

Les “*smart gas grids*” :

De nouveaux modèles d'affaires sont-ils sur le point d'émerger en France ?
Le cas de la mini-cogénération



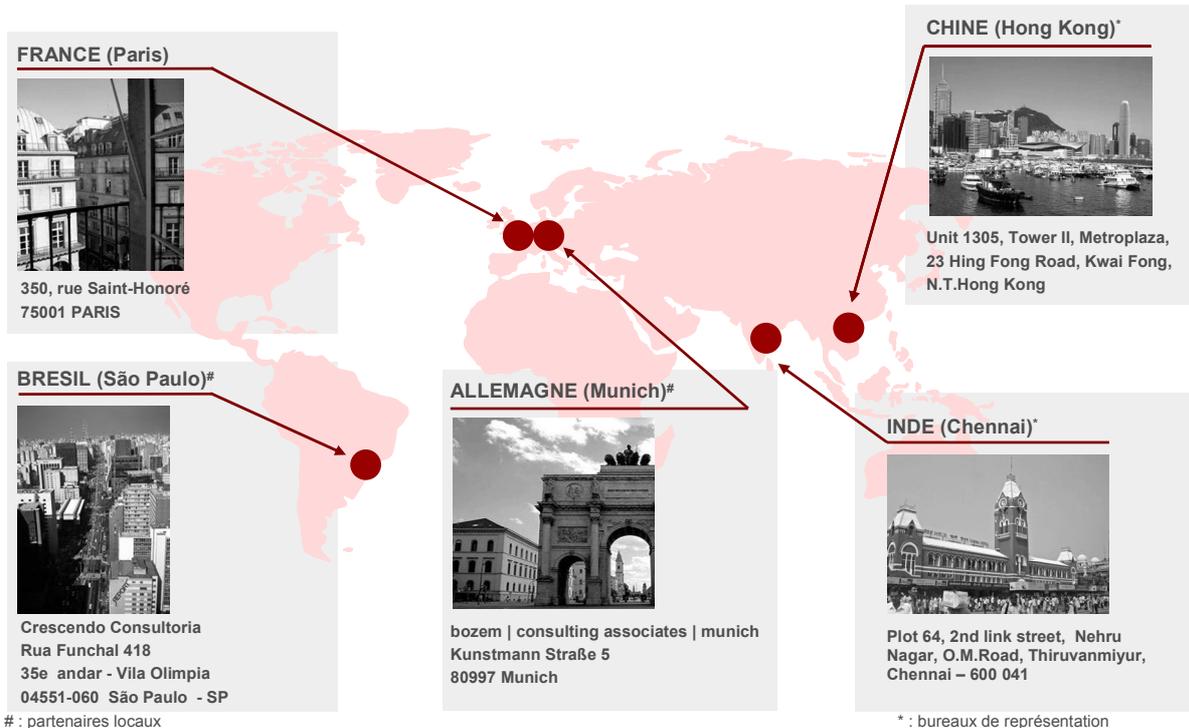
E-CUBE Strategy Consultants est un cabinet de conseil de Direction Générale exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec le plus haut niveau d'excellence et d'expérience d'une équipe internationale

Nos trois domaines d'expertise :

- **Energie** : accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, compagnies pétrolières, acteurs des filières Energies Renouvelables) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique
- **Eco-stratégie** : accompagner les acteurs privés et publics dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une "nouvelle donne" environnementale
- **Eco-entreprises** : accompagner à chaque étape de leur développement les entreprises qui élaborent les technologies, les produits et les services contribuant à un monde plus respectueux de l'environnement

E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de son bureau à Paris, ainsi que de celui de ses partenaires à Munich et Sao Paulo et via ses bureaux de représentation à Chennai et Hong Kong.

Plus d'informations sur notre site www.e-cube.com



Les smart gas grids : de nouveaux modèles d'affaires sont-ils sur le point d'émerger en France ? - le cas de la mini-cogénération

L'interconnexion croissante des réseaux gaz et électricité offre de nouvelles opportunités de création de valeur au travers d'arbitrages entre marchés gaz et électricité. Ces opportunités sont favorisées par de nouvelles technologies (smart grids, utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique...), la mise sur le marché de nouveaux équipements plus performants (pompes à chaleur hybrides, éco-générateurs, mini-cogénération), l'ouverture des marchés à la concurrence (accès direct aux prix des marchés de gros, opportunités liées aux ciseaux entre prix de marché et tarif), ou encore l'évolution du cadre réglementaire (rémunération de la capacité, nouvelles réglementations thermiques).

Nous avons choisi d'explorer ces nouvelles opportunités en France à travers l'étude du modèle d'affaires d'un agrégateur d'unités de cogénération de petite taille (moteurs à combustion interne dont la puissance est comprise entre 1 et 3 MW_e) pour des bâtiments tertiaires : hôtels, centres commerciaux, bâtiments publics. Ces cogénérations sont installées en complément d'une chaudière gaz déjà en place.

Certains marchés étrangers (Allemagne, Belgique, Royaume-Uni...) ont connu un développement significatif de la mini-cogénération : ainsi, en Allemagne, le fournisseur alternatif LichtBlick a l'ambition de déployer 100 000 cogénérations EcoBlue (mini-centrales domestiques fabriquées par Volkswagen sur la base d'un de ses moteurs). Une partie du succès rencontré est lié à des profils de besoins chaleur favorables et une politique énergétique incitative. Mais qu'en est-il des fondamentaux économiques sur le territoire national ?

Nos analyses suggèrent qu'une rentabilité attractive est possible en France sous réserve d'une optimisation dynamique de la production électrique (arbitrages gaz / électricité sur les

marchés à terme et spot ainsi que sur le mécanisme d'ajustement) et en intégrant une rémunération de la capacité via les mécanismes prévus par la loi NOME : la configuration présentée à la fin de ce document permettrait ainsi à un agrégateur de dégager un taux de rendement interne supérieur à 10% dans les conditions de marché actuelles (prix gaz et électricité, coût des équipements...) en intégrant une rémunération de capacité.

Cette première analyse met en évidence les nombreuses questions qui restent à résoudre pour concevoir le modèle d'affaires gagnant : choix des segments de marché (existe-t-il des opportunités sur des marchés diffus ?), stratégie d'acquisition clients (quelle articulation avec les exploitants chaudiéristes ?), montage contractuel relatif à la propriété des actifs de production (est-il possible de faire porter l'investissement par le client-hébergeur ?)...

Par ailleurs, un développement significatif d'une production d'électricité distribuée à partir de gaz ne sera pas sans conséquence pour les exploitants d'infrastructures gaz et électricité qui pourraient voir les flux transitant sur leurs réseaux significativement modifiés

Mais, au-delà de l'opportunité économique, il est important de relever l'opportunité stratégique. Ces modèles s'inscrivent dans une tendance de fond du marché de l'énergie : la convergence fourniture et services. A terme, l'attente des clients ne se limitera pas à une fourniture de gaz ou d'électricité au prix du kWh le plus bas. Les clients réclameront une prise en charge complète de leurs besoins énergétiques, incluant la gestion de leur consommation et de leurs émissions CO₂, le tout avec un objectif de facture maîtrisée, en regard d'un niveau de « risque prix de marché » compris et accepté.

Les modèles d'affaires émergents décrits dans cette étude pourraient bien, dès lors, occuper une place de choix dans cette tendance.

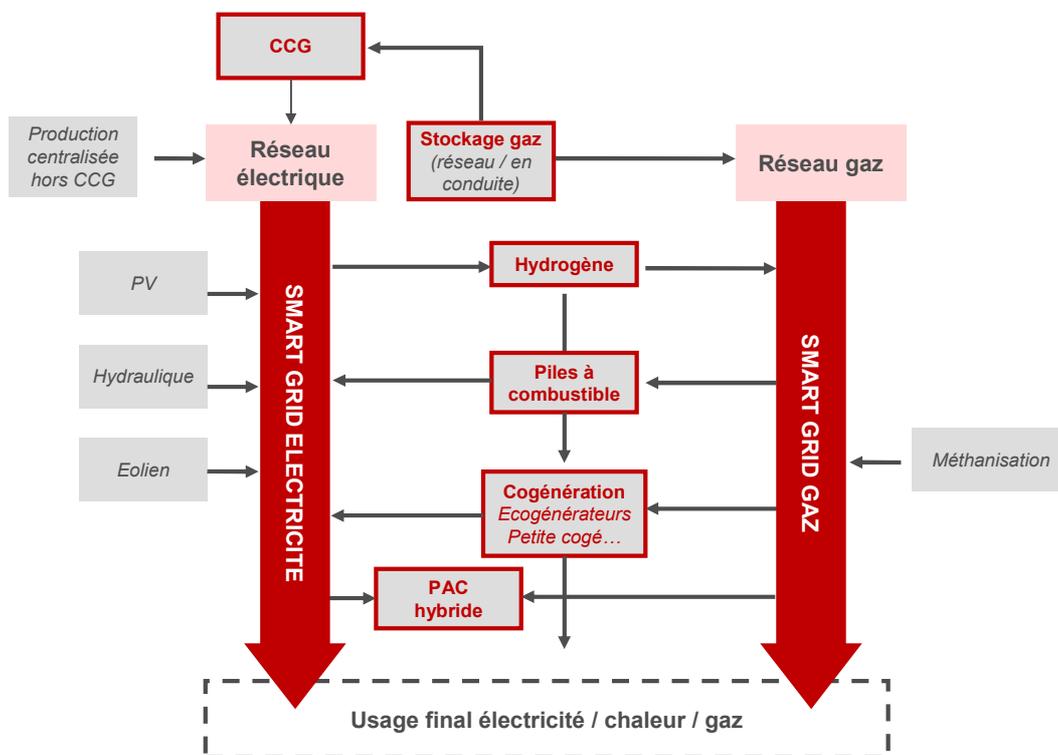
1. L'interconnexion des réseaux gaz et électricité ouvre de nouvelles opportunités de création de valeur au travers d'arbitrages entre marchés gaz et électricité

Le concept de réseau de gaz intelligent n'offre pas les mêmes perspectives de développement que son équivalent électricité pour une raison essentielle : contrairement à l'électricité, le gaz se stocke. Néanmoins, l'interconnexion croissante des réseaux gaz et électricité offre de nouvelles opportunités de création de valeur au travers d'arbitrages entre marchés gaz et électricité. L'exploitation des cycles combinés gaz était traditionnellement le lieu de ces arbitrages : la

centrale produisait en fonction des prix relatifs des deux énergies corrigé du coût du CO₂, leur différence (le *clean spark spread*) devant couvrir les coûts marginaux de production de la centrale.

De nouvelles opportunités d'arbitrages apparaissent, rendues possibles par le cadre réglementaire et par de nouvelles technologies (*smart grids*, injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel...).

Figure 1 : Opportunités d'arbitrage entre les réseaux gaz et électricité



Ces arbitrages sont réalisés via différents mécanismes :

- **Cogénération** : une installation de cogénération (ou une pile à combustible¹⁾) couplée à une chaufferie permet, si les prix relatifs de l'électricité et du gaz sont favorables, d'assurer le besoin de chaleur tout en produisant de l'électricité ; si la

production d'électricité n'est pas rentable dans les conditions de marché, la production de chaleur sera assurée par la chaudière. L'électricité est valorisée sur la base d'une autoconsommation (fonction des tarifs ou d'une rémunération d'effacement) ou dans le cadre d'une

1) Dans le contexte très spécifique de l'accident nucléaire de Fukushima, 13 000 piles à combustible SOFC ont ainsi été vendues au Japon. L'un des leaders industriel du secteur, Panasonic, vient d'annoncer l'inauguration d'un centre européen de développement de piles à combustible à Langen, en Allemagne afin d'adresser le marché Européen.

injection sur le réseau (valorisée alors à prix de marché)

- **Pompe à chaleur hybride** : structurellement la PAC hybride permet d'assurer une production de chaleur en exploitant ou la pompe à chaleur ou un moteur gaz, en fonction du prix de chaque énergie
- **Stockage d'électricité** sous forme d'hydrogène : la production d'électricité fatale (celle d'une éolienne par exemple) pourrait être utilisée pour produire de l'hydrogène à son tour injecté dans le réseau de gaz, si la valorisation de l'électricité au moment de sa production est plus faible que la rémunération issue de sa transformation en hydrogène¹⁾. De l'ordre de 5% d'hydrogène pourraient alors être injectés dans les réseaux.
- **Stockage de gaz** : jusqu'à présent, le stockage du gaz (stockage géologique ou GNL au niveau du terminal et des méthaniers, stockage en conduite) contribuait avant tout à la gestion de la modulation de la demande liée à sa thermo-sensibilité. Le problème croissant de gestion des intermittences de la production renouvelable conduit à augmenter le recours au moyen de production à partir de gaz naturel dont le fonctionnement est plus flexible : conceptuellement, le stockage gaz apparaît comme une solution de stockage

d'électricité renouvelable dont la production est à venir. Le coût du stockage de gaz sera dès lors un déterminant clé de l'arbitrage conduisant à la valorisation de cette énergie fatale

En ce qui concerne les arbitrages réalisés au niveau du client final (entreprise ou particulier), plusieurs facteurs concourent au développement de ces opportunités :

- la mise sur le marché de nouveaux équipements plus performants (pompes à chaleur hybrides, éco-générateurs, mini-cogénération),
- l'ouverture des marchés à la concurrence (et accès à un approvisionnement gaz à un prix de marché conjoncturellement inférieur au tarif régulé),
- l'évolution du cadre réglementaire (rémunération de la capacité).

Nous avons choisi d'explorer dans cette étude les opportunités relatives à ces arbitrages au travers de l'analyse des modèles d'affaires d'un agrégateur d'unités de cogénération de petite taille (moteur à combustion interne de puissance comprise entre 1 et 3 MW_e) sur un des segments de marché : les bâtiments tertiaire (hôtels, centres commerciaux, hôtels de région ...) d'une superficie supérieure à 10 000 m². Ces cogénérations sont installées en complément d'une chaudière gaz déjà en place.

1) Des expérimentations sont en cours sur la production et la valorisation d'hydrogène de source renouvelable

- Projet Myrte en Corse (valorisation dans une pile à combustible)
- Projet à Prenzlau mené notamment par Vattenfall et la Deutsche Bahn (valorisation dans une cogénération brûlant hydrogène et biométhane + valorisation de l'hydrogène comme carburant)
- Projet d'E.ON à Falkenhagen : investissement de 5 MEUR dans un pilote opérationnel en 2013, produisant 360 Nm³/h d'hydrogène par électrolyse en utilisant la production éolienne

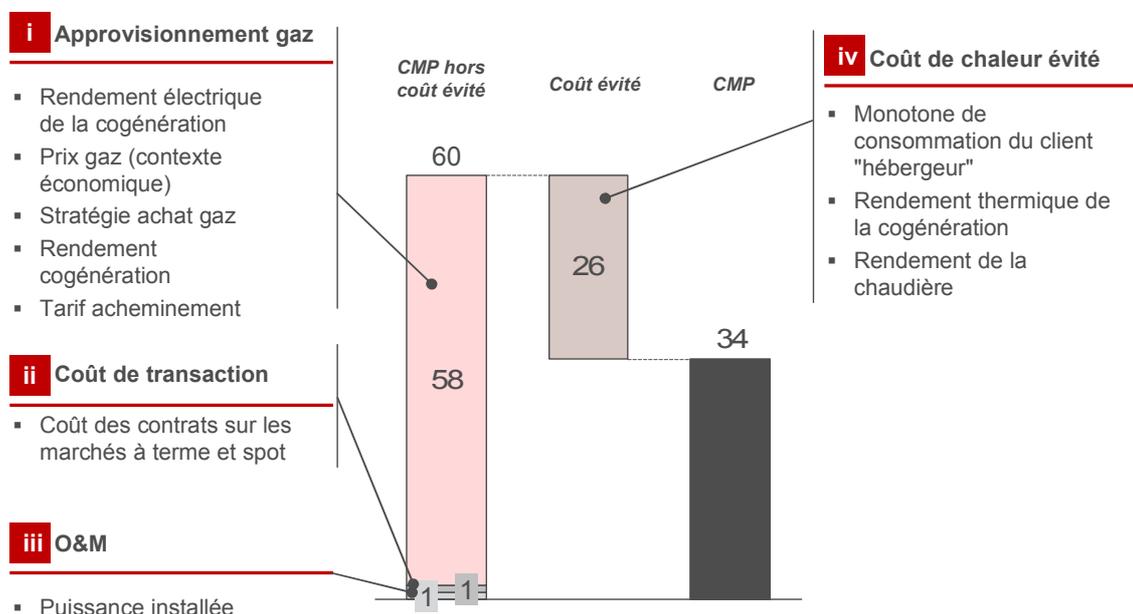
2. La fin des contrats d'obligation d'achat cogénération rend nécessaire l'analyse de leur rentabilité « face aux marchés »

La fin des contrats d'obligation d'achat soulève la question de la viabilité des unités de cogénération. A moins de réaliser des investissements à hauteur de 380 €/kWe, les installations existantes, à l'échéance des douze années du contrat d'obligation d'achat, ne pourront plus, en effet, bénéficier du tarif d'achat par EDF — tarif particulièrement

avantageux pour les clients — pendant les cinq mois d'hiver tarifaire. Les nouveaux moyens de production ne bénéficient, quant à eux, d'aucun mécanisme de soutien.

L'équilibre économique de la petite cogénération est alors déterminé par sa marge brute unitaire, c'est-à-dire la marge brute de

Figure 2 : Définition et déterminants du coût marginal de production (CMP) d'une cogénération — CMP au 1^{er} février 2010 sur la base des valeurs du marché comptant ce jour là



Sources : DGEC ; Analyse E-CUBE

CORPUS D'HYPOTHESES

Les analyses et estimations présentées dans ce document reposent sur les hypothèses suivantes :

- Installation de cogénération réalisée sur une installation tertiaire (type grand hôtel), en complément d'une chaudière gaz
- Besoin chaleur : 3 475 heures par an (incluant une modulation saisonnière)
- Cogénération de type Moteur à Combustion Interne (MCI)
- Puissance installée : 2 MWe / 2,5 MWth
- Rendement électrique : 35 % Rendement thermique : 40 %
- Rendement de la chaudière : 90 % - Récupération thermique : 50 % en été ; 100 % en hiver
- Opex : 1 €/ MWh - Investissements : 900 €/MWe, amortissement réalisé sur 12 ans
- TICGN : 1,19 €/MWh - Coûts de transaction sur les marchés : 1 €/MWh
- Coût d'acheminement gaz : part variable d'un tarif T3
- Coût de rampe gaz négligé ; contraintes d'arrêt / mise en route secondaire
- Scénario d'évolution des prix 2011-2020 gaz et électricité de Wood McKenzie
- Taux d'actualisation : 7 %

Sources : ATEE; DGEC ; ADEME ; Wood McKenzie

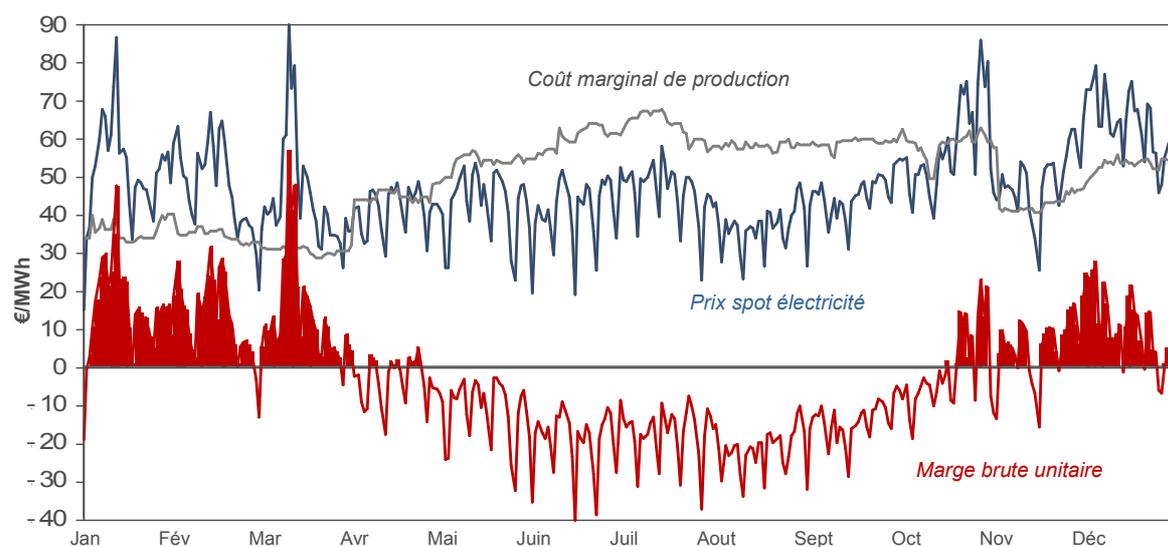
production d'un MWh électrique. La marge brute unitaire est la différence entre le revenu de la vente d'électricité sur le marché et le coût marginal de production. Les coûts évités et, notamment, le coût évité de production de chaleur, viennent en déduction du coût marginal de production.

La graphie figure 2 montre l'évolution de la marge brute unitaire sur l'année 2010 pour une cogénération de 2MW. La surface rouge sous la

courbe de la marge brute représente la marge brute cumulée sur l'année.

La saisonnalité de la marge brute unitaire traduit celles des prix électricité et gaz et celle des contraintes techniques de l'actif de production. Ainsi, en hiver, les niveaux de marge brute unitaire sont plus favorables du fait de prix électricité plus élevés et d'un taux de récupération thermique maximal.

Figure 3 : Évolution de la marge brute unitaire de la cogénération en 2010 (€/MWh)



Surface en rouge : profit réalisé par un actif d'1MW sur l'année
 Analyse réalisée sur la base des hypothèses détaillées présentées page 6
 Sources : données de marché ; analyse E-CUBE

3. L'optimisation de la valeur des cogénérations nécessite une gestion dynamique des opportunités de marchés et de la consommation électrique du site hébergeant la cogénération

La valorisation de la cogénération repose sur sept leviers. Le tableau ci-après présente une estimation de la valeur économique de chaque levier ; tous ne sont toutefois pas compatibles et additionnables intégralement.

Les trois premiers leviers reposent sur des arbitrages réalisés sur la base de l'évolution de la marge brute unitaire, arbitrages :

- sur les marchés à terme (*futures*)
- sur les marchés au comptant (*spot*)
- sur le mécanisme d'ajustement

Les deux suivants (valorisation de la production autoconsommée et de l'effacement) reposent

sur une gestion dynamique de la consommation électrique du site.

Le sixième est lié à une opportunité réglementaire (mise en place du marché de capacité).

Le septième repose sur la prise en compte des externalités spécifiques de certains sites.

En tout état de cause, l'optimisation de ces leviers requiert une capacité d'agrégation et une approche dynamique de la gestion des opportunités de marché et de la consommation électrique du site.

Figure 4 : Leviers de valorisation des unités de cogénération

	Description	Marge brute (€/kW) ¹⁾	Commentaires et hypothèses principales
1	Valorisation sur les marchés à terme	40-50 €/kW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Estimation réalisée <i>ex-post</i> sur les cotations des années passées ▪ Prix des souscriptions des contrats = moyenne des cotations + premium d'<i>intelligence trading</i>
2	Valorisation sur les marchés spot	20-30 €/kW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Estimation réalisée <i>ex-post</i> sur les cotations des années passées ▪ Prise en compte d'un coût de friction pour les opérations de retournement
3	Valorisation sur le mécanisme d'ajustement	5-7 €/kW <i>Principalement réalisé à la baisse</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Opérations réalisées uniquement à la hausse pendant l'été et à la baisse pendant l'hiver pour des périodes d'activation de 3h d'affilée minimum - Taux d'appel de 60% ▪ Prix du MA maximaux (pour les offres à la hausse) et minimaux (pour les offres à la baisse)
4	Autoconsommation	30-40 €/kW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le coût relatif au TURPE 3 pour un utilisateur connecté au réseau distribution souscrivant une puissance de 2 MW en MU ▪ Autoconsommation de la part de la production d'électricité correspondante aux besoins électricité (vente au client à « prix de marché + TURPE ») quand la MBU >0
5	Effacement	30 €/kW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Valeur d'un effacement type EJP sur le système électrique français pour un client vert A5 (analyse <i>ex-post</i>)
6	Rémunération de la capacité	25-45 €/kW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fourchette indicative telle que ressortant des échanges lors de la concertation animée par RTE
7	Externalités spécifiques	20-25 €/kW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Illustration : utilisation du CO₂ émis dans le process de photosynthèse des serres agricoles

1) Analyse réalisée sur la base des hypothèses présentées page 6

2) Cf. Publication du rapport RTE sur la mise en place du marché de capacité par les pouvoirs publics
Echelle de rémunération évoquée par les acteurs ayant participé à la concertation de mars à juillet 2011

Sources : données de marché ; analyse E-CUBE

Arbitrages réalisés sur les marchés à terme

Lorsque les prix électricité et gaz sur les marchés à terme permettent de réaliser une marge brute unitaire positive, le producteur prend deux engagements sur les marchés à l'horizon des contrats :

- vente à terme d'électricité
- achat à terme du gaz nécessaire pour l'approvisionnement de la cogénération

Ventes à court terme réalisées sur les marchés au comptant

Lorsque aucune position n'a été engagée sur les marchés à terme (marge brute unitaire à terme faible ou négative), il est possible d'effectuer une vente sur le marché *spot* lorsque la marge brute unitaire évolue de façon favorable, sous réserve de respecter les contraintes techniques de la cogénération et de reprendre au besoin chaleur du site.

Illustration :

- En t_0 , la marge brute unitaire à terme pour une livraison en t_1 est de $MBU_1 = -5\text{€/MWh}$
En t_0 le producteur ne prend donc aucun engagement à terme

- En $t_2 (> t_1)$, les marchés au comptant gaz et électricité présentent une marge brute unitaire MBU_2 de $+5\text{€/MWh}$ pour une livraison en $j+1$

En t_2 le producteur réalise alors une vente d'électricité et un achat de gaz pour une livraison en $j+1$

- En $j+1$, la cogénération est mise en fonctionnement pour produire l'électricité vendue

La marge brute réalisée est donc :
 $MBU_2 = 5\text{€/MWh}$ pour les volumes produits et vendus durant la journée $t_2 j+1$

Retournement de position réalisé sur les marchés au comptant

Lorsque qu'une position a été engagée sur le marché à terme (marge brute unitaire à terme positive), si la marge brute unitaire est négative sur les marchés au comptant durant la période de livraison du contrat, le producteur peut se retourner en achetant de l'électricité sur le marché *spot* et en revendant, sur le *spot* également, son approvisionnement gaz. Cette opération est purement financière et ne donne pas lieu à production¹⁾.

1) L'estimation de l'opportunité de retournement doit prendre en compte les contraintes technico-économiques de mise en route et d'arrêt de la cogénération

Illustration :

- En t_0 , la marge brute unitaire à terme pour une livraison en t_1 est de $MBU_1 = 5\text{€/MWh}$
En t_0 le producteur s'engage à produire de l'électricité en t_1 pour la durée du contrat et achète le gaz nécessaire à cette production. Il sécurise ainsi une marge égale à MBU_1 pour une livraison en t_2 et pour la durée du contrat

- En t_2 , les marchés *spot* gaz et électricité présentent une marge brute unitaire négative de $MBU_1 = -2\text{€/MWh}$ pour une livraison en $j+1$
En t_2 le producteur se retourne : il achète au comptant le volume d'électricité qu'il s'est engagé à livrer en $j+1$ dans le cadre du contrat à terme et revend le gaz acheté à terme pour cette production. Cette opération est réalisée avec une marge de $-MBU_2 = 2\text{€/MWh}$ pour les volumes de la journée

- En $t_2 j+1$, l'engagement à terme est réalisé via le contrat engagé en t_1 . L'unité de cogénération ne produit pas.

La marge brute réalisée est donc :
 $MBU_1 - MBU_2 = 7\text{€/MWh}$ pour les volumes vendus durant la journée $t_2 j+1$

Il est important de noter que les deux types d'arbitrages présentés supra sont effectués sans risque et peuvent être réalisés de façon récurrente.

Arbitrages réalisés sur le mécanisme d'ajustement

La cogénération peut également être valorisée sur le mécanisme d'ajustement. Les principes de valorisation (exposés figure 5) sont identiques aux principes exposés précédemment.

Autoconsommation

Dans le cas le plus fréquent d'un site dont la consommation électrique est inférieure à la production de la cogénération, en première approche, le fonctionnement de la cogénération sera essentiellement déterminé par le « *spark spread* ».

Si ce site est alimenté en offre de marché, l'autoconsommation permet d'éviter la part variable du coût de l'acheminement (TURPE) ; le surplus de production est, lui, injecté sur le

Figure 5 : Principes de valorisation des arbitrages réalisés sur le Mécanismes d'Ajustement

	Production <u>non</u> engagée dans un contrat à terme	Production engagée dans un contrat à terme
Offre postée sur le mécanisme d'ajustement	Offre à la hausse (la cogénération va fonctionner alors qu'elle était à l'arrêt)	Offre à la baisse (la cogénération sera arrêtée alors qu'il était prévu qu'elle fonctionne)
Prix de l'offre	Sur la base d'un CMP déterminé par un achat spot de gaz	Sur la base d'un retournement à seuil nul : la production engagée est achetée dans le cadre de l'offre sur le MA et le gaz revendu spot ; le CMP résultant de cette opération dicte le prix de l'offre possible sur le MA

réseau et payé au prix de marché. Pour un site alimenté au tarif, le coût évité par l'autoconsommation est égal à la part variable du TURPE moins le différentiel entre le CMP et la valeur implicite de l'énergie dans le tarif.

La compatibilité du principe d'autoconsommation avec un engagement à terme doit être précisée : en première approche, l'autoconsommation est une option lorsque la vente à terme n'est pas rentable (par exemple l'été). Dans une approche plus sophistiquée (envisageable par un agrégateur), seuls pourraient être vendus à terme les volumes non-autoconsommés (l'agrégateur ferait foisonner toutes les courbes de consommation de ses clients et vendrait à terme le différentiel) ; enfin, toute la production pourrait être engagée à terme, l'autoconsommation étant compensée par des achats spot d'électricité.

Effacement

La cogénération peut également être utilisée comme une ressource permettant d'organiser un effacement. A ce titre, elle serait rémunérée sur la base de la valeur de cet effacement pour le fournisseur.

Le levier effacement est en revanche incompatible avec l'autoconsommation et tout comme l'autoconsommation, sa mise en œuvre pose des problèmes de compatibilité avec les autres leviers de valorisation (en particulier la vente de la production à terme).

Rémunération de la capacité

A moyen terme, la mise en place du marché de capacité¹⁾ prévue dans le cadre de la loi NOME pourrait apporter une rémunération de la capacité estimée à 30-60 €/kW par les acteurs du marché énergie en fonction du niveau de contrainte de l'équilibre offre / demande.

A court terme des mécanismes transitoires pourraient être mis en place par les pouvoirs publics. A leur demande, l'UFE (Union Française de l'Électricité) a mené une réflexion sur les voies à explorer pour accompagner les filières dont le soutien par le dispositif réglementaire d'obligation d'achat arrive à échéance vers des solutions de marché. Dans le cadre de cette réflexion, les représentants de la filière cogénération estiment qu'une rémunération de capacité de ~ 45€/kW pour les unités ne bénéficiant pas du tarif de rachat devrait être mise en place en phase transitoire avant le lancement du marché de capacité.

Dans le même esprit, la filière revendique la mise en place de subventions à l'investissement, aujourd'hui inexistantes, dans le cadre de l'aménagement d'une transition jusqu'à la mise en place du marché de capacité

Externalités spécifiques à certaines catégories de clients

Les serristes sont une cible tout particulièrement attractive puisque le CO₂ émis par la cogénération peut être valorisé dans le cadre de la photosynthèse et donc éviter un coût d'achat de CO₂ auprès de fournisseurs de gaz industriel.

1) La loi NOME prévoit la mise en place d'un marché de la capacité. Suite à une concertation organisée par le RTE entre mars et juillet 2011, une recommandation a été proposée aux pouvoirs publics. Un décret d'application devrait paraître fin 2012 et déboucher sur un lancement effectif du marché de capacité en 2015.

4. Un modèle d'affaires agrégateur de capacités de production distribuées pourrait dégager un taux de rendement interne supérieur à 10% ; ce marché pourrait représenter plusieurs milliards d'euros de valeur service

Le parc de cogénération représente aujourd'hui une puissance de 5,4 GWe installés. La petite cogénération (de puissance inférieure à quelques MW), aujourd'hui ultra-minoritaire, est techniquement déployable sur de nombreux segments de clients : l'habitat collectif, l'agriculture (ex : serres, élevages), le tertiaire et le parapublic (ex : complexes sportifs, établissements de santé, grande distribution, bureaux, ...) et dans les réseaux de chaleur.

Le potentiel technique¹⁾ pour les petites cogénérations (maximum quelques MW) est estimé à près de ~30GWe par la DGEC. La Figure 5 ci-contre montre le potentiel technique déployable par segment de clients. L'habitat collectif représente la plus large part de ce gisement avec un potentiel de plus de 15GWe.

L'estimation du potentiel économique prend en compte les profils de consommation électricité et chaleur spécifique à chaque segment. L'analyse conduite sur le cas de cogénérations dont la puissance est comprise entre 1 et 3 MWe suggère qu'il existe un espace

économique qui pourrait être suffisant pour envisager un modèle d'affaires soutenable. En effet, un nouveau projet pourrait dégager une valeur actualisée nette de l'ordre de 240 €/kW_e, hors coûts commerciaux et hors frais généraux, correspondant à un gisement de valeur total de plus de 7 milliards d'euros en France.

Figure 6 : Potentiel technique d'installations de cogénération par application (GWe)

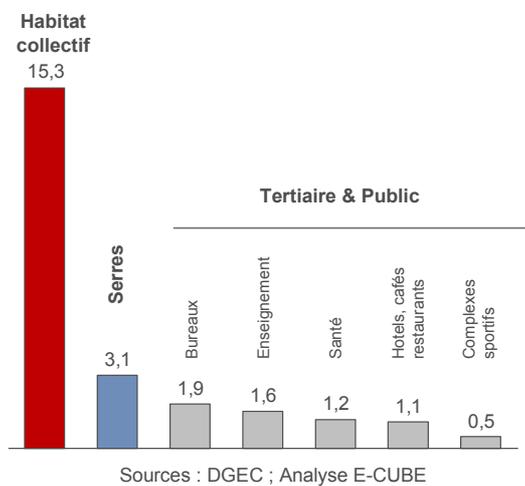
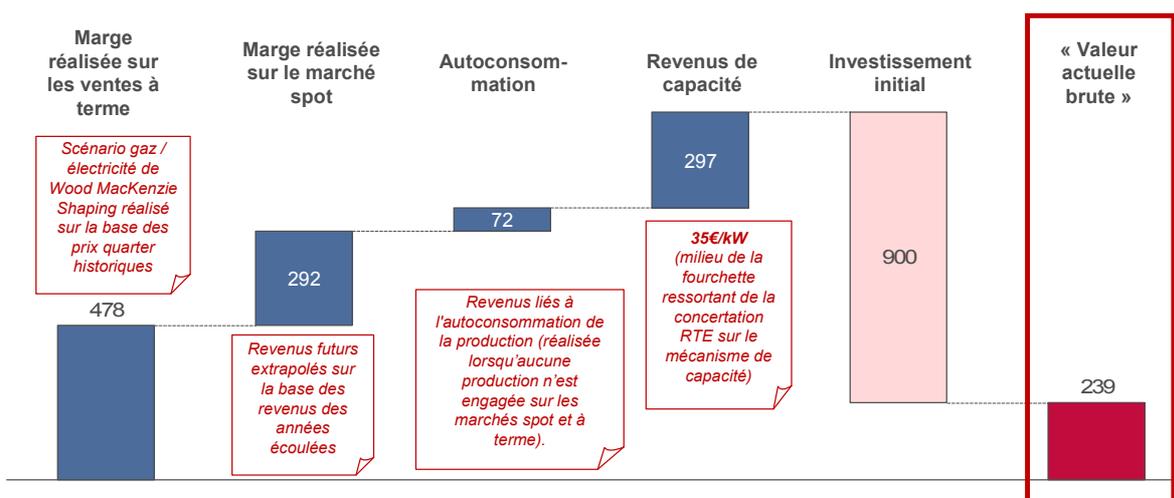


Figure 7 : Estimation de la valeur actuelle brute d'un projet de cogénération de 2 MW (€/kW)



Analyse réalisée sur la base des hypothèses détaillées présentées page 6; La valeur actuelle brute est la somme des free cash flow actualisés réalisés sur 12 ans sur la base d'un taux d'actualisation de 7%
Sources : données de marché ; analyse E-CUBE

1) estimé indépendamment des contraintes économiques mais intégrant les contraintes de raccordement gaz ou les contraintes de sécurité sur site par exemple

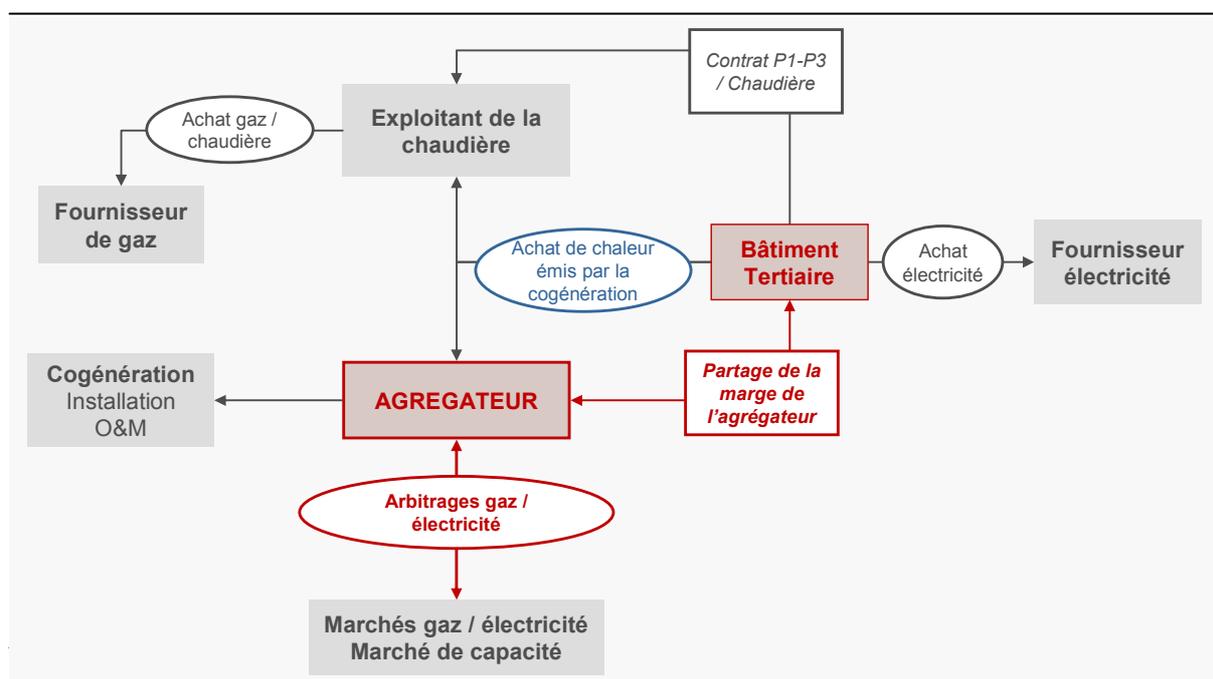
Le modèle d'affaires de l'agrégateur consistera à développer de nouvelles capacités et à gérer le portefeuille d'actifs de production d'électricité ainsi créé. A ce titre, son rôle sera double :

- Piloter l'approvisionnement en gaz et la revente d'électricité produite sur le marché ;
- Optimiser le fonctionnement des actifs de cogénération en intégrant leurs contraintes techniques et le besoin chaleur du site.

Nous avons choisi d'illustrer le modèle d'affaires d'agrégateur d'unités de cogénération à travers

la configuration schématisée ci-dessous pour un bâtiment tertiaire (hôtel, centre commercial, bâtiment public ...) d'une superficie supérieure à 10 000 m². Dans cette configuration, l'agrégateur est propriétaire des unités de cogénération installées en complément de chaudières pré-existantes. Il s'approvisionne en gaz sur le marché et revend l'intégralité de l'électricité produite sur les marchés à terme et au comptant. La capacité est valorisée sur le marché de capacité. Enfin, il est prévu que l'agrégateur partage la marge réalisée avec le client hébergeur.

Figure 8 : Exemple de modèle d'affaires d'agrégateur d'unités de cogénération



En première approche, après partage de la valeur avec le client hébergeur¹⁾, un **Taux de Rendement Interne de 10%** pourrait être atteint²⁾. La Figure 9 ci-dessous présente le bilan valeur d'un parc de cogénérations 500 MW_e pour l'agrégateur

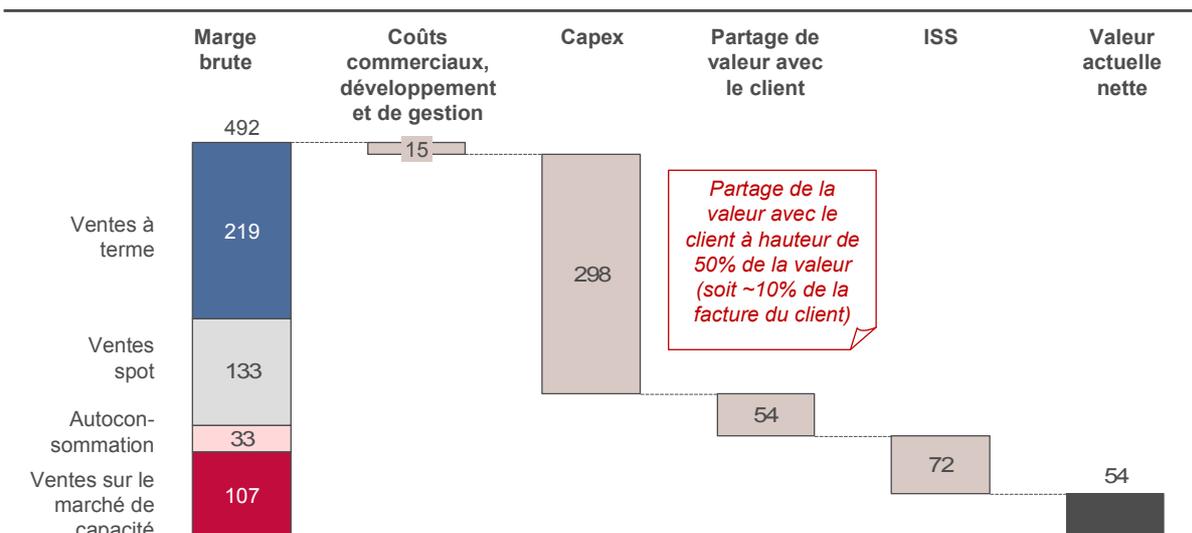
Ce TRI pourrait même être dépassé : en effet, les estimations ci-dessous n'intègrent pas certaines opportunités de revenus complémentaires telles que le retournement de

position sur le marché à terme ou des opportunités de valorisation sur le Mécanisme d'Ajustement ou dans le cadre de contrats d'effacement. Enfin, la valorisation de l'autoconsommation a été estimée de façon conservatrice, sans intégrer les opportunités de foisonnement dont disposerait un agrégateur.

La Figure 10 présentée ci-dessous montre la sensibilité du taux de rendement interne à deux paramètres clés :

- 1) Hypothèse de partage à parts égales ; la valeur restituée à l'hébergeur représente de l'ordre de 10% du montant de sa facture électricité
- 2) *Corpus* d'hypothèses :
 - montée en charge : l'agrégateur constitue progressivement un parc de cogénération (puissance unitaire de 2MW_e) de 100MW_e en cinq ans puis de 500 MW_e en dix ans
 - coûts commerciaux : 60 000 euros par projet
 - frais de structure : dix salariés, coûts environnés de 50,000 euros par personne et par an, pour la gestion du back office, de la facturation et du suivi de la mise en place des unités de cogénération
 - investissements initiaux : deux millions d'euros (amortis sur vingt ans) consacrés aux systèmes informatiques (automatisation des process)

Figure 9 : Estimation de la valeur actuelle nette d'un parc de cogénération de 500 MW_e pour un agrégateur (M€)



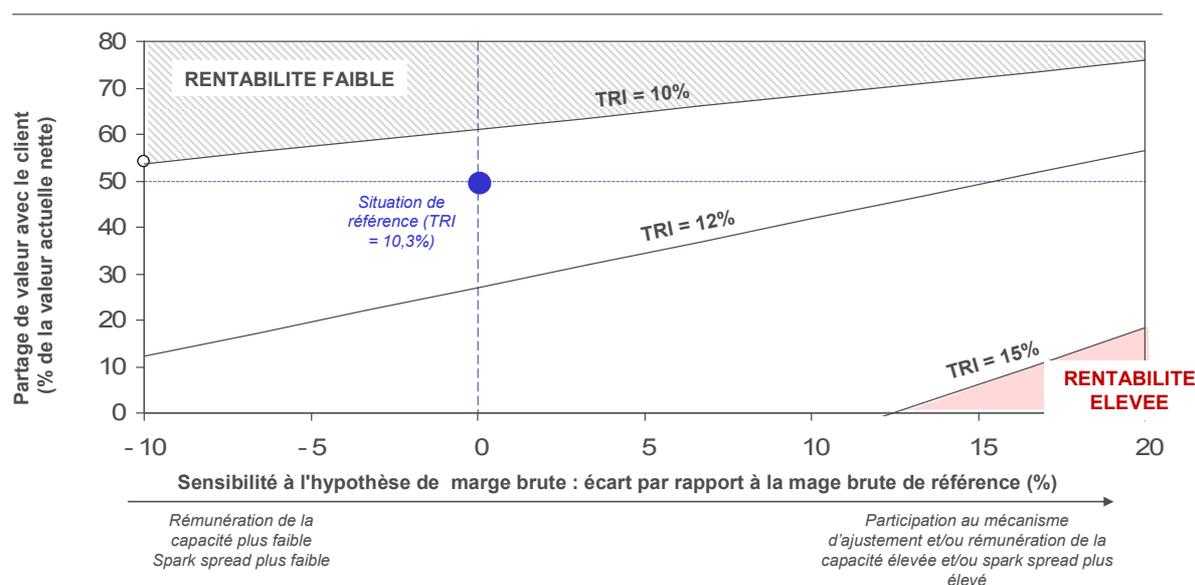
Hypothèses : cf. hypothèses détaillées page 6

La valeur actuelle nette est la somme des free cash flow actualisés réalisés sur 20 ans sur la base d'un taux d'actualisation de 7%

- l'écart par rapport à la marge brute de référence utilisée dans les analyses précédentes (cf. Figure 7) : cet écart pouvant être lié à une optimisation de la valorisation de marché mais également à une évolution favorable du *spark spread*
- le partage de la valeur avec le client hôte de la cogénération

Ainsi, une marge brute additionnelle de 10 % à 15 % par rapport à la situation de référence combinée à la suppression du partage de marge avec le client (la valeur pour le client est dans la gestion de ses émissions CO₂ par exemple) permettrait d'atteindre un taux de rendement interne supérieur à 15%.

Figure 10 : Sensibilité du taux de rendement interne (TRI) à la marge brute réalisée et au partage de valeur avec le client hôte



Hypothèses : cf. hypothèses détaillées page 6

5. Si de nombreuses questions restent encore à explorer, l'inscription de cette offre dans une tendance de fond, la convergence fourniture-service, renforce la probabilité de son développement à terme

La spécification des modèles d'affaires

De nombreuses questions structurantes se posent pour définir le modèle d'affaires gagnant. Nous en commentons deux ci-après : la propriété de l'actif et l'accès au client dans un contexte de concurrence avec des exploitants chaudiéristes.

Pour l'agrégateur, investir directement dans un actif hébergé chez un client fait porter un risque lié à la pérennité du client et à la fiabilité de l'équipement. En revanche la capacité et/ou la volonté d'investir d'un client sur une activité qui n'est pas cœur de métier est incertaine. La première option pourrait s'appliquer à des segments de clients publics ou parapublics (offices HLM), la seconde à des acteurs privés.

Par ailleurs, de nombreux prospects auront sous-traité la gestion de leur chaufferie à un exploitant spécialisé : un modèle collaboratif est-il envisageable avec l'agrégateur (si l'agrégateur n'est pas cet exploitant) ? Le marché sera-t-il limité aux configurations « neuf », « rénovation lourde » ou « remplacement d'une chaudière » ?

Enfin, des expérimentations ou des démonstrateurs seront probablement nécessaires pour calibrer les revenus qui pourront être tirés face au marché dans le cadre de l'agrégation de moyens de production ainsi que les revenus d'autoconsommation (compatibilité des différentes opportunités de marché, arbitrages sur des leviers incompatibles tels qu'autoconsommation et effacement, estimation de la valeur de foisonnement, calibration des comportements clients...).

Le choix des segments de marché

En tout état de cause, le modèle d'affaires devra être adapté segment de clients par segment de clients : ainsi, dans l'habitat

collectif, l'autoconsommation sera plus difficile à mettre en place ; la monotone de charge d'un serriste et son utilisation du CO₂ invite à développer une offre spécifique ; des résidus biomasse peuvent être valorisés, alternativement au gaz, dans certaines exploitations (boues noires pour des papetiers par exemple) ; la possibilité d'installer une cogénération en complément ou substitution d'une chaudière existante dépendra des contraintes de place et de tolérance aux nuisances (bruit) propres à chaque segment de marché etc.

Au-delà du segment de marché qui a servi d'illustration à ce point de vue (les cogénérations de 1 à 3 MW), les opportunités sur les segments de marché diffus méritent également d'être explorées, notamment dans la perspective de la mise au point de nouveaux équipements (pompes à chaleur hydride, pile à combustible) plus performants et moins coûteux.

Une brique dans un portefeuille d'offres intégrant fourniture et services

Enfin, l'activité décrite ici s'inscrit dans une tendance plus globale de convergence de la fourniture d'énergie et de services. Sous l'effet d'une commoditisation de l'offre de kWh gaz ou électricité, de réglementation plus contraignante sur la performance énergétique et d'une augmentation forte des prix, nombre de clients vont rechercher des solutions globales de contrôle de l'augmentation de leur facture. Une solution de cogénération est susceptible de constituer une des briques d'un portefeuille de services de gestion et de pilotage de l'énergie, pour des clients individuels comme pour des quartiers entiers (réseau de chaleur urbain) ou des ensembles tertiaires (centre d'affaires).

A propos des auteurs

Maria Isabel Le Meur (consultante senior) et **Antoine Mallat** (consultant) sous la supervision de **Pierre Germain** (co-fondateur et directeur associé).

Pour plus d'information sur les thèses présentées dans cette étude, vous pouvez les contacter par e-mail à e3@e-cube.com



PARIS – MUNICH – CHENNAI – HONK KONG – SAO PAULO



www.e-cube.com

350 rue Saint-Honoré,
75001 Paris
FRANCE
+33 (0)1 83 95 46 80

b | c a | m
Kunstmann Straße 5
80997 München
Germany

Plot 64, 2nd link street,
Nehru Nagar, O.M.Road,
Thiruvanmiyur
Chennai – 600 041 INDE
+91 (0) 98 4033 1364

Unit 1305, Tower II, Metroplaza,
23 Hing Fong Road, Kwai Fong,
N.T.Hong Kong, CHINE
+85 2 8127 7577 (HK)
+86 1521 8869 869 (CN)

Crescendo Consultoria
Rua Funchal 418
35e andar - Vila Olimpia
04551-060 São Paulo - SP
BRESIL