

# 14<sup>ÈME</sup> CONFÉRENCE ATEE SUR LES COGÉNÉRATIONS GAZ

État du parc, contexte réglementaire, enjeux et perspectives  
des cogénérations alimentées en GN en France

Jacques Besnault  
Président du Club Cogénération  
Association Technique Énergie Environnement (ATEE)

# Sommaire

- Technologies déployées & segmentation du parc
- Statistiques de productions nationales d'électricité et de chaleur
- Contexte actuel de la transition énergétique – Nouvel exercice de PPE
- Externalités dégagées par le parc français de cogénérations gaz (étude Artelys)
- Potentiel et Perspectives

## LA COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL EN FRANCE EN QUELQUES CHIFFRES

**~12 TWh<sub>th</sub>**

- de chaleur produite en 2015
- 2,4% du besoin national

**~10 TWh<sub>e</sub>**

- produits en 2015
- 2,1% de la consommation nationale

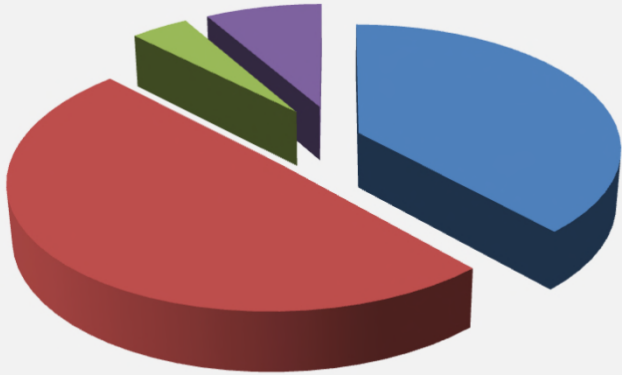
**~875\***

- sites sur tout le territoire  
(\* > 50 kW<sub>e</sub>)

**~4,6 GW<sub>e</sub>**

- de puissance installée
- 20% du thermique à flamme

# SITUATION ACTUELLE DES COGÉNÉRATIONS DU PARC FRANÇAIS DE COGÉNÉRATIONS ALIMENTÉES AU GN : UN SOUTIEN DEPUIS 1997 VIA L'OBLIGATION D'ACHAT



SITUATION DU PARC D'INSTALLATIONS AU 01/04/2016	PG (MW)	Nombre de sites	répartition en %
Sous obligation d'achat C13 (C01) ( <i>statistiques EDF OA au 1<sup>er</sup> avril 2017</i> )	~ 2134 MW	631	48%
En logique de marché ( <i>dont 1,8 GWe garantis sous contrat transitoire de capacité jusqu'à fin 2016 sur 27 sites</i> )	~ 2 450 MW	123	52%
En attente de C13 (Codoas 2015)	~500 MW	111	
En attente de CR18 (Codoas 2016)	~530 MW	130	
Démantelées	~ 500 MW	70	

**~4,600 GW DE COGENERATIONS GN AU 01/01/2017 SUR ~5 GW EN 2002**  
Un développement soutenu par les différents contrats d'OA publiés depuis 1997

# Situation et évolutions réglementaires depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016 sur les mécanismes de soutien

# Malgré le soutien de la cogénération au niveau communautaire, une politique énergétique qui reste pénalisante pour la filière

- La directive « Efficacité énergétique » 2012/27/UE du 25 octobre 2012 définit le cadre applicable à la Cogénération :
  - Seules les cogénérations à haut rendement peuvent être subventionnées ( $E_p > 10\%$ )
  - Priorité d'appel à l'électricité issue de cogénération à haut rendement lors des appels de RTE
  - Droit aux garanties d'origine pour l'électricité issue de cogénération
- Les lignes directrices 2014-2020 précisent les conditions sous lesquelles une aide d'État est autorisée :
  - Au 1<sup>er</sup> janvier 2016 : Vente de l'électricité sur le marché obligatoire au-delà de 500 kW, tarif d'achat autorisés en-dessous
  - Au 1<sup>er</sup> janvier 2017 : Procédure d'appel d'offres obligatoire au-delà de 1 MW
  - Taux de rentabilité raisonnable... (Environ 7-8% après impôts pour la cogénération avec la prise en compte d'une marge de risque (4-5% pour le PV))



Au 1<sup>er</sup> janvier 2018, il n'existe cependant plus aucun mécanisme de soutien attendu pour les cogénérations **de puissance supérieure à 1 MWe**, faute d'avoir concouru à la PPE 2015-2018. L'enjeu porte désormais sur la prise en compte de la filière pour la prochaine période 2019-2023

# Évolutions réglementaires depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, avec :

- **La réforme de l'obligation d'achat et du complément de rémunération pour les installations de moins de 1 MW électrique :**
  - mise en place des contrats C16 et CR16 (0-300 kW et < 1000 kW) définis dans l'arrêté du 3 novembre 2016
  - **Dispositions transitoires mises en place pour les demandes de contrat C13 déposées en 2016**
- **Les règles d'autoconsommation :**
  - régies par le décret du 28 avril 2017 (opérations d'autoconsommations individuelle ou collective)
- **Les appels d'offres (>12 MW) :**
  - avec obligation de conversion gaz-biomasse (45 MW) publié en 12/2016
  - avec obligation de conversion gaz-biogaz (650 MWe) - abrogé par le Ministère en 2017
- **Le marché de capacité qui a démarré au 1<sup>er</sup> janvier 2017**
  - **Premières enchères engagées à 10 k€/MW**
- **De nouvelles dispositions d'audit financier et de contrôles des installations par la CRE pour toutes les installations EnR et cogénérations bénéficiant d'aides d'état (OA ou CR)**

# Dispositions transitoires

- La LTECV indique que les producteurs qui ont demandé à bénéficier de l'OA sous ses anciennes conditions jusqu'à l'entrée en vigueur du décret relatif au complément de rémunération [30 mai 2016] ont droit à un contrat d'achat.
  - Le jalon donnant droit à l'OA est la demande complète de CODOA
- Or, le droit européen interdit les dispositifs de soutien sous forme d'OA au-dessus de 500 kW au-delà du 1<sup>er</sup> 2016.
  - Il y a donc une contradiction entre le droit européen et le droit national
- Des producteurs ont continué à déposer des demandes complètes de CODOA entre le 1<sup>er</sup> janvier 2016 et le 30 mai 2016 au-delà de 500 kW:
  - Environ 500 MW d'installations de cogénération concernées (+ autres filières) sur ~140 sites
- Analyse juridique de la DGEC
  - L'ancien dispositif n'était pas notifié et donc illégal du point de vue de la Commission
  - Sa prolongation en 2016 pourrait conduire à un réexamen du passé
  - Par prudence, il a été indiqué à EDF OA de suspendre provisoirement la signature de ces contrats
  - **Les discussions se poursuivent pour mettre en place un complément de rémunération CR18**



# Premier appel d'offres : transition vers la biomasse

- **Un premier appel d'offres de transition vers la biomasse a été lancé en décembre 2016.**
- **Principales caractéristiques :**
  - L'appel d'offres porte sur la construction de nouvelles installations de cogénération biomasse, sur des sites qui consomment de la chaleur en continu et qui sont actuellement alimentés par une installation de cogénération gaz existante
  - Les lauréats bénéficieront de deux compléments de rémunération :
    - Pour la nouvelle installation biomasse, pendant 20 ans
    - Pour l'installation au gaz existante, pendant 4 ans
  - Puissance appelée : 40 MW d'installations biomasse
- **Calendrier :**
  - Dépôt des offres jusqu'au 2 juin 2017
  - Examen des plans d'approvisionnement biomasse pendant 4 mois
  - Sélection des lauréats en octobre 2017
  - Puis signature des contrats et début des versements pour les installations gaz existantes.

# Contrôle des installations

- En application de la LTECV, mise en place du **décret relatif au contrôle des installations** paru en décembre 2016.
  - Enjeu : s'assurer que les installations qui bénéficient d'un soutien public sont conformes aux exigences des contrats.
  - Périmètre : installations nouvelles + existantes de plus de 50 kW<sub>e</sub> ; OA + CR + AO.
- **Principales dispositions du décret :**
  - Désignation d'organismes agréés pour mener les contrôles.
  - Délivrance d'attestations de conformité à la mise en service, et réalisation de contrôles périodiques des installations (tous les 4 ans).
  - En cas de non-conformité détectée, suspension possible du contrat avec résiliation en l'absence de régularisation + demande de remboursement des sommes indûment perçues.
  - Publication de deux arrêtés définissant les prescriptions et modalités des contrôles : un arrêté « transfilière » et un arrêté spécifique à la filière cogénération gaz > **référentiel contrôle en cours de relecture**.
  - **Points en discussions** : périmètre d'achèvement (hors raccordements), contrôle MDSE, modalités de contrôle d'Ep, utilisation de la chaleur (réseau de distribution), etc.

# Audit financier de la CRE

- **Principales dispositions du décret n2016-682 du 27 mai 2016 :**

Les producteurs exploitant des installations de puissance supérieure à 100 kW électriques bénéficiant d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération doivent transmettre annuellement à la Commission de régulation de l'énergie

*« le détail des coûts et des recettes relatifs à son installation dans les conditions et dans un format proposés par la Commission de régulation de l'énergie et approuvés par le ministre chargé de l'énergie » ainsi que, sur demande de cette dernière, « les documents contractuels et comptables justifiant ces données ».*

- **11 500 installations concernées, dont environ 850 cogénérations gaz**

- **Audit préalable en cours** d'instruction à la CRE, **portant sur 61** installations (tous secteurs, contrats et puissances), imposant la fourniture de Capex/Opex exhaustifs notamment sur les 3 dernières années d'exploitation :

- extraits des grands livres de comptes analytiques
- factures relatives aux investissements, fourniture de chaleur et maintenance.

- Mise en place en 2019 d'une plateforme de déclaration de Capex/Opex pour une déclaration annuelle.

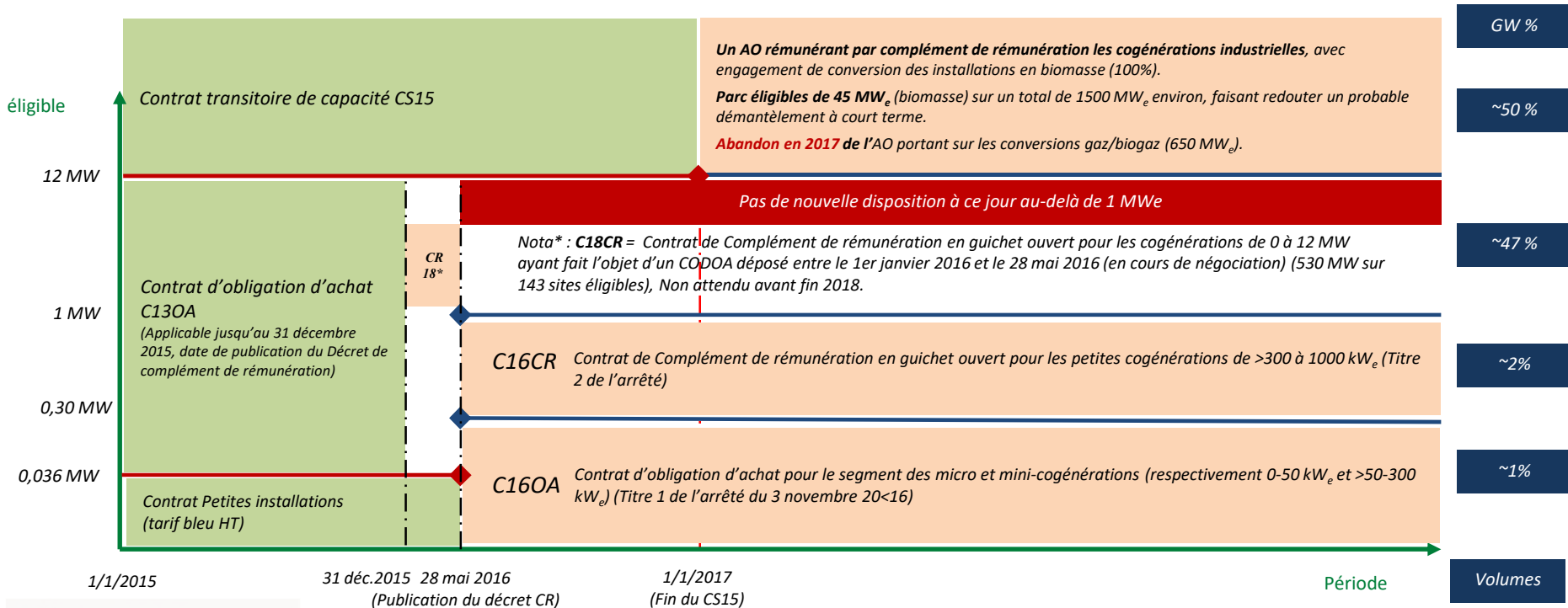
**Quel impact sur les contrats en cours et le CR18 ?**

# Calendrier et nature des dispositifs de soutien à la cogénération par segmentation de puissance depuis le 1/1/2015

Application des lignes Directrices CE du 28/6/14

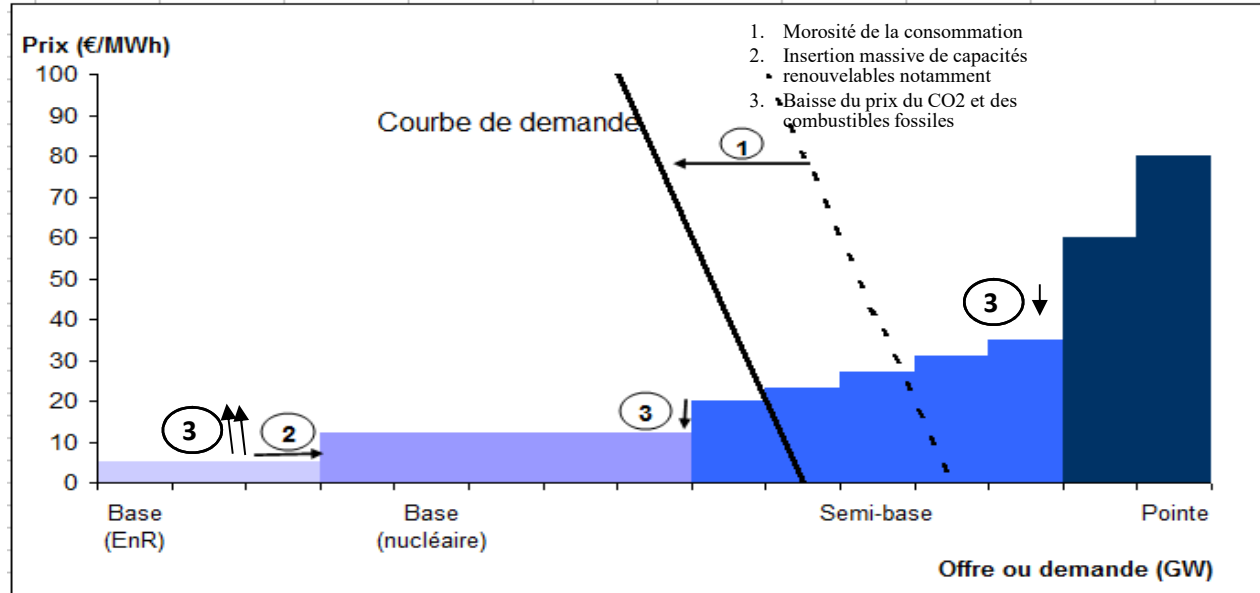


Règle de proportionnalité > TRI au mieux de l'ordre de 8% pré-imposition  
 Ep > 10% (suivant règlement délégué CE du 12 octobre 2015)  
 Autres critères spécifiques : autoconsommation ou revente autorisés



Un logique de valorisation de plus en plus orientée vers l'autoconsommation et la vente de certificats (capacitaire, GO) en complément de la vente de l'énergie qui a perdu beaucoup de son intérêt

# Le constat d'un fonctionnement difficile des marchés européens de l'électricité depuis plusieurs années



- Evolution des prix spot :
  - En 2008 : 80 €/MWh
  - 2009-2013 : entre 50 et 60 €/MWh
  - 2014-2015 : < 40 €/MWh (2016 en nette hausse en raison des arrêts de tranches nucléaires)
- ➔ Mise en place du mécanisme de capacité à partir de 2017
- ➔ Transition de l'obligation d'achat vers un système de complément de rémunération

# Les évolutions des marchés du gaz et de l'électricité

## Electricité :

- Le prix a atteint en Q1-2016 un plus bas (~25.5 €/MWh) avant de se renchérir progressivement suivant l'évolution du charbon et du gaz naturel
- L'indisponibilité temporaire du parc nucléaire français a conduit à des pics de prix à l'automne (~49.6 €/MWh)
- Après l'envolée, prix de nouveau à la baisse (impact du charbon)

## Gaz :

- Après une forte baisse, le NG se renchérit suivant l'évolution du pétrole
- Autour de 17€/MWh, risques de remontée

## CO2 :

- Le prix a fortement chuté depuis début 2016
- Autour de 5€/t, émissions en baisse

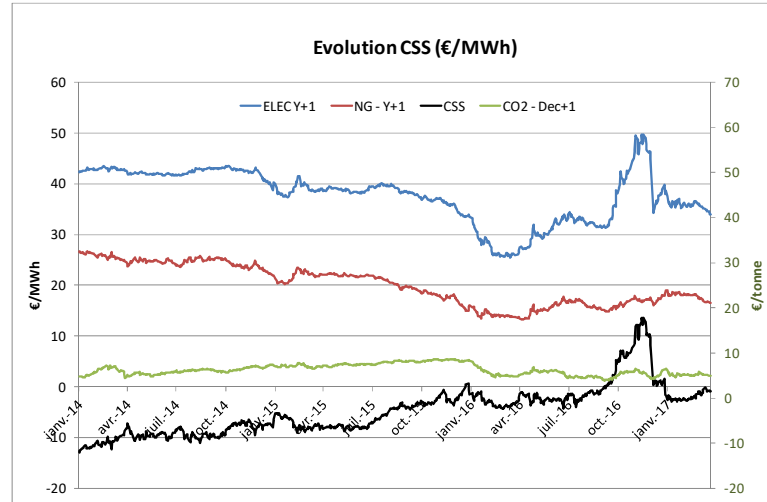
## Clean Spark Spread :

- L'indisponibilité du parc nucléaire a conduit temporairement à des CSS positifs fin 2016
- Les fondamentaux restent peu encourageants à moyen terme

## Le Mécanisme de Capacité :

- Le mécanisme de capacité a démarré le 01/01/2017
- Une enchère s'est déroulée le 15/12/2017 fixant le prix à 10 k€/MW pour 2017 avec un cap fixé à 20 k€/MW

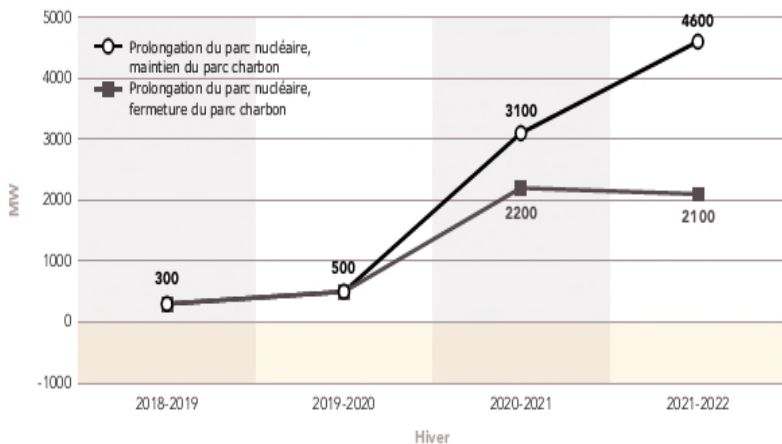
❑ Sans un mécanisme de soutien les installations seront vraisemblablement démantelées ou mises sous cocon



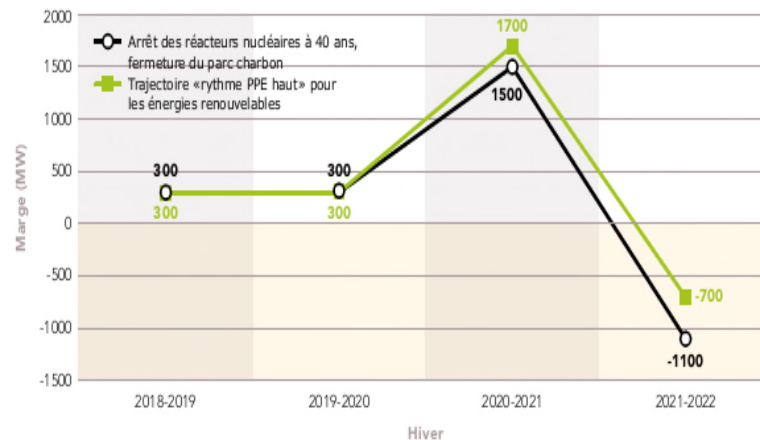
# La sécurité du système électrique : Des marges retrouvées mais devenues moins précaires que les années précédentes limitant le rôle des outils de production de pointe

- La fermeture du parc de charbon en fin de période est possible avec le maintien du parc nucléaire (avec parc cogés stable), mais le déploiement des EnR ne compensera pas la fermeture des réacteurs à 40 ans.

Marges ou déficits de capacité – Prolongation du parc nucléaire et fermeture du parc charbon



Marges ou déficits de capacités – Sensibilité au développement des énergies renouvelables



Source : Bilan prévisionnel RTE 2017



# De nombreux atouts de la cogénération justifient son déploiement quel que soit le scénario RTE envisagé

- Place des cogénérations sur la courbe de mérite
- Externalités du parc d'installations à horizon 2030 :
  - Environnementales : réduction des émissions de CO<sub>2</sub>
  - Énergétiques : Économies d'énergie primaire et réduction des pertes sur les réseaux électriques

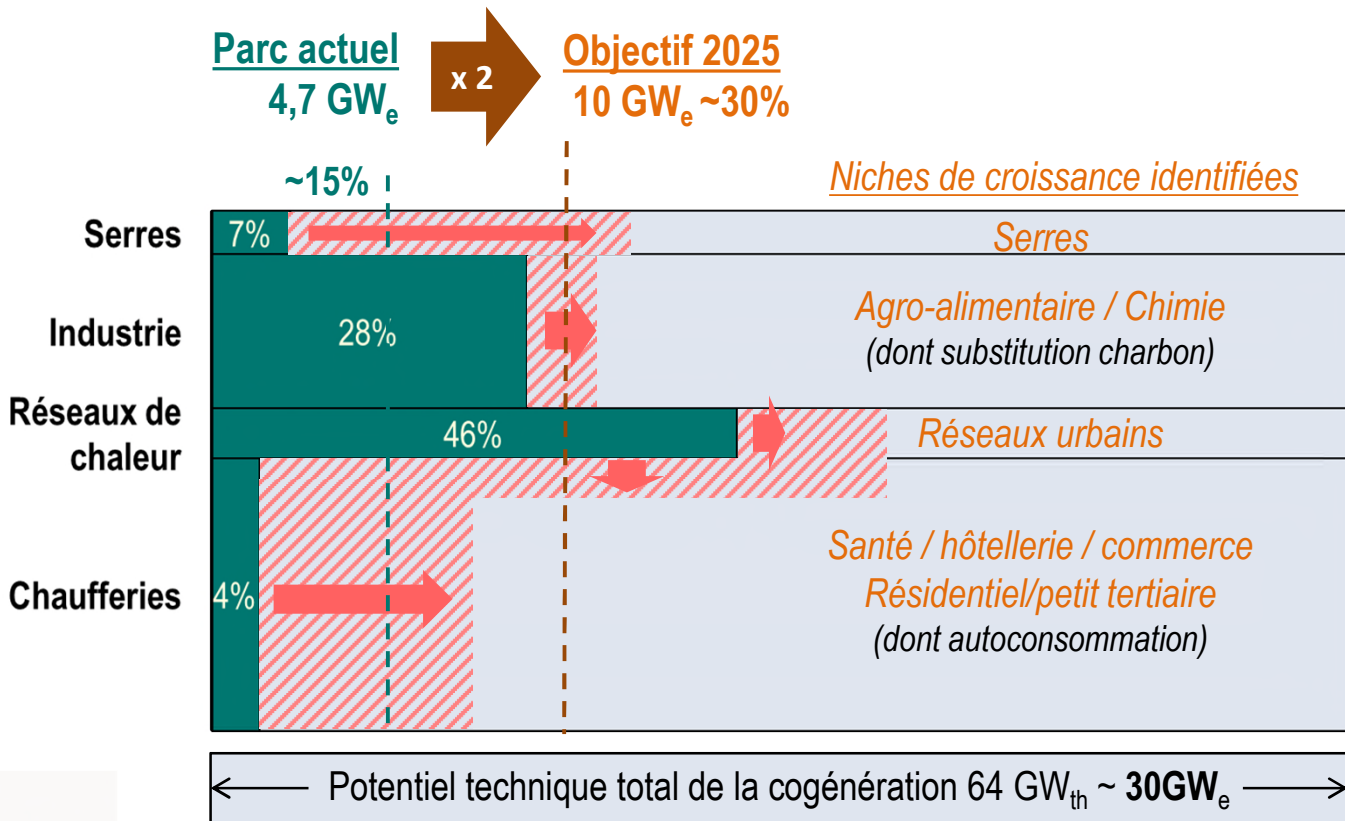
En conclusions, un besoin de capacités de productions d'électricité programmable, avec un potentiel technique de cogénération gaz évalué à 30 GWe dans le rapport DGEC Icare de 2010

**Les cogénérations gaz représentent un outil de transition énergétique pertinent à l'horizon 2030 pour permettre l'atteinte de ses objectifs**

**Un doublement du parc à 10 GWe serait techniquement et économiquement pertinent.**

**Dans le cadre de la PPE2 (2018-2023), le Club a présenté au MTS une demande de 200 MW/an de nouvelles capacités > 1 MW via des AO ciblés**

# Sur la base des seuls besoins en chaleur, l'ATEE a défendu lors de la PPE le doublement du parc d'installations à l'horizon 2025



# Merci de votre attention

*Les devises Shadok*

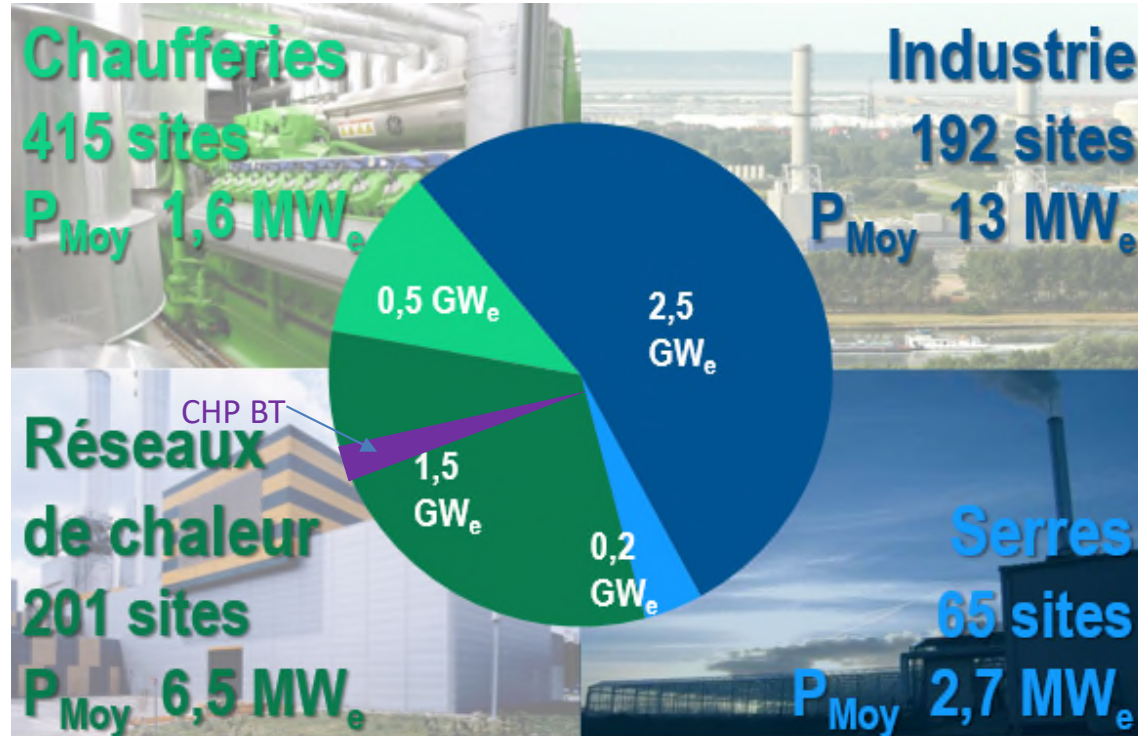


**IL VAUT MIEUX COGENERER MEME S'IL NE SE PASSE RIEN  
QUE RISQUER QU'IL SE PASSE QUELQUE CHOSE EN NE COGENERANT PAS !**

# Annexes

- Statistiques complémentaires du parc d'installations
- Structure du contrat d'OA C16
- Structure du contrat CR16

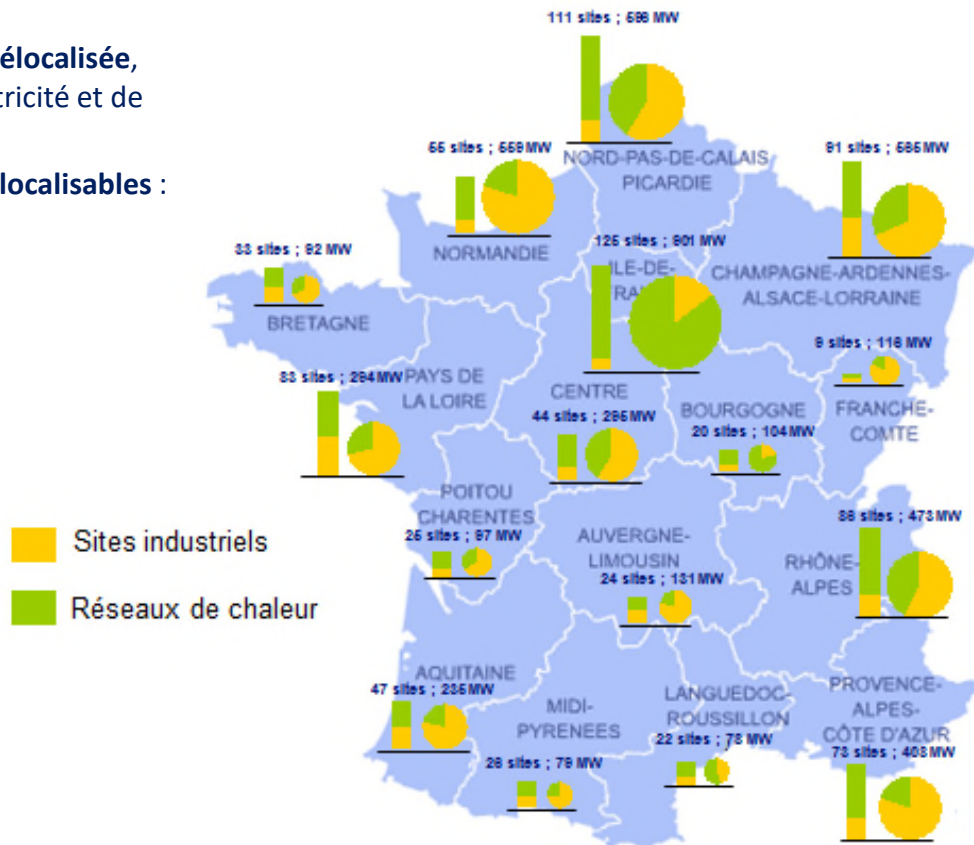
Un parc de 4 600 MWe sur plus de 850 sites avec moins de 100 MW de petites cogénérations (P<1000 kW<sub>e</sub>) et ~10 MW en BT (<250 kW)



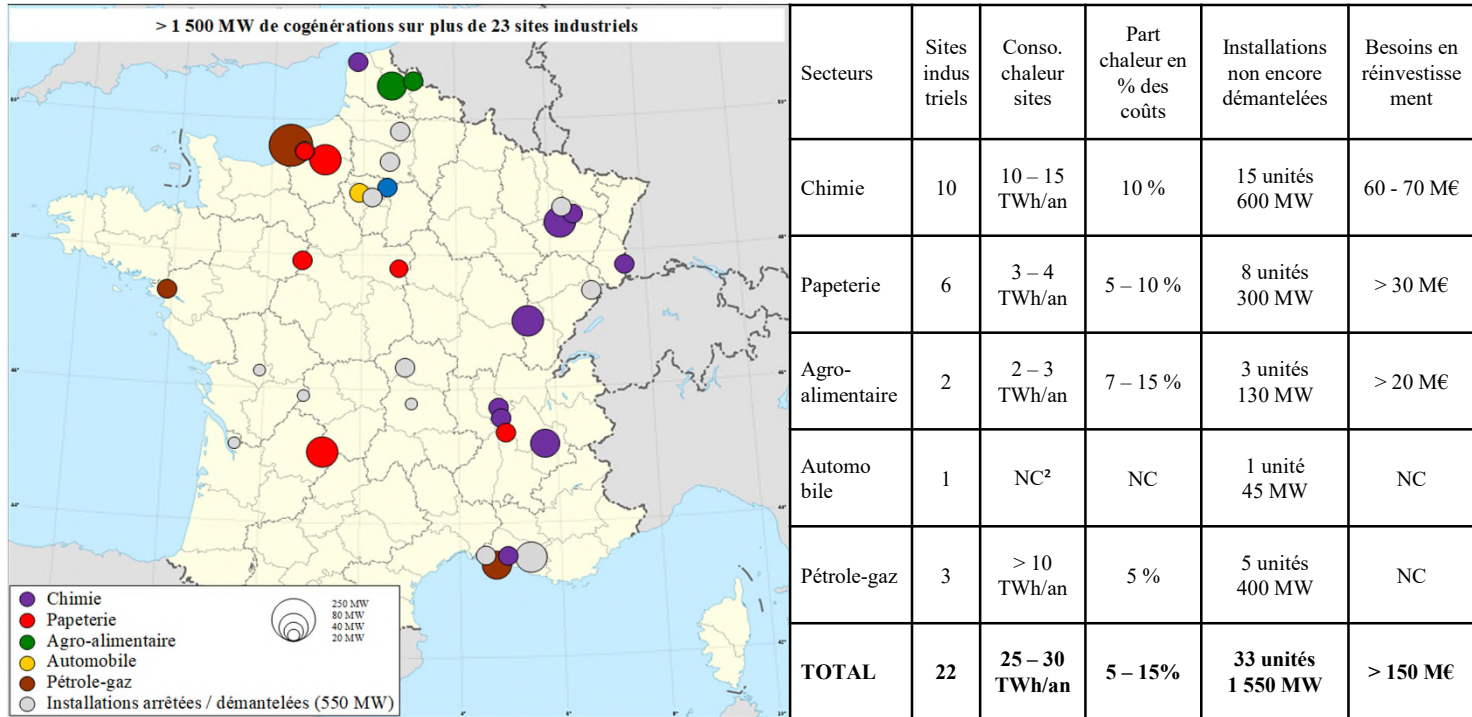
# IMPLANTATION RÉGIONALES DES COGÉNÉRATIONS EN MÉTROPOLE

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

**Une filière créant des emplois non délocalisables :**  
environ 20 000 à 30 000 emplois/an



# Les cogénérations industrielles à gaz supérieure à 12 MW en France<sup>1</sup>



<sup>1</sup>Ces données représentent une estimation de l'UNIDEN sur la base des enquêtes conduites auprès de ses membres. Cette liste ne saurait être exhaustive.

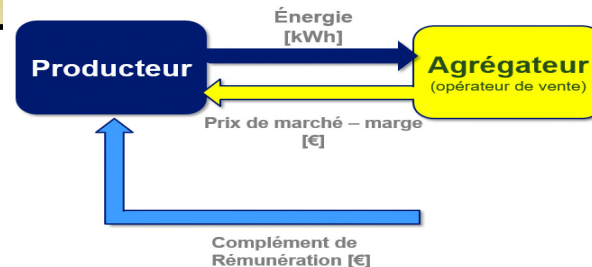
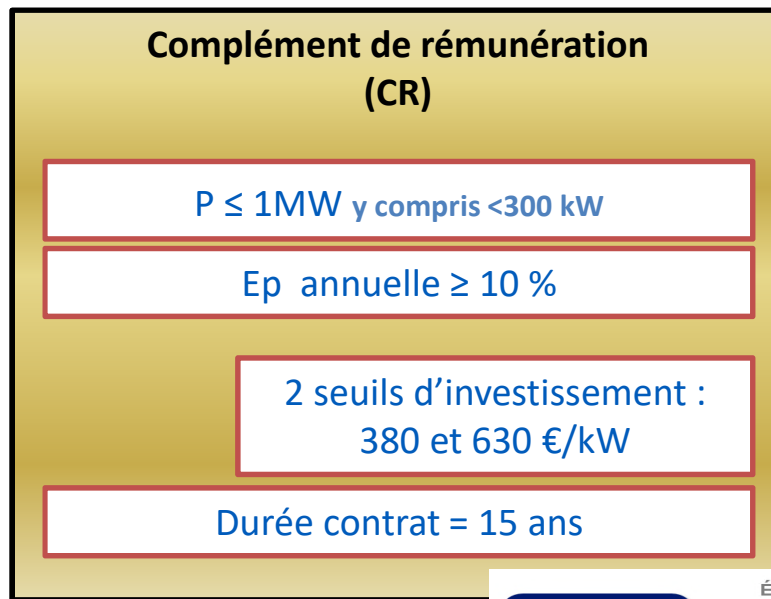
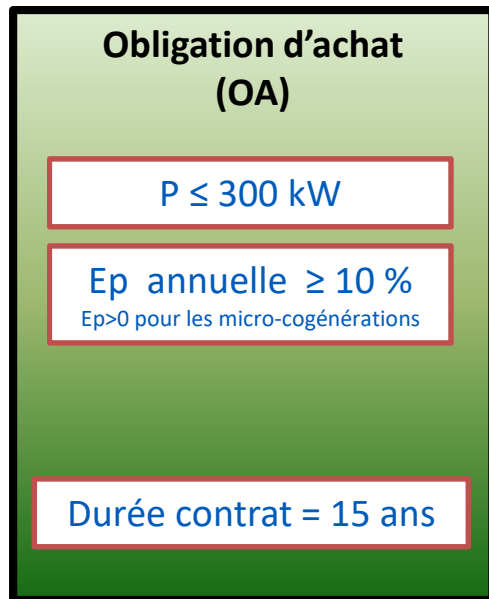
<sup>2</sup>NC : non communiqué ou non communicable



## SEGMENTATION DES COGÉNÉRATIONS GAZ DU PARC FRANÇAIS VERSUS PUISSANCES/TECHNOLOGIES/CONTRATS (STATISTIQUES 2015)

P élec en kVA	<36 kVA	de 36 kVA à 250 kVA	de 250 kVA à 1 000 kVA	de 1 000 kVA à 12 000 kVA	>12 000 kVA
Segment	Micro	Mini	Petite	Moyenne	Grosse
Seuils de puissances électriques / technologies	1 kW à 50 kW <i>Moteurs cycles Stirling/Rankine/MCI, micro/mini turbines</i>				
		50 kW à 1 MW <i>Modules – MCI &amp; mini turbines</i>			
				1 MW à 6 MW <i>MCI &amp; Turbines</i>	
	<b>Turbines</b>			5 MW à 125 MW	
Capacités : ~4,6 GW (~900 sites)	<0,20 MW <100 sites	<5 MW <50 sites	~40 MW ~62 sites	~2350 MW ~650 sites	~2180 MW ~36 sites
Tension de raccordement (~)	BT A/B (50V/500 V - 500/1000 V)		HTA (1kV à 50kV)	HTA & HTB/C (1 kV - >50 kV)	
Mode de valorisation	Contrats petites Installations (PI) + AC + CEE +CI	Contrat d'OA C13 & Autocons + CEE	Contrats d'OA (C01/R-C13) (<12 MW) ~1900 MW CS13/CS15 (>12 MW) ~1800 MW avec marché libre/Autoconsommation ~2200 MW		

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



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

		Obligation d'achat	Complément de rémunération	
		Nelles installations	Nelles installations	Installations rénovées
T <sub>e</sub>	RP *K*L	54 €/MWh	47 €/MWh	14 ou 23 €/MWh
	R <sub>gaz</sub>	1.26*tarif B1	1.37*(Prix marché gaz + acheminement + taxes + CO <sub>2</sub> )	
	Rem EP *K*L	130*(Ep-0.1)	130*(Ep-0.1)	
	P <sub>gestion</sub>		1€/MWh	
	- M <sub>0</sub>		- Prix de marché électricité	
	- Nb <sub>capa</sub> *P <sub>refcapa</sub>		- 0.8*P <sub>max</sub> *prix d'enchères des capacités	

## Nouveaux contrats C13

- 99 contrats C13 ont pris effet au cours de l'hiver 2016/2017 (au 03/03/2017)
- Un flux entrant significatif, et en nette augmentation par rapport à celui de l'hiver précédent.

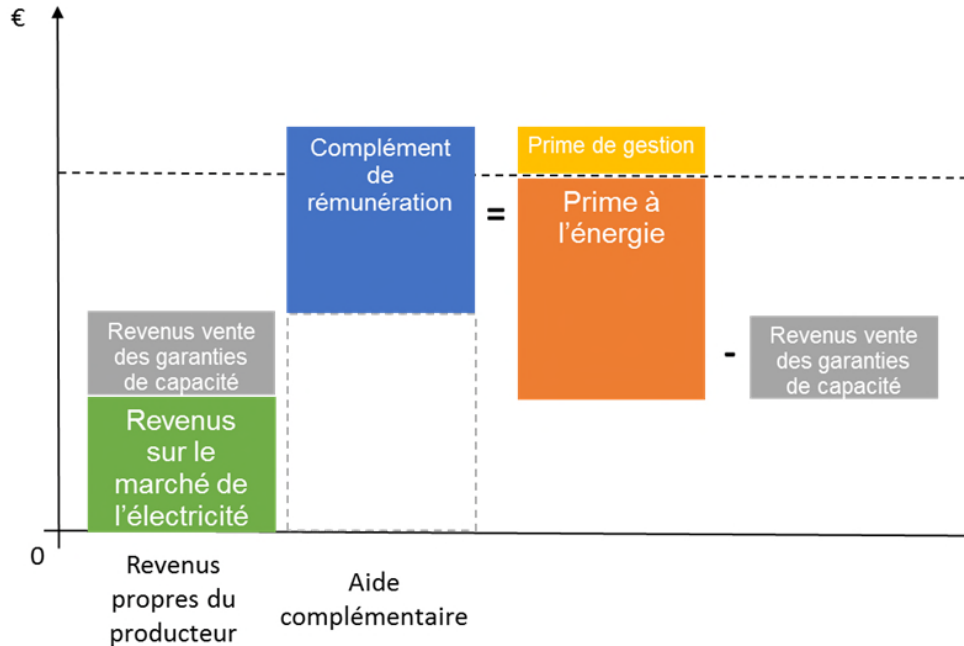
Saison	Nouveaux Contrats	Rénovations	Puissance moyenne (kW)	Annexe 2	Annexe 3
2016/2017	99	27	3197	0	99
2015/2016	39	15	2626	0	39
2014/2015	46	30	3975	15	31

Au 03/03/2017 : 2 contrats C13 en projet avec une date de mise en service prévisionnelle en mars 2017



# Complément de rémunération

Principe général : vente sur le marché + prime



# Un marché des micro et mini cogénérations (< 1000 kW) qui devrait se développer rapidement

## En route vers les bâtiments à énergie positive

Les réglementations thermiques modifient profondément la répartition des besoins en énergie du bâtiment : les usages non réglementés pèsent aujourd'hui plus.



<Usages 20<14 en maison neuve	Consommation en kWh/m <sup>2</sup> /an
Chauffage	20
Eau Chaude Sanitaire	20
Autres Usages RT (refroidissement, éclairage, auxiliaires)	10
Cuisson	10
Autres usages électriques	60

# La rénovation haut de gamme et le label BEPOS pour le neuf

<i>Marchés</i>	<i>Rénovation</i>	<i>Neuf</i>
<b>Maison individuelle</b>	Ecogénérateur Stirling Pile à combustible	Pile à combustible
<b>Résidentiel collectif (chaufferies)</b>	Module à moteur (logement social)	Module à moteur (social et label en privé)
<b>Tertiaire</b>	Santé, Hôtels voire bureaux (CPE)	Santé, Hôtels voire bureaux (label BEPOS)

- **Plusieurs acteurs institutionnels ont mis en avant le potentiel de la micro/mini-cogénération**
  - Dans son scénario 2030, l'ADEME mentionne l'arrivée de la micro-cogénération
  - Dès 2010, la DGEC identifiait un potentiel fort pour la cogénération
  - Des chiffres encourageants issus du projet CODE2 : 9000 unités en 2020
- **La réglementation thermique et l'augmentation du prix de l'électricité seront les leviers de développement de la micro/mini-cogénération**



## L'offre de modules avec MCI disponibles en France repose sur 6 principaux fabricants/distributeurs









Marque	Viessmann	De Dietrich	CogenGreen	Cogenco	2G	EC Power
Référence	Vitobloc	DX Power	ecoGEN	CGC	G-BOX	XRGI
Nombre de produit dans la gamme	7	1	10	10	5	8
Puissance Thermique (kW)	13,5 à 363	15,5	20,5 à 372	65 à 359	43 à 100	13,5 à 160
Puissance électrique (kW)	5,5 à 240	5,5	7,5 à 240	30 à 240	20 à 50	6 à 80
Rendement Thermique (% PCI)	66,8 à 54,4	72	81,8 à 55,5	58 à 53,8	73 à 68,5	63,5 à 64
Rendement Electrique (% PCI)	27,2 à 35,7	27	26,8 à 37,4	26,8 à 35,7	32 à 34,5	29,5 à 32

# Alliance Immobilier (Moselle) : maison neuve équipée d'une pile à combustible 750 We



## CHAUDIERE CONDENSATION VITODENS 111

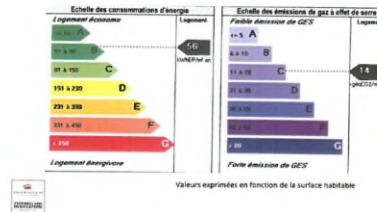
(Valeurs exprimées en kWh/m²(SHON RT2012))

	Bbio	Bbio Max	Gain en %
Bbio	73,500	79,900	8,01
Cep			
Cep	54,500	60,900	10,51

### Consommations annuelles

	Energie finale	Energie primaire
Chauf.	38,700	41,600
Refrroid.	0,000	0,000
Ecs	13,000	13,200
Eclair.	1,700	4,400
Aux.dist.	0,700	1,900
Aux.vent.	0,500	1,300
Photovolt.	-3,100	-7,900

### Etiquettes énergie et climat

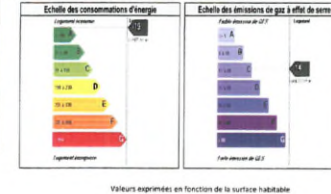


## CHAUDIERE PILE A COMBUSTIBLE VITVALOR

	Bbio	Bbio Max	Gain en %
Bbio	73,500	79,900	8,01
Cep			
Cep	-8,100	80,800	113,30

	Energie finale	Energie primaire
Chauf.	38,600	41,500
Refrroid.	0,000	0,000
Ecs	13,400	13,600
Eclair.	1,700	4,400
Aux.dist.	0,700	1,800
Aux.vent.	0,500	1,300
Photovolt.	-3,100	-7,900
Prod. élec.	-24,400	-62,900

La maison produit plus d'énergie qu'elle n'en consomme → **BEPOS**  
(consommations réglementaires au sens des règles ThBCE)



PROJET EN ATTENTE VALIDATION TITRE V

# Brest Métropole Habitat : 14 logements neufs HPE avec un module à moteur de 7,5 kWe



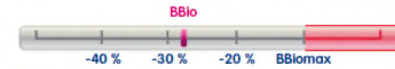
## Résultats de l'étude thermique RT 2012 :

Surface : 1 022 m<sup>2</sup> – SHON<sub>RT</sub> : 1 200 m<sup>2</sup>

	Bbio	Bbio <sub>max</sub> RT 2012	Gain en %
Performance bioclimatique du bâti	47,9	66	27,42
	Cep	Cep <sub>Pmax</sub> RT 2012	Gain en %
Consommation d'énergie primaire RT 2012	56,9 kWh <sub>ep</sub> /m <sup>2</sup> .an	63,3 kWh <sub>ep</sub> /m <sup>2</sup> .an	10,11



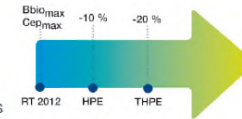
Exigence respectée



Exigence respectée

## Label HPE 2012 :

- Conception Bioclimatique du projet : Besoin Bioclimatique (Bbio), inférieur de 27 % à l'exigence RT 2012,
- Performance énergétique globale permettant une consommation d'énergie primaire (Cep) inférieure de plus de 10 % à la réglementation RT 2012.



## Recherche de la performance et du confort :

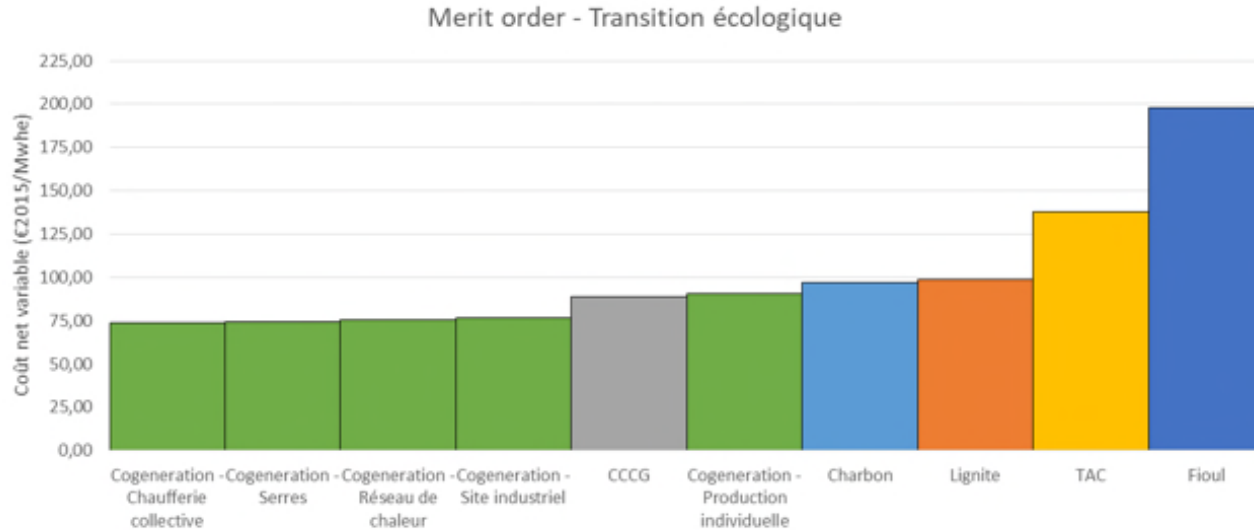
- Apport solaire et éclairage naturel privilégiés avec un ratio de surface vitrée/surface habitable proche de 1/5<sup>e</sup>.
- Traitement renforcé des ponts thermiques avec un gain de 60 % sur les exigences de la RT 2012.
- Traitement des exigences de confort d'été de la RT 2012.

# Rénovation du lycée Pierre de Coubertin (Calais) : 2000 élèves bénéficient d'un module de 140 kWe en autoconsommation



- 3 chaudières en cascade pour chauffage + ECS semi-instantanée sur tout le lycée (hors ECS solaire internat) :
  - 2 chaudières à condensation 2 \* 1100 kW
  - 1 chaudière existante haut rendement 1600 kW
  - 1 cogénération 40 kW<sub>e</sub>, 216 kW<sub>th</sub>
- Une régulation adaptée
  - 2 départs régulés en chaufferie et 1 boucle primaire régulée en
  - débit par loi d'eau sur le retour
  - 1 GTB gère les V3V et la cascade
- La mini-cogénération en complément du solaire
  - 30 m<sup>2</sup> de panneaux solaires installés directement en sous-station internat : couvrent 30/40 % des besoins

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

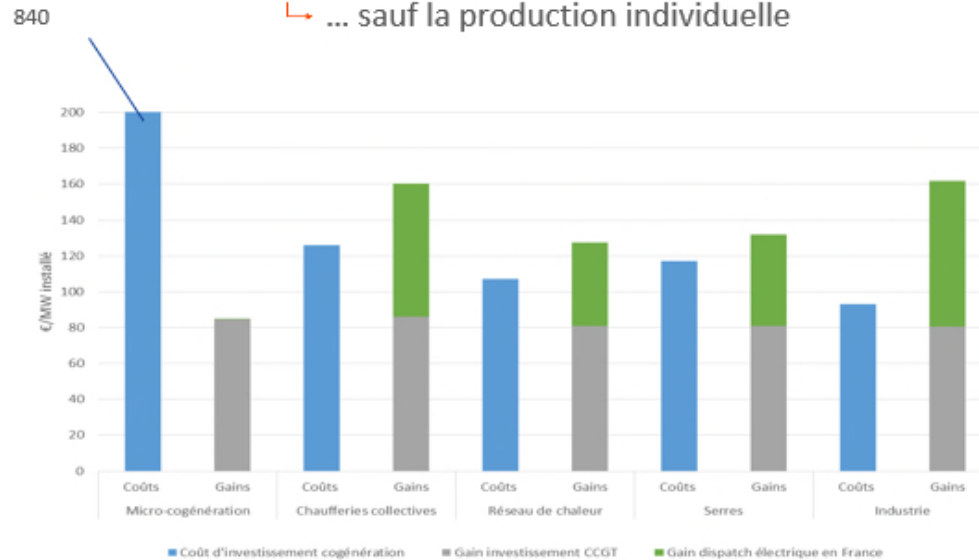


## Analyse marginale

### | Transition écologique

↳ tous les segments sont rentables...

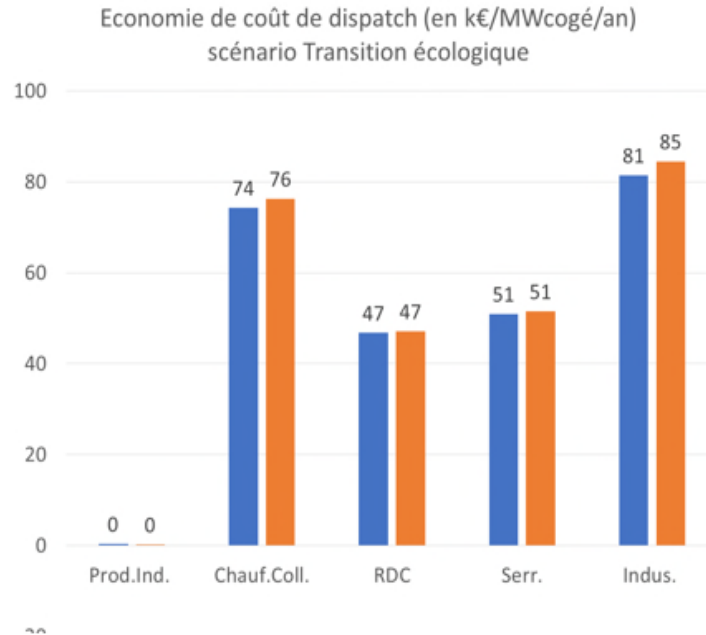
↳ ... sauf la production individuelle



■ Coût d'investissement cogénération ■ Gain investissement CCGT ■ Gain dispatch électrique en France

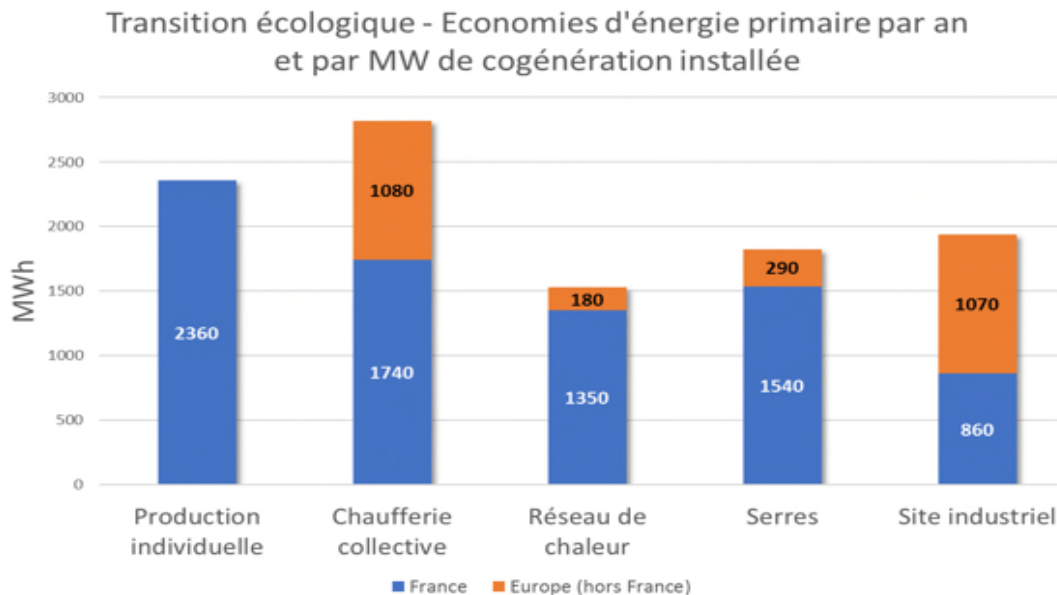
## Coûts de productions électricité + chaleur évités en France et en Europe

- | Le remplacement des CCCG par des cogénérations est bénéfique pour la France et pour l'Europe...
- | ... sauf pour le segment 'production individuelle' qui est neutre pour la collectivité en raison d'un poste OPEX variables élevé avec l'utilisation de Piles à combustible



## Economie en énergie primaire

- | Les segments permettent **tous** des **économies** en **énergie primaire**
- | Les **économies** d'énergie primaire sont **bénéfiques** à la **France** et à **l'Europe**





## Externalités générées par le parc d'installations de cogénérations à horizon 2030 5/5

