

Point sur la cogénération gaz à janvier 2019

État des lieux et Perspectives de la filière Évolutions à court terme des cogénérations dans le cadre de la PPE

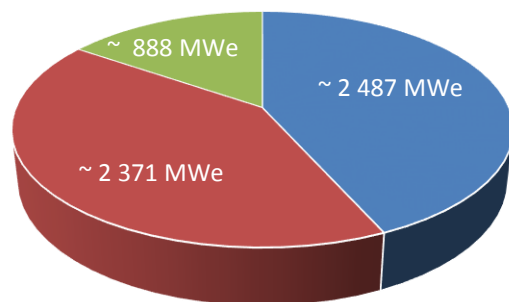
Jacques BESNAULT
Président du Club Cogénération





Au 1^{er} janvier 2019, un parc de 4 858 MWe sur plus de 1000 sites avec moins de 100 MW de petites cogénérations (P<1000 kW_e) et ~5 MW en BT (<250 kW)

SITUATION DU PARC D'INSTALLATIONS AU 01/06/2018	PG (MW)	Nombre de sites	répartition en %
Sous obligation d'achat C13&C01 <i>dont avec MSI au 1/11/2018</i>	~ 2 487 MWe <i>~ 430 MWe</i>	686 <i>109</i>	51%
En logique de marché annoncée (P>12 MW en général)	~ 2 371 MWe	338	49%
TOTAL EN SERVICE	~ 4 858 MWe	1024	100%
Installations démantelées (depuis fin 2012)	~ 888 MWe	105	



Répartition du parc OA/non OA vs PG

- Sous obligation d'achat C13&C01
- En logique de marché annoncée (P>12 MW en général)

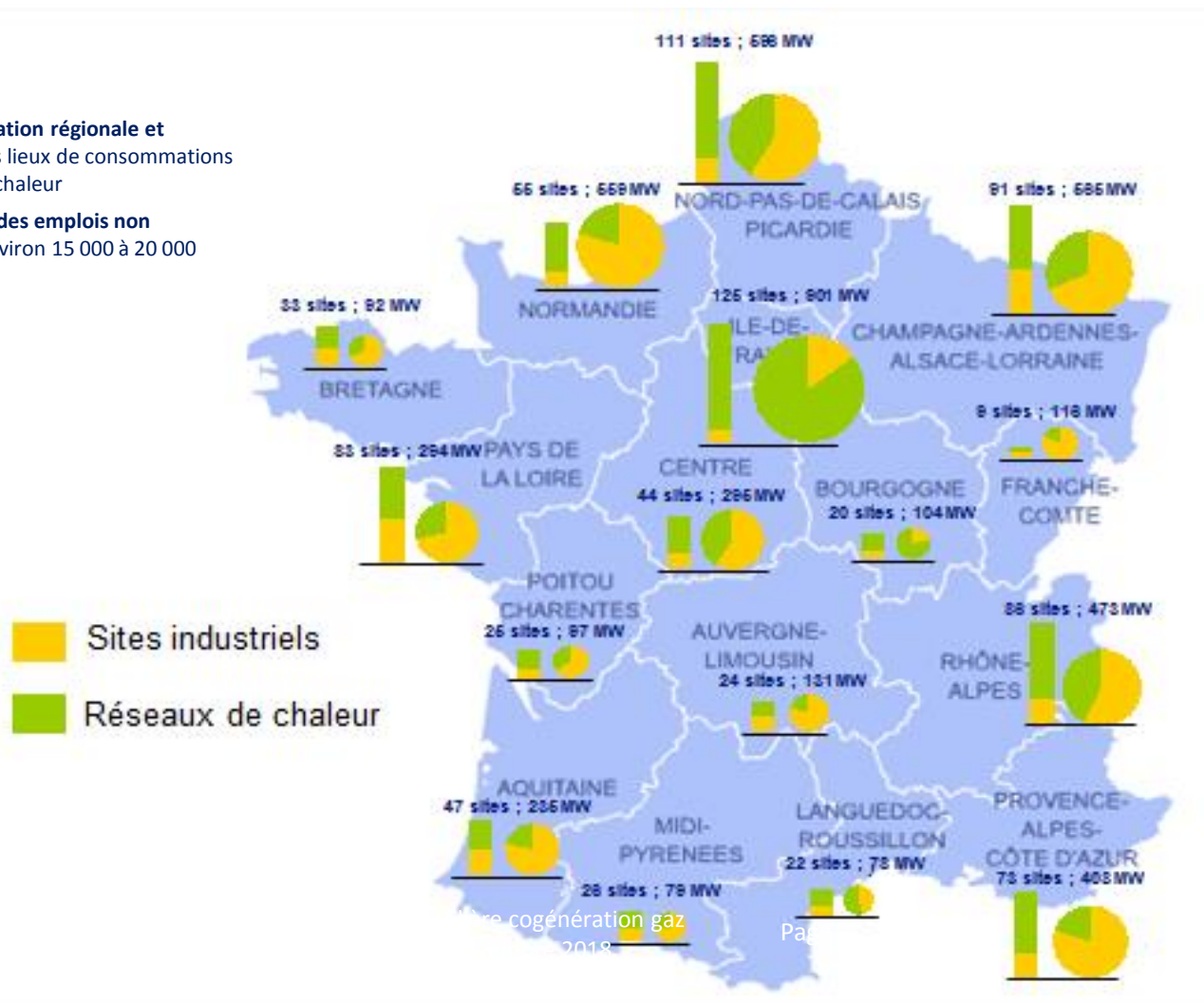
SECTEUR	Répartition versus capa installée	Répartition en nb d'installations
Chaufferies R&T	6,7%	18,7%
Réseaux de chaleur	35,3%	41,7%
Industrie	45,5%	20,7%
Serres	12,5%	18,8%
TOTAL	4858 MWé	1024 sites



Implantation régionale des cogénérations en Métropole

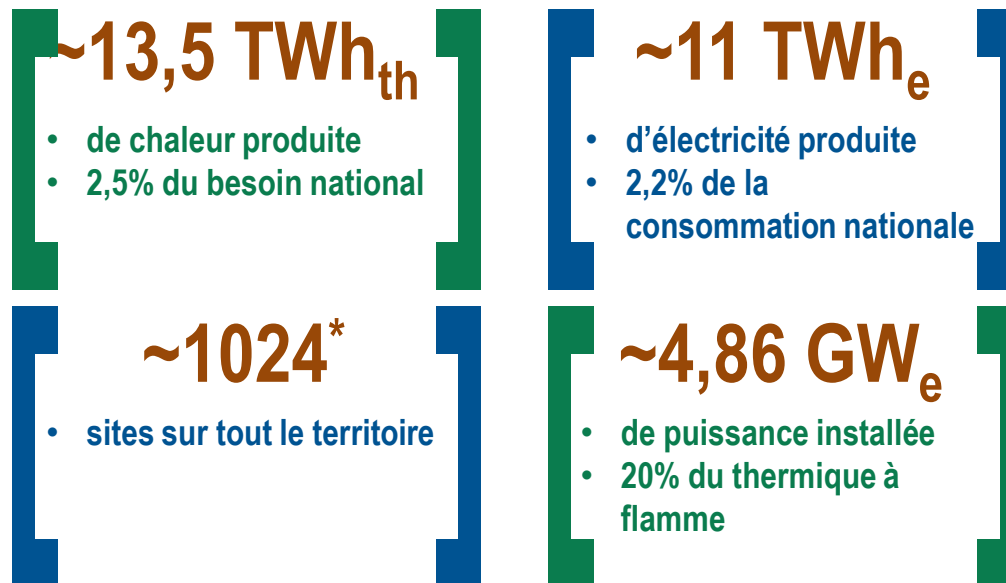
Une forte implantation régionale et délocalisée, sur les lieux de consommations d'électricité et de chaleur

Une filière créant des emplois non délocalisables : environ 15 000 à 20 000 emplois/an



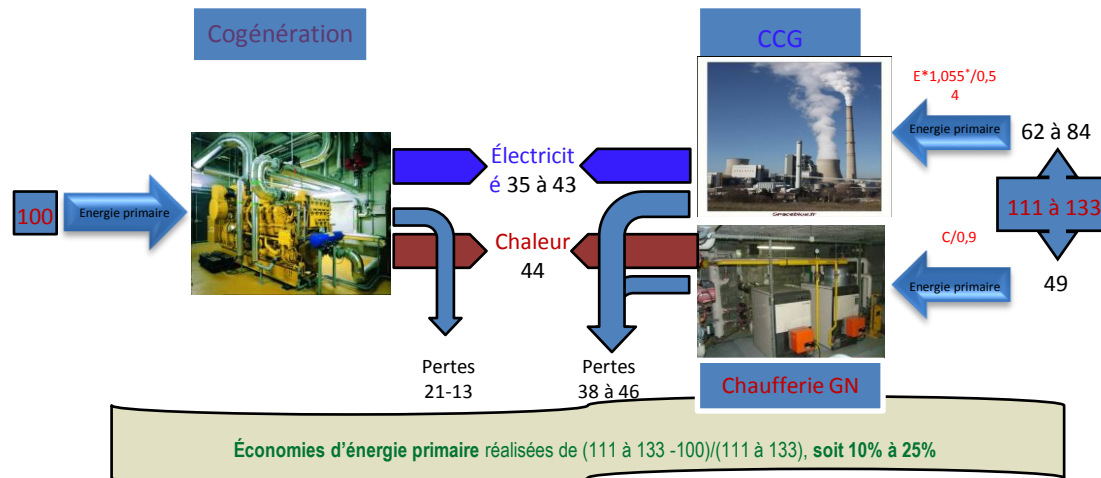


La cogénération au gaz naturel en France en quelques chiffres (productions de 2018)





La cogénération est un moyen de production combinée d'électricité et de chaleur performante qui garantit entre 15% et 25% d'Ep vs les meilleures techniques de productions séparées

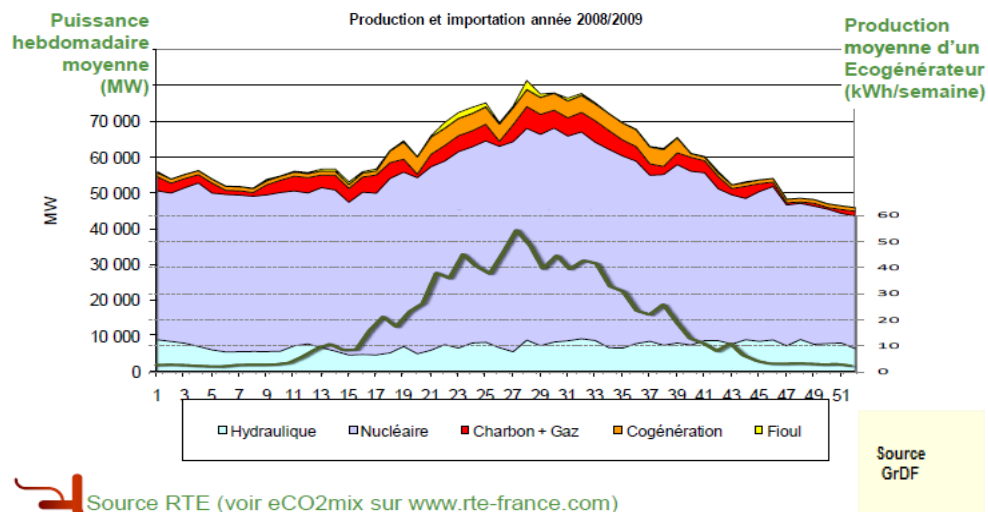


L'outil de production d'électricité par voie thermique le plus performant compte tenu de la valorisation en basse température et de la production d'électricité délocalisée (BT/MT)

- EE moyenne de **15%** garantissant près de 2,25 TWh/an d'économies d'énergie primaire sur le parc



**Le service rendu sur les pointes électriques est maximum, grâce au pilotage des cogénérations climatiques par les besoins thermiques des sites consommateurs dans un mix thermosensible (Métropole).
Les cogénérations sont disponibles 95% à la pointe électrique**



La production des cogénérations climatiques est concomitante des besoins de pointes électriques



Des installations exposées à l'évolution des marchés

❑ Clean Spark Spread (hors coûts de transport et taxes)

- L'indisponibilité du parc nucléaire a conduit temporairement à des CSS positifs sur l'hiver 16-17
- Les fondamentaux restent peu encourageants à moyen terme

❑ Le Mécanisme de Capacité :

- Le mécanisme de capacité a démarré le 01/01/2017
- Prix très volatile avec 10k€/MW pour 2017 à 17 k€/MW (dernière enchère pour 2019)

❑ Sans un mécanisme de soutien les installations ne sont pas rentables

❑ Electricité :

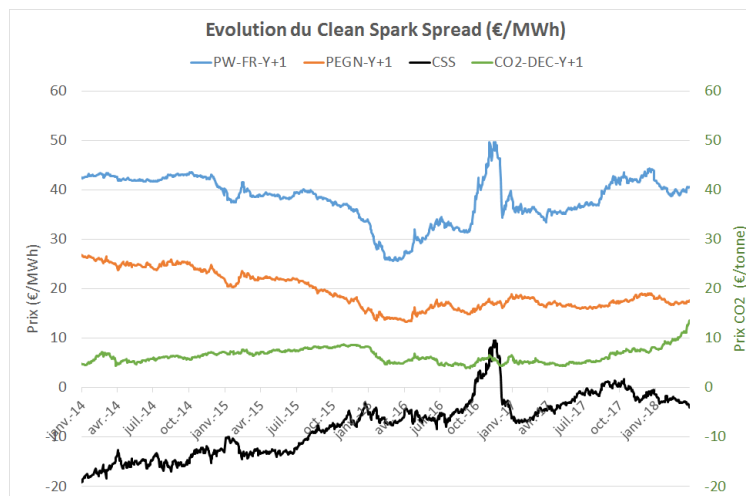
- L'indisponibilité temporaire du parc nucléaire français a conduit à des pics sur une partie de l'hiver 16-17 et sur Q4-2017
- Le prix est soutenu par la remontée du prix du charbon et remonte au dessus de 40 € (prix annuels respectifs 49-45,5-4 et 63-61-60 en pointe hivernale en 2019-2020-2021 (prix EPD).

❑ Gaz :

- Après une forte baisse, le NG se renchérit suivant l'évolution du pétrole
- Autour de 21 €/MWh au PEG NORD en juillet 2018

❑ CO2 :

- Le prix s'est envolé suite à l'accord sur la révision de la directive ETS (17 €/t échéance 12/2018)





Un parc de cogénération gaz qui s'est étoffé de près de 880 MW électriques depuis le 1^{er} janvier 2016, compensant le démantèlement depuis 2012 de 880 MWe de cogénérations industrielles

- ❖ Environ 300 installations cumulant près de 1 GW électriques ont été mises en service depuis le 1 janvier 2016, majoritairement nouvelles pour plus de 80% (en puissance) des sites. Ce déploiement a été induit par la fin (annoncée début 2015) du contrat C13 au 31/12/2015.
 - ❖ *Les certificats ouvrant droit à obligation d'achat (Codoas) déposés jusqu'à fin 2015 étaient éligibles au C13*
 - ❖ *Les Codoas déposés entre le 01/01/2016 et le 28/05/2016 (publication du décret de complément de rémunération) restent éligibles à un contrat de complément de rémunération (en cours d'instruction avec la DGEC et la CRE) : 143 sites cumulant près de 530 MW au 01/07/2016 étaient concernés (majoritairement des installations nouvelles)*
 - ❖ *Une forte représentation du segment des serres avec plus de 400 MW de nouvelles capacités ont été déployées et 300 MW environ pour chacun des deux segments chaufferies/réseaux de chaleur et industrie*

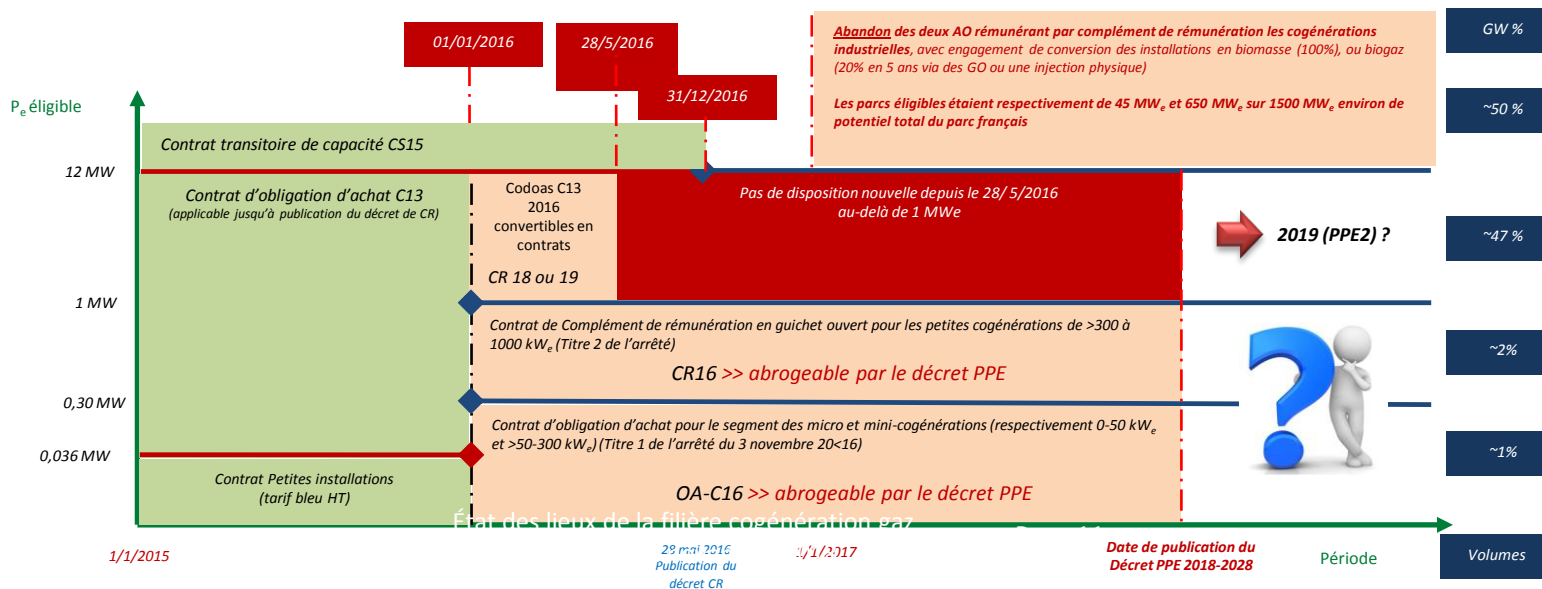


La conjoncture s'est fortement détériorée pour la filière...

Sous les effets conjugués de (i) l'insuffisance des spreads des cogés industrielles entre 2012 et 2016, (ii) de la fin des mécanismes de soutien au 1^{er} janvier 2016 pour les installations de plus de 1 MWe et (iii) de l'abrogation attendue d'ici fin 2018 des dernières aides octroyées aux nouvelles cogénérations gaz*...

***Les contrats C16 et CR16 applicables respectivement aux segments 0-300 kW_e et 0-1000 kW_e depuis le 3 novembre 2016) sont sous le coup d'une menace d'abrogation (présentation de Nicolas Hulot de la PPE 2018-2028 du 13/07/2018), décision qui a été confirmée par la DGEC le 14/11/2018**

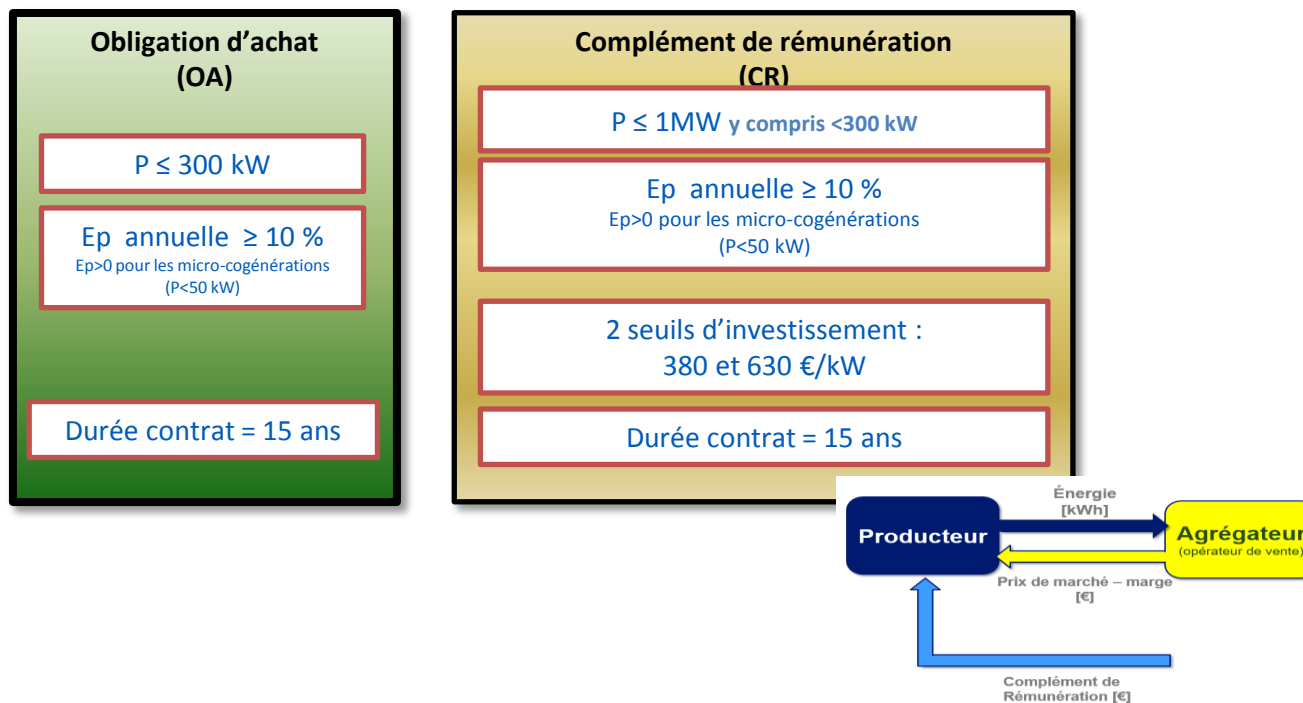
Tableau de synthèse de l'évolution des aides d'état à la cogénération depuis le 01/01/2015





Pour rappel sur les contrats C16 et CR16

Contrats 16 (≤ 300 kW) et CR16 (< 1000 kW)





Pour rappel sur les contrats C16 et CR16

Rémunération des contrats C16 (≤ 300 kW) et CR16 (< 1000 kW)

	Obligation d'achat		Complément de rémunération	
	Nouvelles installations		Nouvelles installations	Installations rénovées
T_e	54 €/MWh		47 €/MWh	14 ou 23 €/MWh
RP *K*L				
Rgaz	1.26*tarif B1		1.37*(Prix marché gaz + acheminement + taxes + CO ₂)	
Rem EP *K*L	130*(Ep-0.1)		130*(Ep-0.1)	
P_{gestion}			1 €/MWh	
- M ₀			- Prix de marché électricité	
- Nb _{capa} *P _{refcapa}			- 0.8*Pmax*prix d'enchères des capacités	



Un niveau de rémunération de **135-153 €/MWh sur 3624 heures** (de prix TTC actuels de tarif B1 et de PEG) qui était jugé pertinent mais non excessif pour un démarrage réel de la filière des cogénérations raccordées en Basse tension

Environ **50 projets en cours d'instruction en micro et mini cogénérations de 30 à 250 kW_e** & **50 projets de petite cogénération de 750 à 999 kW_e**



Une proposition d'arrêté tarifaire CR18 a été adressée par la DGEC fin 10/2018, en cours de révision

- > L'enjeu est important, puisque concernant **145 Codoas 2016 cumulant 514 MW de capacités électriques**
- > La structure de rémunération est en cours de discussions entre les représentants des cogénérateurs, la DGEC et la CRE, avec un espoir de finalisation courant S1 2019

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Ministère de la transition écologique et
solidaire

□

Arrêté du **XXX**

Définissant les conditions du complément de rémunération des installations de cogénération au gaz naturel mentionnées dans le décret **XXX**

NOR : **XXX**

Le ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire, et le ministre de l'économie et des finances,

Vu le code de l'énergie, notamment ses articles L. 314-1, L. 314-18 à L. 314-27 et R. 314-1 à R. 314-52 ;

Vu le 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 ;

ANNEXE 1

Conditions de rémunération

I. Le montant du complément de rémunération applicable pendant l'hiver contractuel défini à l'article 7 est ainsi défini :

$$CR = E.(T_e - M_0 + P_{gestion}) - Nb_{capa} \cdot Pref_{capa}$$



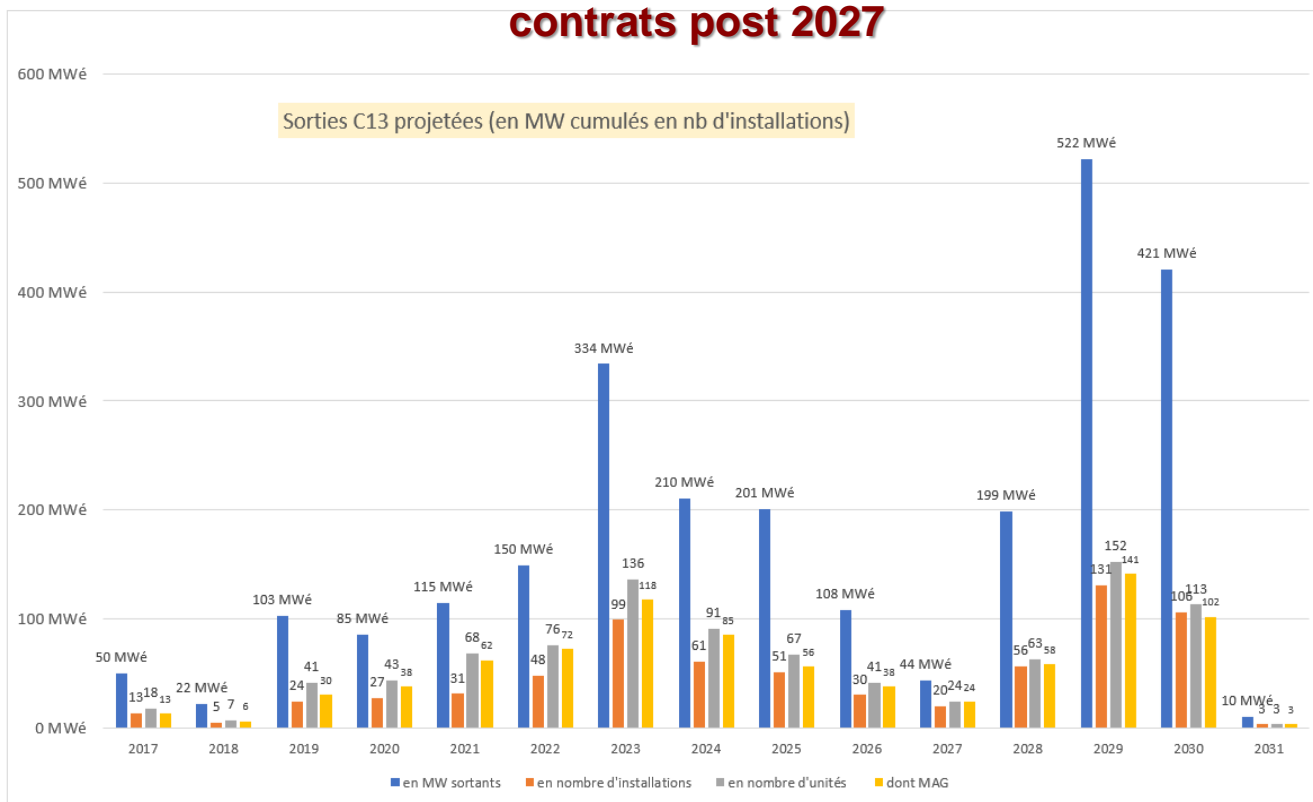
Et pourtant, des perspectives qui devaient s'améliorer pour les cogénérations gaz même dans avec scénario de transition écologique, mais seulement vers 2030 ! sous les effets :

1. *d'une amélioration attendue du CSS (clean-spark-spread) cogé (hausse élec>hausse gaz et 100 €/t CO₂)*
2. *d'une hausse de l'autoconsommation (sites résidentiels, tertiaires, industriels)*
3. *de rendements aussi améliorés pour les grosses installations*
4. *de la meilleure compétitivité des cogénérations versus les CCGT*
5. *de l'incorporation progressive de biogaz et méthane décarboné dans les réseaux gaz*

Mais le risque très élevé que des conditions défavorables subsistent encore de nombreuses années vont entraîner un démantèlement important des installations au sortir des contrats existants (C13) et le parc de cogénérations industrielles devrait continuer à s'alléger !



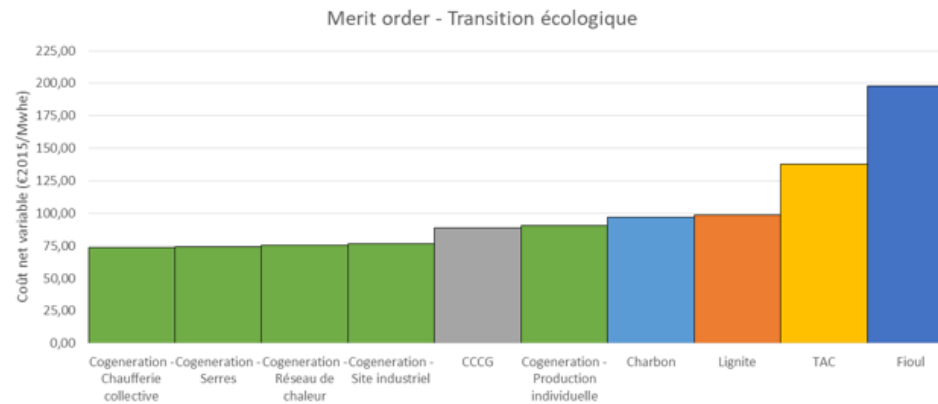
Sorties d'OA en contrats C13/C13R : variant d'ici 2030 suivant les flux entrants 12/13 ans avant : près de 50% de fins de contrats post 2027





Grâce à un meilleur positionnement des cogénérations sur la courbe de présence économique (résultats de l'étude Artelys de 10/2017 sur la modélisation du parc de cogénérations)

Des cogénérations avantageuses par rapport aux CCGT, accentué avec le scénario de transition énergétique





Les cogénérations permettent de répondre aux principaux enjeux de la LTECV à court/moyen termes

LES PRINCIPAUX OBJECTIFS DE LA LOI DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



-40% d'émissions
de gaz à effet de serre
en 2030 par rapport
à 1990



-30% de consommation
d'énergies fossiles
en 2030 par rapport
à 2012



Porter la part des énergies
renouvelables à **32%** de
la consommation finale
d'énergie en 2030 et à **40%**
de la production d'électricité



Réduire la consommation
énergétique finale
de **50% en 2050**
par rapport à 2012



- 50% de déchets
mis en décharge
à l'horizon 2025

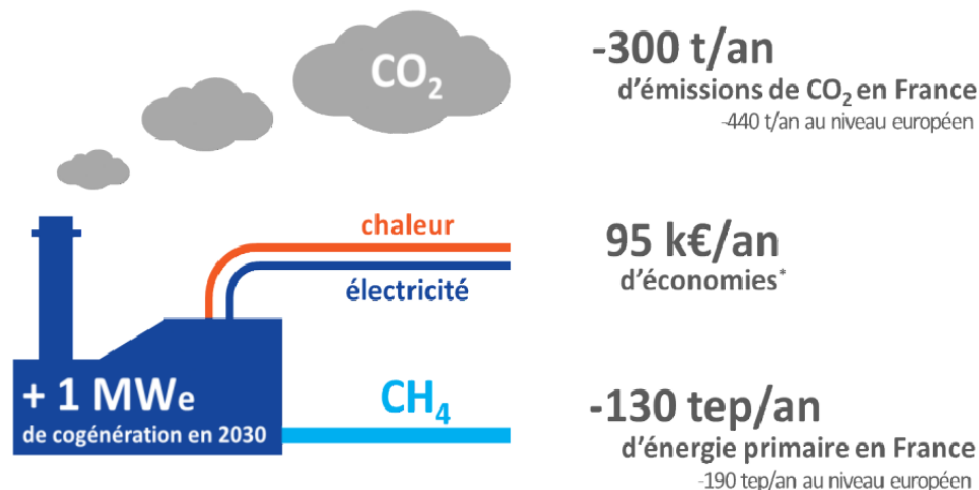


Diversifier la production
d'électricité et baisser la
part du nucléaire à **50%**



Le parc de cogénérations confortera des bénéfices pour la collectivité même à l'horizon 2030...

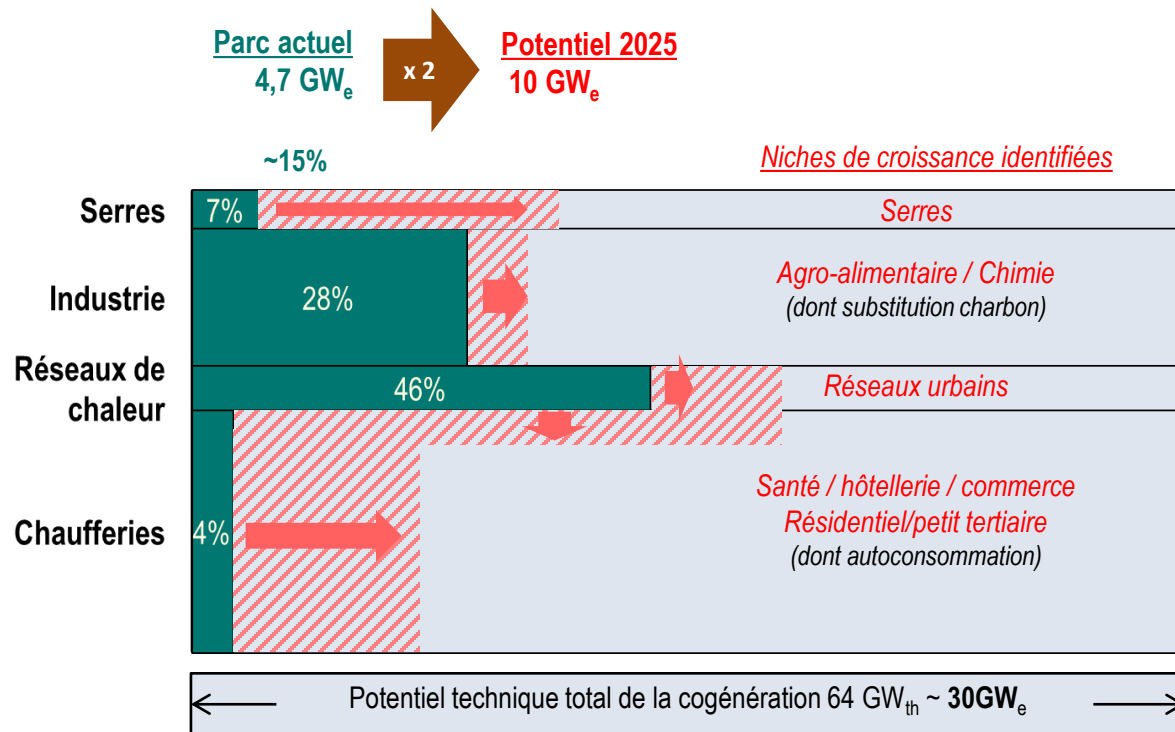
Impacts annuels pour la collectivité des cogénérations gaz, rapportés au MW électrique marginal (scénario RTE 2016>2030 de transition écologique)



*économies liées à une meilleure efficacité énergétique, diminution des pertes réseaux, et remplacement des filières thermiques équivalentes



Pour rappel, sur la base des seuls besoins en chaleur, l'ATEE avait défendu lors de la PPE 2015-2018 le doublement du parc d'installations à l'horizon 2025





Actions en cours et à poursuivre en 2019

- **Référentiel technique de raccordement :**
 - Suivi de l'adaptation des codes réseaux européens en droit national
 - Suivi des conditions de raccordement/comptage des installations (Linky) en basse tension (C16/CR16 contractualisés)
- **Concrétisation des contrats C16 et CR16 :**
 - Pour la centaine de premiers projets déposés en 2018 qui devraient préserver leur éligibilité aux contrats attendus suivant différents critères à définir avec la DGEC
 - Convaincre le MTES de la pertinence de ces contrats, de leurs bénéfices pour la collectivité, de leur faible coût pour la CSPE, de leur capacité à générer des emplois stables et non délocalisables
- **Suivi des audits et contrôles des cogénérations bénéficiant d'une aide d'état :**
 - Audits de la CRE en cours de finalisation sur les Capex/Opex des cogénérations majoritairement sous C13 (segment < 1 MW & 1-12 MW)
 - Mise en œuvre du Référentiel technique de contrôle des installations (*toujours en attente en remplacement de l'attestation actuelle du C13*)
- **Poursuite des actions auprès des Ministères pour :**
 - Finaliser le contrat transitoire CR19 (suivant année de publication) pour les Codoas 2016 :
 - *145 demandes de Codoas déposées entre le 1^{er} janvier et le 28 mai 2016 totalisant 518 MWe de cogénérations éligibles*
 - **Convaincre les PP de la pertinence de rendre les cogénérations gaz éligibles aux appels d'offres dans la PPE 2018-2028** si le système électrique le requiert (*en cas de perte de disponibilité du parc existant*)
 - *Cette possibilité est liée aux scénarios énergétiques privilégiés par le MTES (versus RTE) dans le cadre de la PPE 2018-2028*



Conclusions

Les cogénérations gaz représentent un outil de transition énergétique pertinent à l'horizon 2030 pour permettre l'atteinte de objectifs de la TECV : Elles seront plus vertueuses que les CCGT pour la collectivité et mieux positionnées sur la courbe de préséance économique – à condition de pouvoir se maintenir au terme des contrats d'OA...

Les cogénérations ne pourront pas être substituées par des capacités EnR électriques aux périodes de pointe et semi-pointe hiver :

> Les démantèlements possibles des grosses cogénérations, notamment sur les sites industriels (d'environ 1,5 GW de capacités actuelles en service), inéluctables dans les conditions de spread défavorables qui perdurent, auront donc un impact défavorable sur la sécurité d'approvisionnement du système électrique français, sur les emplois détenus par la filière et aboutiront à un renchérissement des prix de chaleur pour les bailleurs sociaux et les industriels calo-intensifs

L'abrogation de l'ensemble des aides d'état accordées à la filière cogénération gaz (dont les derniers supports sont les contrats C16 et CR16) par le Décret PPE 2018-2028 qui doit être publié avant fin 2018 ne sera pas de nature à permettre une économie sérieuse de CSPE (coût estimé entre 2 à 4 M€/an). Une telle abrogation ne pourrait qu'accélérer le déclin du parc actuel en démobilisant la filière, alors qu'un marché émergent à faible coût global pour la collectivité aurait pu voir le jour, conforter l'autoconsommation (effacement de la pointe électrique) soutenue au plan communautaire et générer des emplois non délocalisables...

Un doublement du parc à 10 GWe reste techniquement et économiquement réalisable et pertinent (en substitution des CCGT d'ici 2030) dans le cadre de la prochaine PPE, à un moindre coût pour la collectivité et avec un prix à la tonne CO₂ plus compétitif que certaines EnR électriques.

