

Les cogénérations > 12 MW

7 avril 2016

Agenda

1. Les évolutions de marché
2. Dispositif de soutien transitoire aux cogénérations > 12 MW
3. La chaleur pour l'industrie calo-intensive
4. PPE
5. LCPs BREFs

Les évolutions des marchés du gaz et de l'électricité

Electricité :

- Le prix, soutenu par l'ARENH jusque mi-2015 connaît depuis une baisse vertigineuse
- A 26€/MWh, peu de signaux à la hausse

Gaz :

- Le prix a fortement baissé depuis mi-2015 entraîné par la chute du prix du pétrole
- Autour de 14€/MWh, risques de remontée

CO2 :

- Le prix a fortement chuté depuis début 2016
- Autour de 5€/t, risques de remontée

Clean Spark Spread :

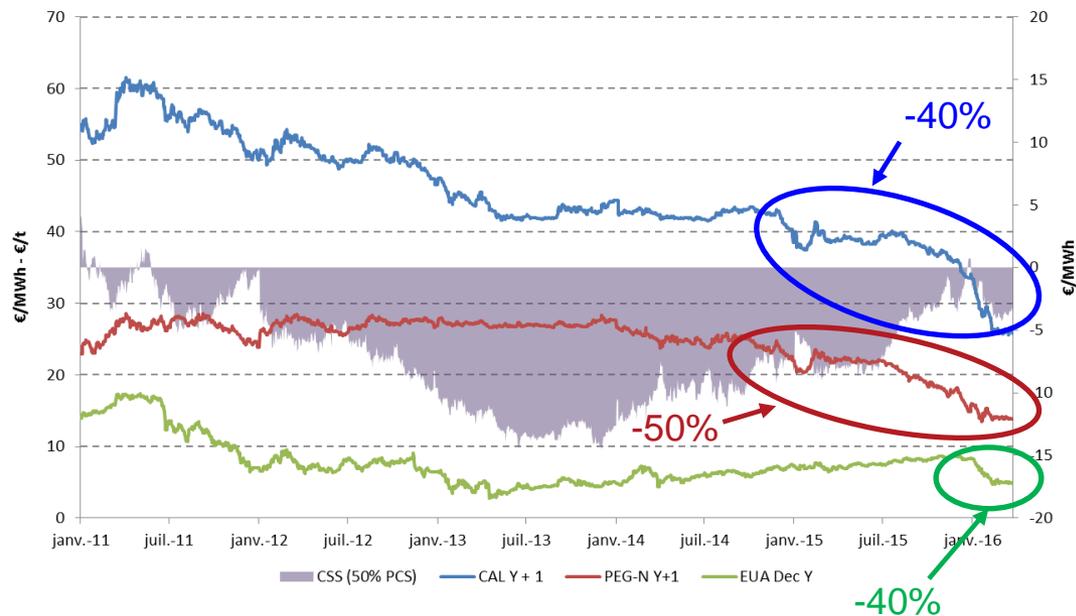
- Après avoir frôlé des niveaux positifs, le CSS baisse depuis début 2016
- Autour de - 4€/MWh, peu de signaux encourageants

Le Mécanisme de Capacité :

- Fait l'objet d'une enquête lancée par la Commission Européenne
- Le démarrage a de fortes chances d'être décalé
- En tout état de cause sur 2017 : capacité certifiée = 95 GW (dont 38 GW d'effacement) – Obligation de Capacité = 91,2 GW
→ Le prix de la Capacité ne permettra pas de couvrir les coûts fixes des installations de cogénération existantes

❑ Sans un mécanisme de soutien les installations seront vraisemblablement démantelées ou mises sous cocon

Evolution des conditions de marché à terme en France



Le dispositif de soutien actuel se termine fin décembre 2016

❑ Le Dispositif de soutien transitoire :

- Période : 1^{er} novembre 2013 – 31 décembre 2016
- Rémunération fixe en échange d'un engagement de disponibilité en hiver et/ou en été et d'un engagement de performance
- Capacité garantie en hiver totale : 1 900 MW (dont 1 400 MW environ sur des sites industriels)
- Rémunération moyenne : 41 k€/MW/an

❑ La prime annuelle de disponibilité permet de couvrir une partie des coûts fixes annuels de ces installations :

- | | |
|--|------------------|
| ➤ Les coûts de souscription de capacité gaz | 10 – 15 k€/MW/an |
| ➤ Les coûts de personnel | 10 – 15 k€/MW/an |
| ➤ Les coûts de maintenance | 10 – 20 k€/MW/an |
| ➤ Les amortissements des investissements réalisés ou à venir | 5 – 20 k€/MW/an |

35 – 70 k€/MW/an

❑ Un nouveau mécanisme de soutien basé sur l'article 159 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

« Les installations de cogénération d'une puissance supérieure à 12 mégawatts électriques peuvent bénéficier d'un contrat offrant un complément de rémunération si la chaleur produite alimente une entreprise ou un site qui consomme de la chaleur en continu, sous réserve du respect d'un niveau de régularité de consommation et d'un niveau de performance énergétique précisés par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie »

Le soutien à la cogénération = le soutien aux calo-intensifs

Conclusions de l'étude UIC, COPACEL, DGE et ADEME

- « *Benchmark sur l'utilisation des cogénérations industrielles en Europe* » réalisé par le cabinet CODA Stratégies pour la DGE, l'ADEME, l'UIC et la COPACEL
- Principales conclusions de l'étude

1. Le soutien à la cogénération est un soutien aux calo-intensifs chez nos voisins

	FR	DE	BE:F	BE:W	IT	ES	UK	NL
PRIX GAZ (€/MWh)	24,8	25	23,2	23,2	29,56	32,85	24,9	24,5
PRIX VAPEUR RÉFÉRENCE (€/MWh_v)	29,44	29,78	25,86	25,86	34,84	38,5	29,56	28,78
COÛT VAPEUR AVEC INCITATION (€/MWh_v)	26,13	14,39	12,90	17,65	26,91	15,23	19,91	28,45
COÛT ÉLECTRICITÉ (€/MWh_e)	44,07	44,16	39,66	39,66	49,97	54,16	43,90	43,01

2. Promotion d'un mécanisme de complément de rémunération

18,3 €/MWh_e	29,10 €/MWh_e	45,7 €/MWh_e
Rémunération pendant 3650 heures , rendant la production de vapeur compétitive sur cette période, mais sans impact sur le reste de l'année.	Rémunération pendant 8650 heures , rendant la production de vapeur compétitive sur cette période.	Rémunération pendant 3650 heures , mais compensant la perte de compétitivité venant également de l'utilisation des chaudières individuelles sur le reste de l'année.
Aucune compensation pour la période où la cogénération n'est pas utilisée (industriel non-compétitif utilisant chaudière à vapeur).	Rémunère les installation sur la période d'été où le système est en surcapacité et la production électrique des installations est peu économique.	Perme d'assurer une vapeur compétitive tout au long de l'année, en sur-rémunérant la période hivernale.
3650 heures / an Rémunération totale: 145,56 M €	8650 heures / an Rémunération totale: 527,93 M €	3650 heures / an Rémunération totale: 363,6 M €
Perte de compétitivité évidente sur près de 5000 heures quand les chaudières indépendantes sont utilisées.	Compétitivité tout au long de l'année, mais rémunération pour une production peu économique et impact CSPE majeur.	Compétitivité tout au long de l'année, mais rémunération pour une production vapeur venant d'une chaudière indépendante.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

- Pour mémoire, la PPE, lancée le 9 mars 2015, fixe les objectifs en matière énergétique pour la France
- C'est en particulier sur la base de la PPE que pourront être lancés les AO pour les mesures de soutien en faveur de la cogénération, des énergies renouvelables ou de récupération
- Le Comité de suivi du 8 mars 2016 a été reporté sine die
- Prochaines étapes :
 - Prochain comité de suivi : en attente de la date
 - Objectif du gouvernement : finaliser la PPE avant l'été 2016

Les BREFs

- Les BREFs des grandes installations de combustion sont en cours de revue (LCP BREFs)
- Un « final draft » circule pour ultime consultation avant le forum de Séville
- La partie 10 de ce draft qui fixe les nouvelles VLEs pour les grandes installations de combustion sera soumis au parlement européen et les valeurs indiquées doivent remplacer les valeurs de l'IED qui vient d'entrer en vigueur
- Le processus a duré plus de 3 ans et la position des industriels n'a que rarement été prise en compte sur un document qui devient de plus en plus politique (vs. technique)
- Points notables :
 - Rendement brut → Rendement net
 - VLE NO_x (50-600 MW >75%) : 75 → 50 mg/Nm³ en annuel et 85 → 55 mg/Nm³ en journalier
 - VLE NO_x (50-600 MW > 75%) < 7 janvier 2014 : 75 → 55 mg/Nm³ en m annuel et 85 → 80 mg/Nm³ en journalier

Table 10.27: BAT-associated emission levels (BAT-AELs) for NO_x and CO emissions to air from the combustion of natural gas in gas turbines

Type of combustion plant gas-turbine	Combustion plant total rated thermal input (MW _{th})	BAT-AELs (mg/Nm ³) (1) (2)			Monitoring frequency
		NO _x		CO	
		Daily average or average over the sampling period	Yearly average (14)	Yearly average (15) (16)	
Open-cycle gas turbines (OCGTs) (17)					
New OCGT-gas-turbines (18)	≥ 50	25-50 (13)	15-35 (15)	3-5-40 (16)	Continuous measurement
Existing OCGT gas turbines (excluding turbines for mechanical drive applications) – All but plants operated < 500 h/yr-emergency-load mode	≥ 50	25-55 (13) (18)	15-50	3-5-40 (16) (19)	Continuous measurement or PEMS
Existing gas-turbines for mechanical drive – All but emergency-mode		7-85	6-60	3-40	Continuous measurement or PEMS
Existing gas-turbines – Emergency-mode (18)		NA	44-125	5-80	Continuous measurement, or PEMS
Combined-cycle gas turbines (CCGTs) (11) (20)					
New dual-fuel CCGT – Natural gas mode		15-25	9-20	1-5	Continuous measurement
Existing dual-fuel CCGT – Natural gas mode		15-55	10-50	1-50	Continuous measurement
New single-fuel CCGT – 600 MW _{th}	≥ 50	18-35 (13)	10-30 (15) 25	1-15 (16) (19)	Continuous measurement
Existing single-fuel CCGT – 600 MW _{th} with a net total fuel utilisation of < 75 %	≥ 600	18-50	10-40 (15) 35	1-5-30 (16) (19)	Continuous measurement
Existing CCGT with a net total fuel utilisation of ≥ 75 %	≥ 600	18-55 (16)	10-50	1-5-30 (16) (19)	Continuous measurement
New single-fuel CCGT 50-600 MW _{th}		15-35	10-25	1-15	Continuous measurement
Existing single-fuel CCGT 50-600 MW _{th} with a net total fuel utilisation of < 75 %	50-600	35-55	10-45	1-15 (16) (19)	Continuous measurement
Existing single-fuel CCGT 50-600 MW _{th} with a net total fuel utilisation of ≥ 75 %	50-600	35-55 (17) 35	25-50 (15) (18) 25	1-5-30 (16) (19)	Continuous measurement
Open- and combined-cycle gas turbines					
Existing gas turbine put into operation no later than 27 November 2003, or existing gas turbine for emergency use, and operated < 500 h/yr-emergency-load mode (18)	≥ 50	NA 60-140 (18) (21)	NA-44-125	NA-5-80	Continuous measurement or PEMS

Existing gas turbines for mechanical drive applications – All but plants operated < 500 h/yr-emergency-load mode	≥ 50	25-55 (19) 35	15-50 (20) 6-60	3-5-40 (16)	Continuous measurement or PEMS
Existing New dual-fuel gas turbine for emergency-use combusting liquid fuels in-emergency-load mode operated < 500 h/yr	≥ 50	145-250 (24)	NA	NA	
Dual-fuel gas turbine put in-operation no later than 7 January 2014 combusting liquid fuels operated < 500 h/yr	≥ 50	< 99 (24)	NA		

(18) The higher end of the range is achieved when the plants operate on peak mode.
 (19) The lower end of the BAT-AEL NO_x range for NO_x can be achieved with water injection or dry low-NO_x premix DLN burners.
 (20) These BAT-AELs also apply to the combustion of natural gas in dual-fuel-fired turbines.
 (21) The higher end of the range is 80 mg/Nm³ in the case of plants which were put into operation no later than 27 November 2003 and operated between 500 h/yr and 1500 h/yr in peak-load mode.
 (22) The higher end of the range is 80 mg/Nm³ in the case of existing plants that cannot be fitted with dry techniques for NO_x reduction.
 (23) These BAT-AELs do not apply in the case of existing plants operated < 1500 h/yr in peak-load mode.
 (24) The higher end of the range is 50 mg/Nm³ when plants operate at low load (e.g. with an equivalent full load factor below 60%).
 (25) Where it can be demonstrated that it is not possible to further retrofit a plant operated in peak-load mode due to techno-economic reasons, the higher end of the range is 75 mg/Nm³.
 (26) These BAT-AELs do not apply to turbines for mechanical drive applications or to plants operated < 500 h/yr in emergency-load mode.
 (27) A correction factor may be applied to the higher end of the BAT-AEL range, corresponding to [higher end] x EE / 55, where EE is the net electrical efficiency of the plant determined at ISO baseload conditions.
 (28) A correction factor may be applied to the higher end of the range, corresponding to [higher end] x EE / 39, where EE is the net electrical energy efficiency or net mechanical energy efficiency of the plant determined at ISO baseload conditions.
 (29) Optimising the functioning of an existing technique to reduce further NO_x emissions may lead to levels of CO emissions at the higher end of the indicative BAT-AEL range for CO emissions given after this table.
 (30) When the boiler of a CCGT operates alone (i.e. the gas turbine does not operate), the BAT-AELs that apply are those related to boilers (see Table 10.28).
 (31) For existing plants put into operation no later than 7 January 2014, the higher end of the BAT-AEL range is 65 mg/Nm³.
 (32) For existing plants put into operation no later than 7 January 2014, the higher end of the BAT-AEL range is 80 mg/Nm³.
 (33) For existing plants put into operation no later than 7 January 2014, the higher end of the BAT-AEL range is 55 mg/Nm³.
 (34) For existing plants put into operation no later than 7 January 2014, the higher end of the BAT-AEL range is 65 mg/Nm³.
 (35) For existing plants put into operation no later than 7 January 2014, the higher end of the BAT-AEL range is 60 mg/Nm³.
 (36) These levels are indicative.
 (37) In the case of a gas turbine equipped with DLN burners, these BAT-AELs apply only when the combustion plant operates with effective DLN operation.
 NB: NA = No BAT-AEL