1990. Avec la mise en service de nombreux sites de production³, ce sont près de 4000 MW de puissance électrique qui ont été raccordés entre 1997 et 2005.

Pour assurer leur pérennité économique, ces installations ont depuis 1997 bénéficié d'un dispositif de soutien fondé sur l'obligation d'achat (OA) de l'électricité produite⁴, par l'opérateur historique. Ces contrats permettaient aux installations de rémunérer leur production électrique sur une durée contractuelle de 12 ans à un tarif avantageux, pour aider la filière à s'insérer sur un marché fermé de l'électricité et à amortir les gros investissements consentis. La plupart des premiers contrats d'obligation d'achat sont donc arrivés à échéance entre 2008 et 2013.

Dès lors, les producteurs ont eu la possibilité de signer un nouveau contrat d'achat (C01-R), sous certaines conditions d'investissement dans la rénovation des installations. A noter que cette obligation d'investissement était imposée pour bénéficier d'un nouveau contrat de 12 ans alors même que les unités pouvaient être en bon état de fonctionnement. Certains producteurs ont fait le choix de cesser la production et de démanteler les installations.

Depuis 2016, conjointement à la réforme des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables⁵ et à la mise en place du mécanisme de capacité⁶, un nouveau cadre se met progressivement en place pour la cogénération, sous les lignes directrices de la PPE 2016-2023.

1.2. Cogénération et mécanisme de capacité

Les pointes de consommations sur le réseau électrique peuvent créer, en période hivernale notamment, des tensions sur le système électrique et fragiliser la sécurité d'approvisionnement. **Le mécanisme de capacité est un mécanisme assurantiel**, dans lequel les fournisseurs d'électricité doivent démontrer qu'ils disposent de suffisamment de capacités pour couvrir les besoins de leurs clients pendant les périodes de pointe. Concrètement, **il s'agit de créer un nouveau marché de la puissance (en MW) qui vient compléter le marché de l'énergie (en MWh) déjà existant.**

Pour remplir cette nouvelle obligation, les fournisseurs doivent détenir des certificats de capacité, fonction de la consommation de leurs clients durant des périodes précises de forte consommation sur le réseau. **Réseau de Transport d'Électricité (RTE) délivre ces certificats aux producteurs ou aux opérateurs d'effacement** en échange d'un engagement de disponibilité de leurs installations lors des périodes hivernales. Les producteurs et opérateurs d'effacement valorisent ensuite ces certificats auprès des fournisseurs (**près de 10 000 €/MW pour 2017**). La première année couverte par le mécanisme a officiellement démarré au 1^{er} janvier 2017. Concrètement, **les installations de cogénération sont désormais rémunérées pour la puissance qu'elles mettent à disposition du réseau électrique sur des périodes précises (dites « PP2⁷ »)**. Il s'agit ainsi de créer un signal d'investissement représentatif des besoins du réseau électrique pour assurer un approvisionnement sécurisé.

³ Environ 120 sites en cogénération équipaient les réseaux de chaleur en 2001

⁴ Comme peuvent en bénéficier la plupart des énergies renouvelables électriques à ce jour

⁵ Voir à ce sujet : *ENE16 : Evolution des dispositifs de soutien à l'électricité renouvelable*, AMORCE, 2017

⁶ Voir à ce sujet : *ENE18 : Mécanisme de capacité : quelles répercussions économiques pour les collectivités locales ?*, AMORCE, 2017

⁷ Ces jours, identifiés comme sensibles pour le réseau électrique, sont notifiés par RTE la veille du jour concerné à 19h

Les petits producteurs passeront vraisemblablement par un agrégateur ou par le gré à gré pour la valorisation de leurs capacités, les coûts d'accès au marché organisé (la bourse) étant élevés. Pour les installations sous obligation d'achat, c'est l'acheteur obligé qui est "subrogé" au producteur pour faire les démarches de certification et valoriser les certificats de capacité.

Fin mars 2017, les capacités certifiées des installations de cogénération gaz s'élevaient à 12 000 MW électrique (MWé), pour des puissances installées allant de 23 à 120 MW.

Les revenus constatés grâce à ce nouveau marché restent cependant bien en dessous des précédentes primes de disponibilités⁸ allouées de manière transitoire en 2015 et 2016.

2. QUELLES EVOLUTIONS DES MÉCANISMES DE SOUTIEN À LA COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL?

Les contrats dits « C13 » – le nombre faisant référence à l'année de l'arrêté tarifaire – sont les versions évoluées des premiers contrats d'obligation d'achat instaurés à la fin des années 90 (C97, C01, etc.). Conformément aux lignes directrices de l'Union européenne parues en 2014⁹, la loi de transition énergétique pour la croissance verte a profondément modifié les modalités de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération en France. Cette nouvelle réglementation, applicable depuis le 28 mai 2016¹⁰¹¹¹², va entraîner plusieurs modifications majeures :

- **l'architecture des dispositifs de soutien sera davantage intégrée aux marchés de l'électricité (complément de rémunération – cf. Annexe 2)**
- **avec une mise en concurrence accrue pour les grandes installations (appels d'offres).**

Pour les cogénérations installées sur les réseaux de chaleur, de nombreuses questions restent encore en suspens.

Depuis 2016, les nouveaux dispositifs de soutien à la cogénération au gaz naturel ont été scindés en plusieurs segments distincts :

- Les **nouvelles installations de micro et mini cogénération (<300 kWé)** pourront bénéficier d'un tarif d'achat (nouveau contrat C16 « OA ») en guichet ouvert (c'est à dire sans mise en concurrence, sur la base des arrêtés tarifaires en vigueur).
- Les **nouvelles installations de moins de 1 MWé** pourront obtenir un contrat de complément de rémunération en guichet ouvert (C16 « CR »).
- Les **installations existantes de moins de 1 MWé** pourront bénéficier d'un nouveau complément de rémunération sous réserve de l'engagement du producteur à réaliser un programme d'investissement de rénovation, via un contrat C16. La rémunération dépendra directement de l'ampleur du programme d'investissement réalisé.

⁸ En attendant la mise en place du mécanisme de capacité, les contrats transitoire de capacité CS13 et CS15 ont permis d'apporter une rémunération complémentaires aux grandes cogénérations (>12 MWé)

⁹ Communication n° 2014/C 200/01 du 28/06/14 relative aux lignes directrices européennes concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020

¹⁰ Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie

¹¹ Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité

¹² Décret n° 2016-690 du 28 mai 2016 pris pour l'application de l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie

Ainsi, l'immense majorité des cogénérations ne bénéficie plus de dispositifs de soutien en guichet ouvert :

- **Les installations existantes de plus de 1 MWé (arrivées au terme de leur précédent contrat d'achat) et les installations nouvelles de puissance comprise entre de 1 et 12 MWé** ne font l'objet d'aucun nouveau soutien. Bien que les cogénérations gaz qui équipent les réseaux de chaleur soient presque toutes dans cette classe de puissance, le ministère de l'énergie n'a pas souhaité mettre en place d'appel d'offres dédié pour ce segment.
- Les **installations de plus de 12 MWé pourront, sous certaines conditions, obtenir un dispositif de soutien via un appel d'offres. A noter qu'elles** ont eu accès à un dispositif transitoire (la prime de disponibilité – contrat CS13 puis CS15) jusqu'au 31 décembre 2016, permettant d'assurer une rémunération complémentaire pour les cogénérations sorties de l'obligation d'achat, jusqu'à la mise en place du mécanisme de capacité (cf. partie 2). La situation à venir de ces installations fait l'objet d'un point dédié plus loin.

Dans tous les cas, les unités de cogénération au gaz doivent valoriser la chaleur et maintenir une efficacité énergétique minimale afin d'assurer une économie d'énergie primaire par rapport à la production séparée de chaleur et d'électricité. Cette économie (Ep) doit être au minimum de 10 % (sauf pour les micro-cogénérations, où $Ep > 0$).

Le tableau de la Figure n°1 permet de résumer les soutiens envisageables selon la puissance des projets.

	< 300 kW	300 kW à 1 MW	1 à 12 MW	>12 MW		
2015	Obligation d'achat			Prime de disponibilité		
2016				Complément de rémunération (guichet ouvert)	Pas de soutien à ce jour	Complément de rémunération sous conditions (appels d'offres)
2017						
2018						

Figure n°1: Synthèse des soutiens à la cogénération gaz

- **Focus sur le nouveau contrat C16 (installations de moins de 1 MW)**

Dans les nouveaux contrats C16, correspondant aux installations d'une puissance inférieure à 1 MW, toute la rémunération est proportionnelle à l'énergie produite (plus de prime fixe liée à la puissance disponible, puisqu'il existe maintenant un marché de la capacité). La prime à l'efficacité énergétique est, quant à elle, maintenue.

Autre nouveauté, les certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat – CODOA – disparaissent au profit d'une attestation sur honneur (contrôlée par ailleurs), ce qui permet de simplifier les démarches administratives. La figure ci-dessous résume les différents contrats C16 envisageables, et applicables pendant **15 ans**. Les détails de ces modalités relèvent de l'arrêté du 3 novembre 2016¹³. **Il s'agit désormais de l'unique soutien à la cogénération accessible en guichet ouvert.** Les premiers projets devraient se développer progressivement à partir de 2018.

¹³ Arrêté du 3 novembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel implantées sur le territoire métropolitain continental et présentant une efficacité énergétique particulière

Pour les réseaux de chaleur, la limite de puissance (1 MW) pour bénéficier d'un soutien à la cogénération pourrait changer l'architecture « historique » des moyens de production de pointe sur ces réseaux. La plupart des appoints actuels dépassent aisément ce seuil. Ainsi, il est probable de voir se développer plusieurs « petites et moyennes » cogénérations, dispersées sur les réseaux, pour pouvoir assurer les productions à la pointe tout en bénéficiant d'un tarif d'achat.

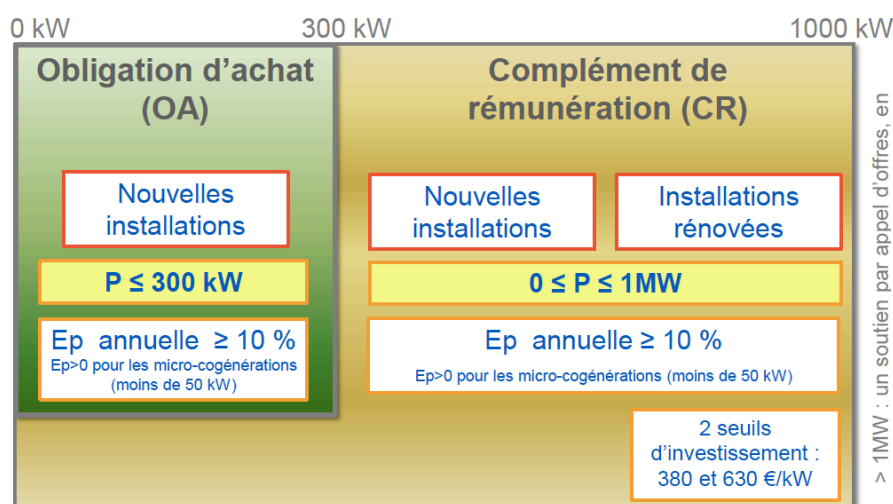


Figure n°2: Récapitulatif du contrat C16 (source: EDF OA)

- **Focus sur les cogénérations gaz de plus de 12 MWé**

Selon l'arrêté du 17 août 2016¹⁴, les cogénérations à haute performance énergétique de plus de 12 MW existantes, situées sur des sites industriels consommateurs de chaleur en continu (40% de la consommation de chaleur en été) pourront continuer de bénéficier, pour l'heure, d'un complément de rémunération via **2 appels d'offres distincts** :

- **L'appel d'offres « cogénération-biomasse » du 6 décembre 2016**, qui vise à soutenir de manière transitoire (4 ans) la production des installations de cogénération à haut rendement alimentées au gaz naturel, en attendant le remplacement et la construction – en lieu et place de ces dernières – d'installations de cogénération alimentées en biomasse (qui obtiendront un complément de rémunération pour 20 ans) ;
- **Un appel d'offres en projet à l'heure de rédaction de cette note** (portant sur le maintien en activité d'installations de cogénération d'électricité et de chaleur alimentées par du gaz naturel et l'incorporation progressive de biométhane dans ces installations), qui prévoit de soutenir pour une durée de 5 ans les installations existantes de cogénération gaz. L'installation de cogénération aujourd'hui alimentée avec du gaz naturel devra alors incorporer progressivement du biométhane – à hauteur de 20% au bout de 5 ans – dans son approvisionnement (par la construction d'un moyen de production de biométhane sur place, ou via l'achat de garanties d'origine pour prouver leur traçabilité). La puissance cumulée dans ce cadre a été fixée à 650 MW. A ce sujet, nous vous invitons à vous reporter à l'encadré de la section 4, portant sur l'utilisation de garanties d'origine.

¹⁴ Pris en application de l'article L. 311-13-6 du code de l'énergie

Depuis le 1er janvier 2017, les installations de plus de 12 MWé qui ne peuvent candidater à ces appels d'offres se rémunèrent sur le marché libre (par la vente directe de l'énergie produite¹⁵ ET par la vente de leurs certificats de capacités). **Les cogénérations gaz équipant les réseaux de chaleur sont vraisemblablement peu (voire pas) concernées par ces 2 appels d'offres, car la quasi-totalité de celles-ci ont une puissance électrique comprise entre 1 et 12 MW. De plus, les appels d'offres sont explicitement tournés vers des sites calo-intensifs, correspondant majoritairement aux cogénérations industrielles.**

3. ÉTAT DES LIEUX DES COGÉNÉRATIONS À L'HIVER 2016/2017

3.1. Cogénérations au gaz naturel sous obligation d'achat

A ce jour les chiffres présentés par EDF OA pour l'hiver 2016/2017 font état de plus de 630 contrats d'obligation d'achat en cours, répartis en :

- 276 contrats C13 (175 en 2015/2016) ;
- 348 contrats C01 avec avenant C13 (377 en 2015/2016) ;
- 7 contrats C01.

La puissance électrique garantie correspondante s'élève à **2 134 MW**, pour une production électrique de 6,11 TWh de novembre 2016 à mars 2017.

Pour information, le soutien national à la cogénération au gaz a atteint 815 M€ sur l'hiver 2016/2017 (environ 10% de la CSPE¹⁶). L'Annexe 3 présente l'historique des puissances concernées pour chaque contrat.

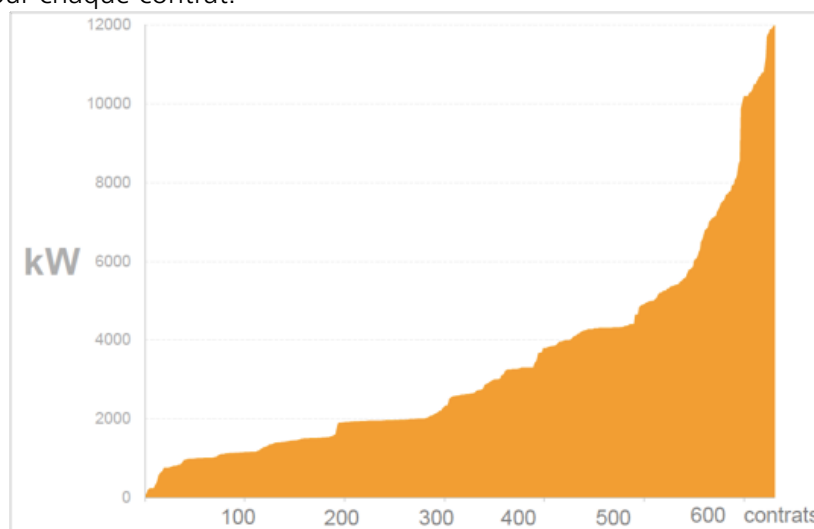


Figure n°3: Puissance des installations de cogénération gaz en fonction du nombre de contrats OA correspondant (source : EDF OA)

Le graphique ci-dessus représente la puissance installée pour chacun des contrats d'OA en cours. Il met en évidence la disparité des puissances installées d'un site à l'autre. La puissance moyenne des contrats s'élève à 3,4 MWé. **On remarquera que le segment des cogénérations de plus de 1 000 kW, qui occupe une place importante dans les réseaux de chaleur et qui se retrouvent au cœur des débats actuels, représentent plus de 500 contrats en cours à ce jour.**

¹⁵ Depuis début 2016, les prix de marché de l'électricité demeurent historiquement très faible, avec un prix au MWh avoisinant les 30€

¹⁶ Contribution au Service Public de l'Électricité

L'arrivée du contrat C16, les appels d'offres, mais aussi l'absence de soutien pour tout un segment de puissance, ne sont pas sans conséquences sur la filière de la cogénération gaz. Les producteurs estiment que ces nouvelles modalités rendent la viabilité économique des projets habituels – de plusieurs mégawatts – trop incertaine. Concrètement, les producteurs estiment qu'il est impossible de savoir si les projets seront rentables ou non.

Issue de secours pour les demandes de CODOA déposés début 2016

Face aux incertitudes, de nombreuses demandes de certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat (CODOA) ont été déposées en dernière minute avant l'entrée en vigueur des nouvelles modalités de soutien (complément de rémunération).

Ainsi, selon le club cogénération de l'ATEE, ces demandes exprimées par les producteurs en 2016 (du 1^{er} janvier au 28 mai) et réputées complètes par la DREAL représentent environ 146 dossiers cumulant 529 MWé – soit plus de 10% de la puissance électrique installée en cogénération gaz.

Alors que les installations étaient, a priori, éligibles au contrat d'achat C13, les dossiers ne verront pas leur demande aboutir en l'état, car la Commission Européenne ne s'est pas prononcée favorable à une rémunération sous obligation d'achat des capacités de plus de 1 MW dont les demandes étaient postérieures au 1er janvier 2016.

Après négociations entre les professionnels du secteur, la DGEC et la Commission Européenne, ces projets devraient toutefois bénéficier d'un complément de rémunération, dont le tarif cible sera proche du tarif d'obligation d'achat initialement demandé. Un arrêté fixera les modalités précises de ces soutiens.

3.2. Cogénérations issues de sources renouvelables et de récupération

Les **cogénérations de la filière bois-énergie** se sont principalement développées dans les années 2000, avec l'aide de plusieurs appels d'offres (voir section suivante) qui octroyaient aux lauréats un tarif d'achat sur 20 ans. Ces appels d'offres ont permis l'émergence de projets industriels, mais aussi d'unités raccordées sur des réseaux de chaleur urbains.

Parallèlement, les cogénérations biomasse pouvaient également bénéficier d'un tarif d'achat en guichet ouvert¹⁷ (non cumulable avec les appels d'offres). Fin 2016, **37 sites représentant 408 MW** (+ 7 sites encore en construction- 212,3 MW) **bénéficient d'un tarif d'achat**. Parmi ces installations, plus d'une dizaine équipent les réseaux de chaleur urbains¹⁸ : Angers, Rennes, Tours, Metz, etc.

Les **cogénérations qui équipent certaines usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM)** représentent 10% du parc de cogénérations sur les réseaux de chaleur¹⁹ (en énergie entrante). Pour mémoire, les UIOM constituent la principale source d'approvisionnement en énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) des réseaux de chaleur. Les unités se sont développées depuis les années 1990 pour les cogénérations issues d'UIOM. Elles ont pu bénéficier jusqu'en 2016 de tarifs d'achats de l'électricité produite pour les installations neuves, mais aussi pour les installations existantes se lançant dans un programme de rénovation.

¹⁷ Dernier arrêté en date : Arrêté du 27 janvier 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale ou animale telles que visées au 4° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

¹⁸ Baromètre des énergies renouvelables : biomasse solide, Observ'ER, 2017

¹⁹ Enquête annuelle des réseaux de chaleur 2015- FEDENE/SNCU

Il existe environ 120 UIOM en France²⁰, et près de la moitié d'entre elles valorise les déchets incinérés sous forme de cogénération. Une récente enquête (AMORCE/ADEME Réf. DT83)²¹ montre qu'en 2015 les UIOM sorties de l'obligation d'achat valorisent l'électricité produite en moyenne à 38€HT/MWh, contre 54€HT/MWh en moyenne pour les unités sous obligation d'achat. Environ la moitié des contrats d'achat en cours arriveront à terme d'ici 2022, et la majorité d'entre eux d'ici 2030 (cf. figure ci-dessous).

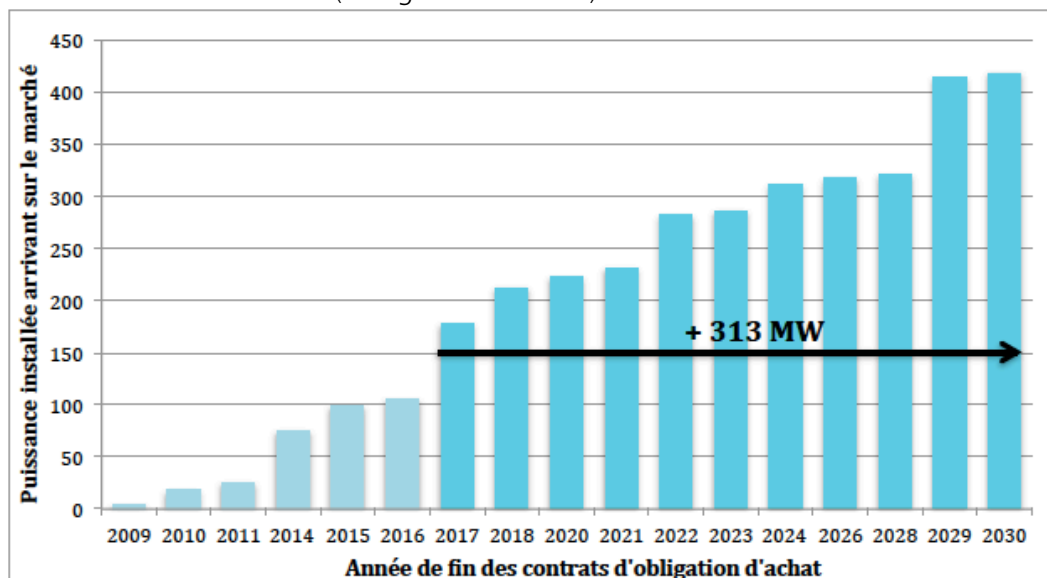


Figure n°4 : Puissance électrique des UIOM arrivant sur le marché libre en fonction de l'année de fin des contrats d'achat (source : AMORCE 2016)

En 2015, la chaleur issue des UIOM et valorisée auprès de réseaux de chaleur était en moyenne vendue à 24€HT/MWh. Cette source d'énergie vertueuse et compétitive permet aux réseaux de chaleur qui en bénéficient d'afficher les prix de vente généralement les plus bas (voir enquête AMORCE/ADEME Réf. RCE26).

²⁰ Source : Enquête ADEME 2012

²¹ DT 83 Performances, recettes et coûts des unités de traitement thermique des déchets, AMORCE/ADEME, 2016

4. UN AVENIR AXÉ SUR LA BIOMASSE, LE BIOGAZ, ET LA PETITE COGÉNÉRATION

Les dispositions de la PPE indiquent clairement une volonté de développer les filières de micro et mini cogénération gaz. Pour les installations de grande puissance, la stratégie optée par les pouvoirs publics consiste à « verdir » les cogénérations en développant les filières de production d'électricité à partir de biomasse (bois énergie et biogaz).

En réponse aux objectifs fixés par les précédentes Programmes Pluriannuels des Investissements (PPI) d'électricité, 5 appels d'offres **biomasse** ont déjà été publiés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) : CRE1 (2003) CRE2 (2006) CRE3 (2009) CRE4 (2010).

Le cinquième appel d'offres (CRE5), commun avec la filière **méthanisation**, a été lancé en février 2016. Étalaé sur 3 ans, il a fixé une puissance de 180 MWé au total, dont 30 MWé pour la méthanisation.

Enfin, comme mentionné dans la partie 5, l'appel d'offres spécifique du 6 décembre 2016 vise à installer des centrales cogénération biomasse (avec un soutien sur 20 ans) en remplacement d'installations de cogénération alimentées par du gaz naturel, pour 40 MWé.

Les **UIOM** représentent la première source d'EnR&R des réseaux de chaleur (27% du mix des réseaux de chaleur en 2015). Pour cette filière, un éventuel nouveau soutien à l'électricité produite fait encore l'objet de négociation entre la Commission Européenne et la DGEC.

La fin des contrats d'achat, l'absence de nouveau soutien, et la vente d'électricité sur le marché dans une conjoncture de prix bas de l'électricité, sont autant de raisons qui devraient pousser ces unités à vendre davantage de chaleur pour rentrer dans leurs frais.

Objectifs PPE pour les cogénérations Biomasse en puissance électrique installée

(Source PPE, Analyse AMORCE)

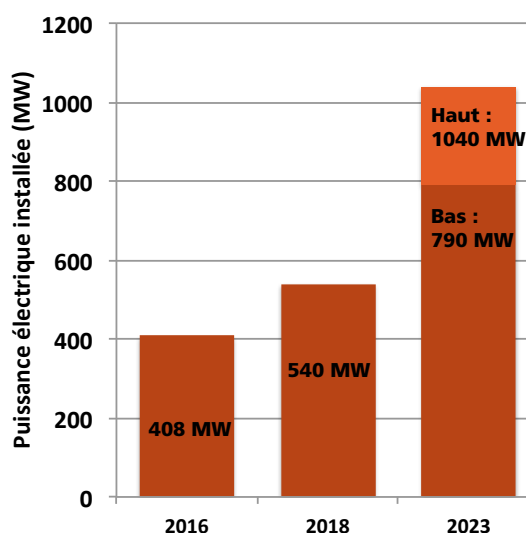


Figure n°5: Objectifs PPE pour les cogénérations biomasse

Verdir les cogénérations gaz à l'aide des garanties d'origine issues du biométhane ?

Fin 2016, 26 sites injectaient du biométhane dans le réseau de gaz naturel français, représentant environ 215 GWh de production (environ 0,05% de la consommation française de gaz naturel²²).

Pour chaque MWh injecté, les fournisseurs, acheteurs obligés du biométhane via un tarif d'achat, peuvent demander l'émission d'une garantie d'origine (GO) sur un registre tenu par GRDF. Ce registre répertorie chaque GO émise. Les garanties d'origine peuvent ensuite être adossées à un contrat d'approvisionnement gaz (par exemple une cogénération gaz). Une GO est un document électronique servant à prouver « contractuellement » à un client qu'une quantité de biométhane équivalente à sa consommation a effectivement été produite et injectée dans le réseau de gaz. En cela, un client qui demande à garantir l'origine de sa

²² Corrigée de la rigueur climatique, la consommation finale énergétique de gaz naturel en France était de 401,5TWh en 2015 (source : chiffres clés de l'énergie, SOEs)

consommation de gaz naturel peut « sur le papier » consommer jusqu'à 100% de gaz renouvelable. Il s'agit de l'unique mécanisme légal pour certifier l'énergie renouvelable d'un fournisseur. Chaque GO utilisée est annulée du registre pour éviter tout double compte.

Sur les réseaux de chaleur, il est possible de « verdir » un approvisionnement gaz à l'aide des GO. Ainsi, en augmentant par ce biais le taux d'EnR&R présent dans le mix de production jusqu'à plus de 50%, l'opérateur du réseau peut appliquer une TVA au taux réduit de 5,5% sur la part proportionnelle à la consommation des abonnés (terme R1 du prix de vente). Financièrement, il s'agit d'un équilibre à trouver entre le surcoût lié à l'achat des GO (10 à 20 €/MWh actuellement pour un usage dans le réseau de gaz) et la baisse de TVA induite pour le consommateur final.

Un rapide calcul permet de montrer que la baisse de TVA rendrait l'opération rentable pour les réseaux possédant initialement entre 20 et 49% d'EnR&R dans son mix énergétique (très variable toutefois selon de nombreux facteurs).

A ce jour, le marché reste naissant et les quantités de biométhane injectées sont encore faibles. De ce fait, **les fournisseurs de gaz ne sont pas en mesure de fournir d'importantes quantités de GO à leurs clients.** Ce marché demeure ainsi peu liquide, d'autant plus qu'il existe une incitation financière à valoriser les GO sous forme de carburant (bio-GNV) plutôt que pour un contrat de fourniture « classique ». Il s'agit donc pour l'heure d'une option marginalement utilisée, mais qui pourrait gagner en attention, notamment avec le futur appel d'offres en projet dédié (cf. section 2).

De surcroît, les quantités de biométhane injectées croissent de manière quasi-exponentielle (+162% en 2016, voir Annexe 4), et la loi de Transition Énergétique fixe un objectif de 10% de biométhane dans les réseaux d'ici 2030.

5. CONCLUSION : QUELLES PERSPECTIVES POUR LA FILIÈRE COGÉNÉRATION GAZ ?

Aucune trajectoire n'a été fixée pour les cogénérations gaz naturel dans le cadre de la première partie de la PPE actuelle (2016-2019). Les réflexions sont d'ores et déjà amorcées pour viser une trajectoire lors de la seconde partie de la PPE (2020-2023). **S'il est tout à fait souhaitable de développer la cogénération d'électricité et de chaleur à partir de biomasse (comme le prévoit l'actuelle PPE), il est aussi essentiel de rappeler que les cogénérations gaz équipant les réseaux de chaleur ne sont pas adaptées à cette conversion, qui demande de lourds travaux et risque de ne pas être appropriée techniquement comme économiquement.**

La filière cogénération gaz, désormais segmentée en plusieurs fourchettes de puissance, reste soumise à de fortes incertitudes et peine à voir clairement son avenir sur le moyen terme.

Pour la cogénération issue de sources renouvelables, la PPE a bien prévu une trajectoire de déploiement (pour le bois-énergie comme pour le biogaz). Néanmoins les objectifs restent relativement modestes. Pour la filière bois-énergie, il est également important de souligner les forts enjeux existants en matière de mobilisation de la ressource locale. En ce sens, avec une valorisation à haut rendement, la cogénération contribue à développer la filière en favorisant la valorisation de chaleur et donc l'efficacité énergétique.

Pour aller plus loin...

- [Groupe d'échanges « développement des réseaux de chaleur » d'AMORCE](#)
- **Evolution des dispositifs de soutien à l'électricité renouvelable- Le point par filière- Concilier intégration aux marchés et ancrage local**, AMORCE, 2017
- **Achats d'énergies renouvelables par les collectivités**, AMORCE/ADEME, 2016
- La [programmation pluriannuelle de l'énergie \(PPE\)](#)
- **le Syndicat National du Chauffage Urbain (SNCU)**
- **Le club Cogénération de l'ATEE**

Glossaire

CODOA : Certificat Ouvrant Droit à l'Obligation d'Achat

CR : Complément de Rémunération

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie

CSPE : Contribution au Service Public de l'Électricité

DGEC : Direction Générale de l'Énergie et du Climat

EDF OA : EDF Obligation d'Achat

Ep : Économie d'Énergie Primaire

GNV : Véhicule au gaz naturel

GO : Garantie d'Origine

GrDF : Gaz Réseau de Distribution de France

MWhé : Mégawattheure électrique

OA : Obligation d'Achat

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

RTE : Réseau de Transport de l'Électricité

UIOM : Usine d'Incinération des Ordures Ménagères

ANNEXES

ANNEXE 1 : Cogénération interne ou externe : quel impact sur le contenu CO₂ d'un réseau de chaleur ?

Un réseau de chaleur équipé d'une cogénération peut présenter un contenu CO₂ différent, selon que l'installation de cogénération soit :

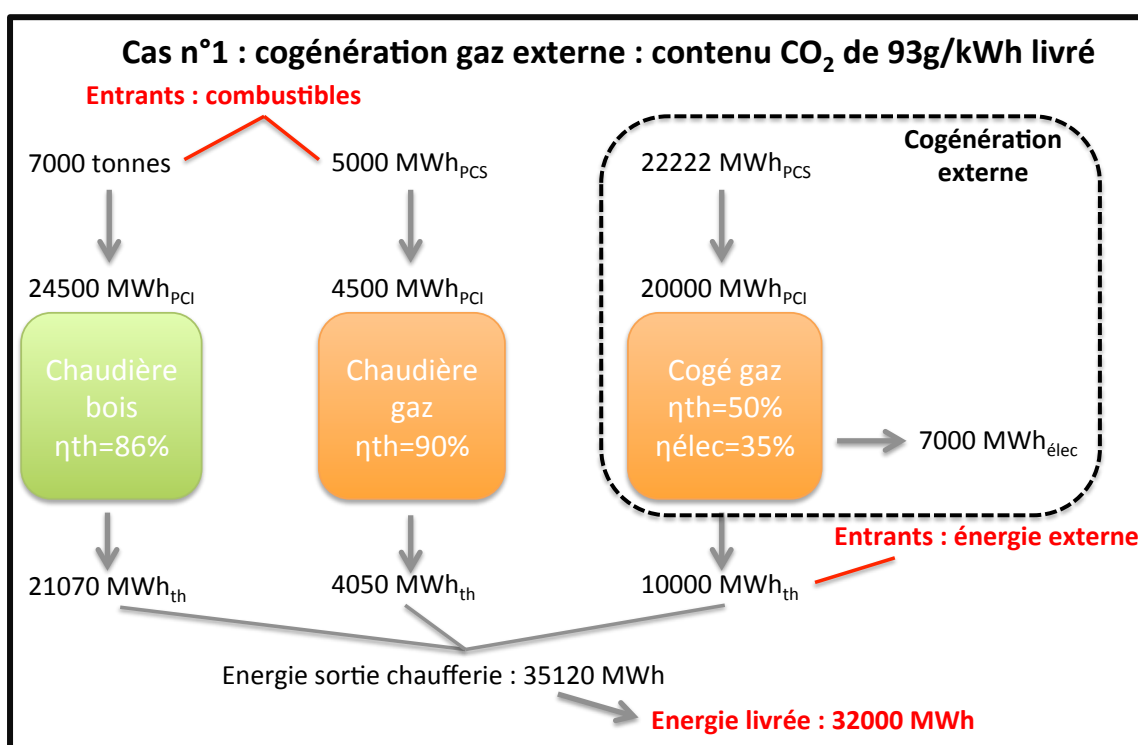
- **"interne"** : c'est-à-dire comprise dans le périmètre de la DSP (ou régie) ;
- **"externe"** : c'est-à-dire en dehors de ce périmètre, ce qui sous-entend l'existence d'un contrat / d'une convention de vente de chaleur entre un producteur de chaleur par cogénération et l'exploitant du réseau de chaleur.

L'influence de cette particularité sur le contenu CO₂ d'un réseau de chaleur a été illustrée par **une rapide étude de cas**, sur un réseau de chaleur « type » équipé :

- d'une chaudière biomasse ;
- d'une chaudière gaz en appoint ;
- et d'une cogénération gaz externe **ou** interne.

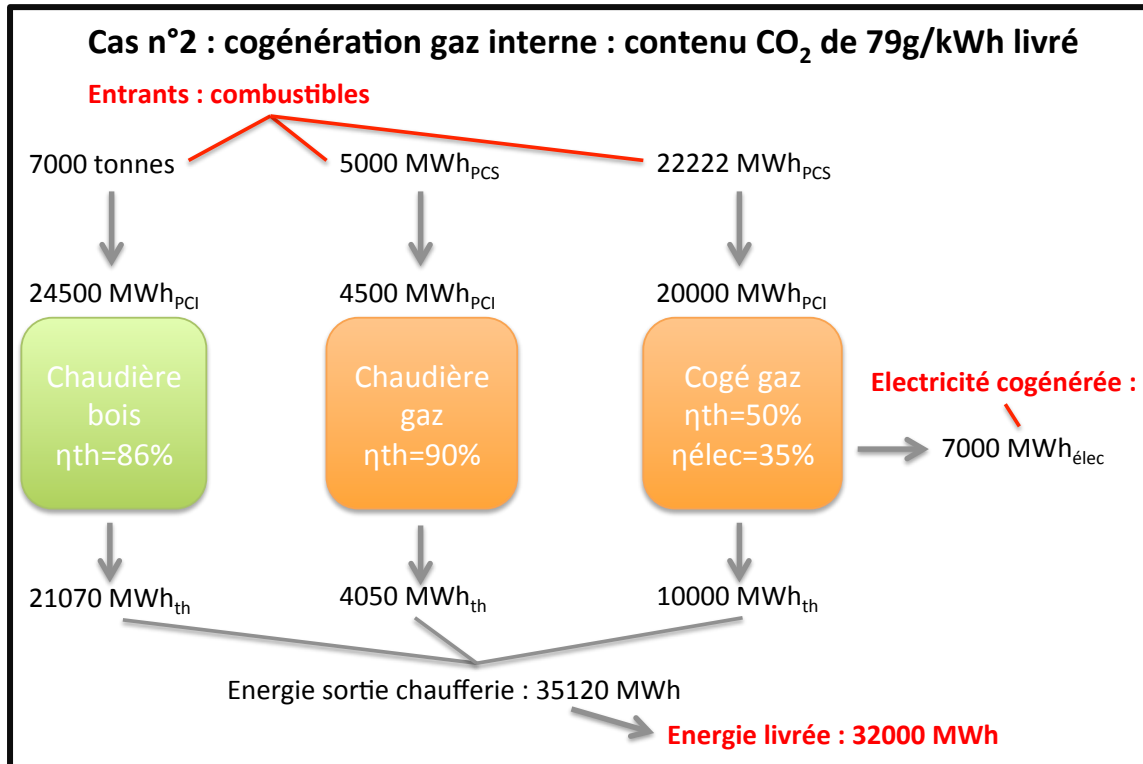
Que la cogénération soit interne ou externe, les installations présentes sur le réseau sont physiquement identiques, de même que les quantités d'énergie consommées (bois, gaz naturel) et produites (électricité, chaleur).

→ **Cas n°1 – Cogénération externe** : le contenu CO₂ calculé est de 93 g_{CO2}/kWh_{livré}, ce qui s'explique du fait que seules les émissions liées aux combustibles "entrants" sont pris en compte dans le calcul.



Ainsi, les émissions liées à la consommation de bois et de gaz des chaudières sont comptabilisées. En revanche, les émissions liées au gaz consommé dans la cogénération externe ainsi que les émissions évitées par la valorisation électrique ne sont pas comptées.

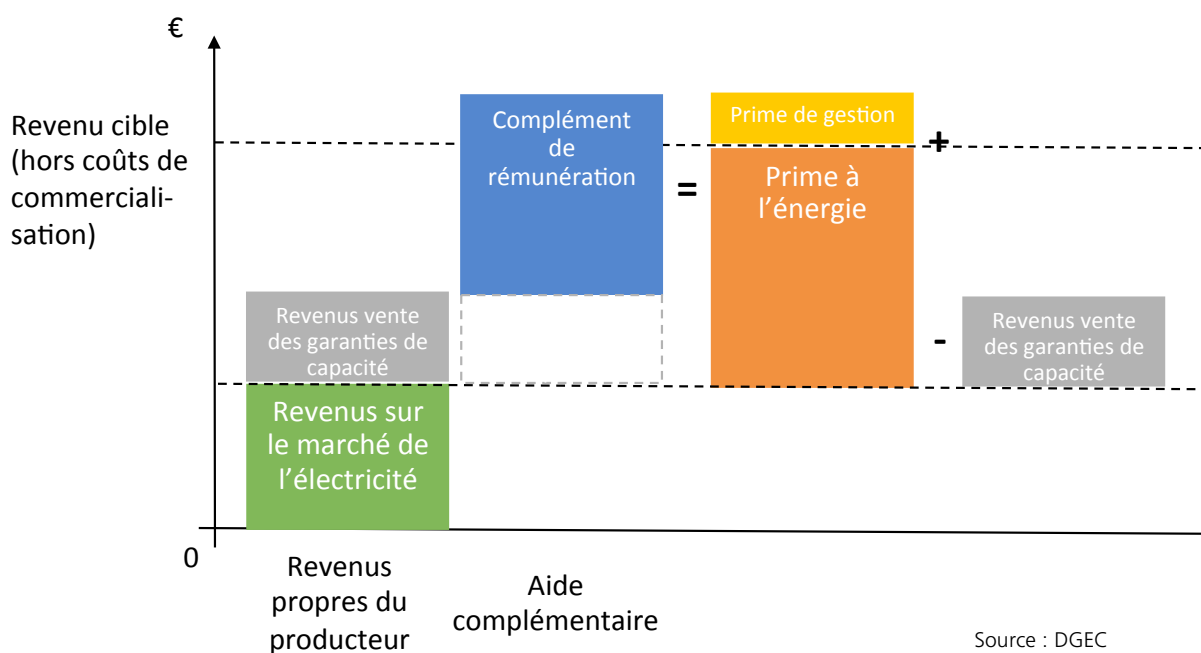
→ **Cas n°2 – Cogénération interne** : le contenu CO₂ calculé est de 79g_{CO2}/kWh_{livré}. Cette valeur moins élevée que pour la cogénération externe provient du fait que tous les équipements sont pris en compte dans le calcul. Ainsi, les émissions de CO₂ évitées pour la production électrique en cogénération sont valorisées dans le calcul, et permettent au réseau de chaleur d'afficher un contenu CO₂ moindre, malgré la prise en compte des émissions liées à la consommation de gaz de la cogénération.



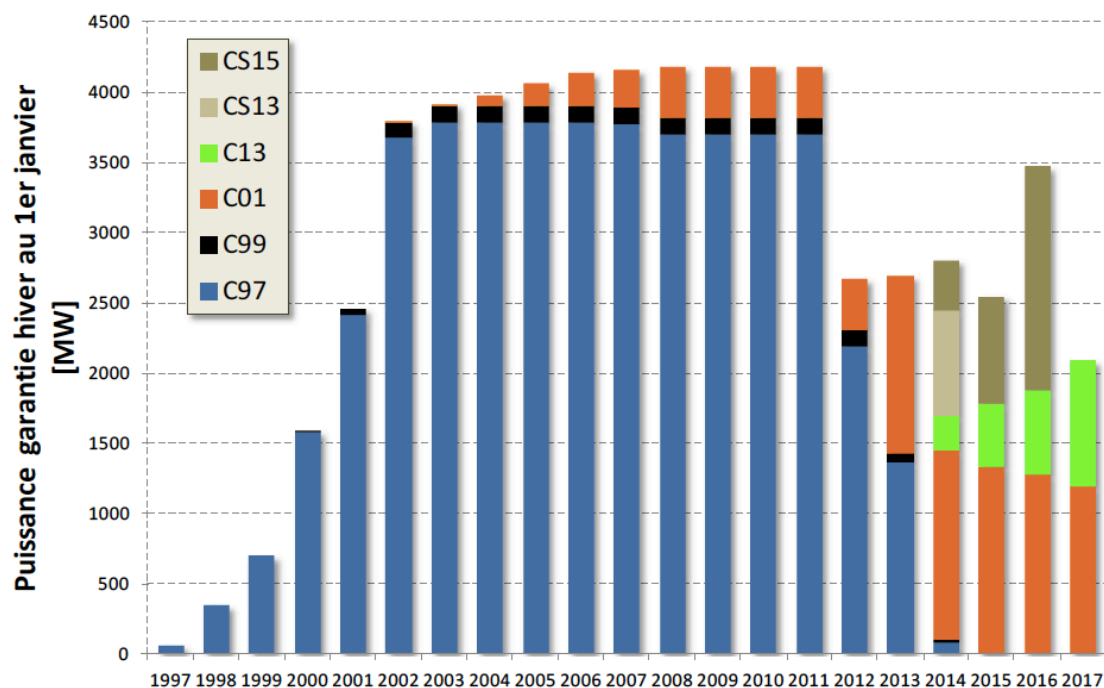
ANNEXE 2 : Rappels sur le complément de rémunération

Le contrat de complément de rémunération prévoit que les producteurs vendent leur électricité directement sur les marchés de gros de l'électricité, et perçoivent un complément de rémunération pour atteindre un revenu cible défini au préalable. Si la production est correctement valorisée sur les marchés, le tarif final perçu par un producteur devrait se trouver proche des anciens tarifs d'achats, mais au terme d'un processus plus complexe. Un producteur bénéficiera ainsi :

- d'un revenu issu de la **vente de sa production sur les marchés de l'électricité** (bien souvent via un organisme agrégateur qui valorisera leur électricité sur les marchés) ;
- d'un revenu issu de la **vente de ses capacités sur le marché de la puissance** (voir partie 2) ;
- d'une **prime à l'énergie, permettant d'atteindre un niveau de rémunération cible**. Le montant du revenu issu des garanties de capacités réduit d'autant le montant de la prime à l'énergie ;
- Une **prime de gestion**, qui viendra peu ou prou compenser, pour les producteurs, les coûts de contractualisation avec les agrégateurs ;



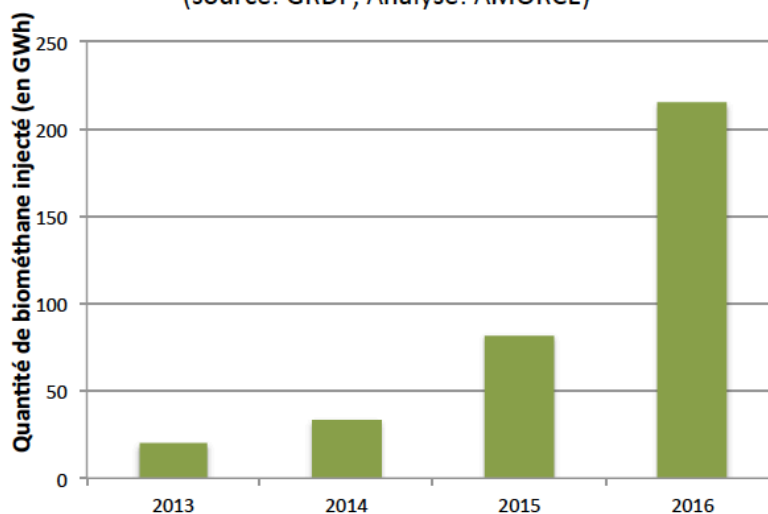
ANNEXE 3 : Puissance garantie en hiver des installations de cogénération en contrat avec EDF OA (source : EDF OA)



ANNEXE 4 : Evolution du biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel

Évolution des quantités de biométhane injecté dans le réseau

(source: GRDF, Analyse: AMORCE)





AMORCE

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

Tel : 04.72.74.09.77 – **Fax** : 04.72.74.03.32 – **Mail** : amorce@amorce.asso.fr

www.amorce.asso.fr -  [@AMORCE](https://twitter.com/AMORCE)