

Débat BIP-Enerpresse – 16 septembre 2008

A quoi sert la cogénération ?

La cogénération, technologie de production de chaleur et d'électricité, a longtemps été décriée en France. Avec des cahiers des charges contraignants, sur des marchés dits de « niche », quelques grands acteurs, notamment de grands groupes français, sont présents cependant sur le marché hexagonal... Et se sont distingués à l'international.

Présentant des performances en termes d'efficacité énergétique, ce mode de production d'énergie semble trouver sa place. Et si nombre d'installations demeurent alimentées en combustibles fossiles, la biomasse ouvre de nouvelles perspectives pour cette technologie... A quoi sert aujourd'hui la cogénération ?

Intervenants

Jean-Claude BONCORPS, directeur des Affaires publiques de Dalkia

Benjamin GALLEZOT, sous-directeur des marchés de l'énergie et des affaires sociales à la direction de l'Energie et du Climat du ministère du Développement durable

Jean-Philippe PERROT, Ingénieur Principal Energie à la direction centrale Recherche et Technologie de Solvay et président de la commission cogénération de l'Uniden

Le débat était animé par Joël SPAES, rédacteur en chef d'Enerpresse.

Joël SPAES

Nous allons nous demander aujourd'hui ce à quoi sert la cogénération. Cette question, posée déjà depuis vingt ans, se posera encore certainement demain. Et ce bien que les contraintes climatiques pèsent sur la production d'électricité et de chaleur, que les prix de l'énergie soient estimés durablement élevés et qu'il semble nécessaire de recourir à toutes les sources d'énergie.

Benjamin GALLEZOT

J'aimerais tout d'abord revenir sur les conditions initiales du développement de la cogénération en France, qui s'est amorcé au milieu des années 1990. A l'époque, le système de l'obligation d'achat était le seul moyen pour les producteurs de vendre leur électricité. C'est à partir de ces contrats, dont les premiers ont été conclus à la fin des



années 1990, que la cogénération s'est développée. Tout le monde s'accorde aujourd'hui à dire qu'ils ont représenté un facteur favorable au développement de ces projets.

La cogénération représente aujourd'hui en France un parc d'une puissance électrique de 5 GW installés. Elle produit entre 20 et 25 TWh par an, soit 4% de la production d'électricité. Ce pourcentage est faible par rapport à celui observé par exemple en Allemagne (9%). Ces 4% représentent cependant un tiers de la production thermique en France, contre seulement 15% en Allemagne. Le développement de la cogénération dans l'Hexagone a donc été relativement important.

Le surcoût lié aux contrats d'obligation d'achat a représenté 670 millions d'euros en 2006. Il peut varier significativement d'une année à l'autre, au gré des évolutions des prix de marché de l'électricité. Le coût de la cogénération représente 80% des surcoûts liés aux contrats d'obligation d'achat.

La volonté de développer les énergies renouvelables a conduit à revoir les dispositifs mis en place. A la demande du gouvernement, l'Inspection générale des finances et le Conseil général des mines ont étudié le dispositif de soutien à la cogénération, ce qui a abouti à la rédaction d'un rapport comportant un diagnostic et des propositions.

Ce diagnostic souligne que la cogénération doit s'apprécier dans le cadre du mix énergétique. La forte production nucléaire française fait de l'Hexagone un cas particulier.

Côté propositions, le rapport souligne la nécessité d'assouplir le fonctionnement des contrats d'obligation d'achat. Le gouvernement a demandé à l'administration de constituer un groupe de travail associant les professionnels du secteur, la CRE et les acheteurs (en particulier EDF). Ce groupe a travaillé au printemps dernier sur plusieurs pistes en voie de finalisation.

Les contrats d'obligation d'achat ont été conçus pour garantir à l'acheteur une puissance électrique constante. La première piste vise à mieux adapter la cogénération aux besoins en chaleur. Il s'agit d'assouplir les conditions de fonctionnement en puissance des installations. La seconde piste envisagée cherche à mieux insérer la cogénération dans le marché de l'électricité, en particulier durant la période où elle ne fonctionne pas de manière continue (c'est-à-dire essentiellement pendant l'été).

Ces deux mesures découlent directement du rapport. La première devrait pouvoir être mise en œuvre dès début novembre et la seconde, d'ici à l'été prochain.

Un troisième point est à l'étude. Il s'agirait de mener une réflexion sur les tarifs d'obligation d'achat de la cogénération. Rappelons que ces tarifs ne s'appliquent, en vertu de la loi, qu'aux installations d'une puissance inférieure à 12 MW.

Pour conclure, le contexte actuel est assez différent de celui du début des années 1990. L'idée est d'insérer la cogénération dans les mécanismes de marché de l'électricité.

Jean-Claude BONCORPS

Selon l'Agence Internationale de l'Energie, il est nécessaire de réduire la consommation d'énergie primaire de 10% d'ici à 2030 et les émissions de CO₂, de 16% à ce même horizon, au niveau mondial. Ce second objectif devrait être atteint pour deux tiers grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique, pour 12% grâce aux énergies renouvelables, pour 13% grâce au mix de production électrique et pour 10% grâce à l'énergie nucléaire.

La cogénération peut contribuer à atteindre une grande partie de ces objectifs. Pour la production d'électricité, elle permet un rendement de 75 à 85%, contre seulement 55% pour les cycles combinés gaz. Elle permet de réduire les émissions de CO₂ et d'apporter un mix plus diversifié.

Dans un autre rapport, sorti au printemps dernier, l'AIE a étudié les intérêts présentés par la cogénération. Elle a conclu que celle-ci méritait une plus grande attention de la part des Pouvoirs publics. Elle pourrait en effet réduire les investissements dans les réseaux de transports et de distribution de 795 milliards de dollars au cours des vingt prochaines années.

De surcroît, contrairement aux idées reçues, la cogénération apporte une économie au consommateur final, que ce soit en termes d'électricité ou de chaleur.

Elle permet en outre d'utiliser la biomasse. Les Pouvoirs publics ont organisé deux appels d'offres en ce sens. Sur les 300 MW attribués en juin 2008, 122 MW ont été attribués à Dalkia. L'administration prévoit d'ores et déjà de lancer un nouvel appel d'offres du même type.

Toutes sources d'énergie confondues, 4 500 MW de cogénération ont été construits en France en l'espace de cinq ans suite aux mesures incitatives prises en 1997. Quelque 700 000 logements (dont 500 000 sociaux) sont chauffés par des réseaux de chaleurs alimentés par de la cogénération. Un nombre croissant d'entreprises utilisent. La cogénération a apporté une économie souvent importante au client chaleur.

En 1997, l'obligation d'achat était une contrainte imposée à EDF, qui n'avait pas forcément besoin de l'électricité produite. Depuis, la situation a évolué : on ne peut plus dire aujourd'hui que le parc de production électrique soit surcapacitaire. L'analyse de l'utilisation des moyens de production pendant les cinq mois d'hiver 2006-2007 (particulièrement doux) a montré que 91% de l'électricité vendue à EDF par les cogénérateurs se substituait à de l'énergie fossile. Cela montre l'avantage de la cogénération en matière de baisse des émissions de CO₂. Elle en permet une économie de 10 millions de tonnes par an.

Pour EDF, la cogénération présente également l'avantage d'être fiable. Elle n'est pas sensible aux conditions climatiques comme peuvent l'être les productions électriques éolienne ou solaire, qui font elles aussi l'objet d'obligations d'achat. Un directeur d'EDF a ainsi estimé il y a quelque temps que la cogénération était la « crème » dans les obligations d'achat et les ENR, seulement le « petit lait » !

Le poids de la cogénération dans le coût de la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) baisse significativement. De 55% en 2004, il devrait passer à 35% en 2008 et à 10% d'ici quelques années.

Comme l'a souligné M. Gallezot, les acteurs concernés ont mené un travail au printemps dernier, parvenant à un consensus pour améliorer le cadre contractuel jusqu'à présent trop orienté vers une production continue et ne permettant pas de s'adapter correctement aux besoins thermiques. L'hiver prochain, une puissance garantie hebdomadaire (et non annuelle) devrait être adoptée. Ce n'est peut-être qu'une étape car les besoins thermiques varient également au cours d'une même semaine au gré des variations climatiques.

La hausse du prix du gaz depuis 2005 et son accélération depuis le début de cette année ont conduit, à travers le mécanisme du coefficient de plafonnement, à un déséquilibre économique pour la cogénération. Des dispositions transitoires ont été adoptées en 2005. Compte tenu du prix actuel du gaz, ce mécanisme de plafonnement est inadapté.

Autre disposition prévue : le fonctionnement « été », dont M. Gallezot a également parlé.

Pour conclure, outre ces améliorations, qui permettront d'être encore plus efficaces, il reste deux problèmes majeurs : la TICGN (Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel), qui n'est plus prise en compte dans les prix de vente depuis un peu plus d'un an, et le plafonnement, qui pénalise fortement les cogénérateurs et leurs clients.

La cogénération a de nombreuses vertus et devrait être amenée à se développer encore. En France, assistera-t-on à une disparition progressive des cogénérations existantes du fait des problèmes non résolus ou au contraire à un développement ? Les travaux effectués ces derniers mois ont permis des progrès. Je suis donc convaincu que nous parviendrons à résoudre les problèmes et à développer à nouveau la cogénération dans l'Hexagone.

Jean-Philippe PERROT

La cogénération représente une technologie très efficace d'un point de vue énergétique, avec des rendements de l'ordre de 80%. Pour un industriel, ce sont les besoins de chaleur qui dimensionnent l'installation. Côté production d'électricité, la cogénération est utile lorsque le réseau électrique n'est pas toujours fiable. Elle constitue en effet une production locale garantissant la sécurité d'approvisionnement.

En termes d'efficacité, les cogénérations par turbines à gaz seraient classées dans la catégorie « verte » si les moyens de production d'électricité faisaient l'objet d'un étiquetage comparable à celui des appareils ménagers.

Sur les 5 000 MW de cogénération sous obligation d'achat, 2 650 MW électriques sont installés dans le secteur industriel. La cogénération représente 7% de la production nationale d'électricité pendant l'hiver. Elle permet d'économiser 5 TWh d'énergie primaire, soit plus de 1 Mt de CO₂ chaque année.

Autre avantage d'une production locale : elle permet d'éviter les pertes par effet Joule dans les réseaux électriques et les transformateurs.

A l'origine, les installations industrielles ont été conçues pour fonctionner 8 000 heures par an. Cela a été le cas jusqu'en 2004. Puis la durée d'utilisation des cogénérations industrielles a été réduite bien que les besoins de chaleur existent toute l'année dans l'industrie. A certains moments, en outre, le parc français manque d'électricité.

La cogénération industrielle n'est pas traitée de la même façon que la production centralisée d'électricité, qui bénéficie d'une exonération totale de la TICGN. Elle paie l'intégralité de cette taxe. Les cogénérations climatiques bénéficient cependant d'une exonération de 50%.

Les industriels souhaiteraient que la TICGN soit prise en compte dans le tarif de rachat de l'électricité et que le taux de plafonnement soit modifié pour tenir compte de l'augmentation du prix du gaz naturel. Nous souhaitons pouvoir utiliser les installations de cogénération toute l'année pour assurer les besoins industriels de chaleur, ce qui permettrait de produire 11 TWh supplémentaires d'électricité et de réduire les émissions de CO₂ de 750 000 t correspondant à une économie d'énergie primaire de 3,6 TWh. Dans tous les autres pays européens, les cogénérations industrielles peuvent fonctionner 8 000 heures par an. Les industriels français sont pénalisés car contraints d'utiliser d'autres moyens de production moins efficaces, ce qui leur donne un handicap concurrentiel.

Les quotas de CO₂ ont été attribués uniquement pour l'hiver. Il faudrait changer ce mode d'attribution pour tenir compte d'une durée de fonctionnement plus importante.

Concernant la taxation, nous souhaitons être traités comme la production centralisée d'électricité et bénéficier de l'exonération de la TICGN. Les cogénérations industrielles sont généralement de grande puissance. Or l'obligation d'achat est limitée aux installations de moins de 12 MW. Les industriels ne peuvent donc plus bénéficier des mesures de soutien des Pouvoirs publics. Pourtant, il existe encore dans l'industrie un potentiel de 5 000 MW de cogénération non exploité.

Les cogénérations dotées de turbines à vapeur n'ont généralement pas de contrats d'obligation d'achat et valorisent l'électricité par une utilisation sur place ou une vente sur le marché. Elles sont soumises à toutes les taxes (taxe charbon, TICGN...). Il existe donc une distorsion de concurrence par rapport aux producteurs d'électricité.

Solvay a été retenu pour un projet de cogénération à partir de biomasse, dans le Jura. Autre piste intéressante : la possibilité de moduler la puissance des cogénérations en fonction des besoins thermiques, ce qui devrait être le cas dès novembre prochain ; un décret permet d'utiliser les cogénérations industrielles pendant les périodes orageuses.

Joël SPAES

Est-il intéressant pour un acteur ayant d'importants besoins de chaleur et décidant de vendre son électricité sur le marché de réaliser un projet de cogénération ?

Jean-Philippe PERROT

Les prix de l'électricité, à certaines périodes (la nuit ou le week-end) descendent très bas. Or une cogénération industrielle ne peut pas être arrêtée toutes les nuits ou tous les week-ends.

Jean-Claude BONCORPS

Pour les cogénérations climatiques, le coefficient de plafonnement pèse sur l'équation économique des projets. Aujourd'hui, il n'est pas possible, sauf exception, de mettre en place des cogénérations. A la fin des années 1990 et début du millénaire, 500 à 800 étaient construites chaque année, contre quelques dizaines de MW par an à l'heure actuelle.

Benjamin GALLEZOT

Les cogénérations doivent faire la preuve de leur efficacité économique dans le cadre du marché. Il est vrai qu'il s'agit de projets complexes mais tous les acteurs du secteur de l'énergie sont confrontés à des environnements complexes et à des incertitudes.

J'ai centré mon intervention sur la cogénération à partir de gaz. Pour la biomasse, la situation est différente puisqu'il s'agit là d'une énergie renouvelable. Une cogénération biomasse est avant tout un moyen de production à partir d'une énergie renouvelable.

Jean-Philippe PERROT

Il ne faudrait pas pénaliser la cogénération par une taxation différente de celle à laquelle font face les producteurs d'électricité.

Joël SPAES

Une cogénération est-elle mieux rentabilisée ailleurs qu'en France ?

Jean-Philippe PERROT

Solvay dispose de 900 MW de production installée en Europe, dont 150 en France. Une installation de cogénération nécessite un investissement initial important. Pouvoir l'exploiter 8 000 heures par an au lieu de 3 600 heures permet de réduire les coûts de production en répartissant les coûts fixes sur de plus gros volumes produits.

Jean-Claude BONCORPS

La situation de la cogénération est très variable en Europe. Dans d'autres pays, beaucoup de cogénérations utilisent des turbines vapeur qui sont amorties depuis longtemps. Pour ce qui concerne la France, pour des installations modestes, il faut trouver un dispositif contractuel et de soutien adapté.

QUESTIONS DE LA SALLE

De la salle

La production décentralisée n'est pas sans poser problème.

Benjamin GALLEZOT

Une partie des tarifs d'achat prévus pour la cogénération est liée à l'attente de la baisse des coûts sur les réseaux. Cela dit, le réseau français est déjà largement construit.

Jean-Claude BONCORPS

Même si le réseau électrique français est déjà développé, dès lors qu'une nouvelle installation de production centralisée est construite, il n'est pas simple de développer le réseau nécessaire. Je pense donc que la cogénération a toute sa place dans le dispositif. On dit généralement qu'il faut dix ans pour construire une centrale nucléaire. Mais c'est souvent encore plus long pour la construction des lignes haute tension pour acheminer l'électricité. Une production décentralisée présente un atout majeur.

Jean-Philippe PERROT

La région PACA est très contrainte sur le plan des réseaux. Chaque année, RTE lance des appels d'offres pour que certaines cogénérations puissent fonctionner pendant l'été afin d'éviter des renforcements de réseaux qui s'avèreraient inutiles, du fait de la

baisse de consommation d'électricité d'Eurodif consécutive à un changement de procédé prévu d'ici quelques années.

De la salle

La législation est actuellement très contraignante en termes de réinjection sur les réseaux. Or il existe parallèlement un parc de groupes électrogènes très important. Il est regrettable que ce parc ne soit pas utilisé pendant les périodes de pointe. L'ouverture du marché de l'électricité devrait quand même, à mon avis, permettre d'aller sur cette voie.

Jean-Claude BONCORPS

Les dispositifs d'effacement de pointe sont effectivement souhaitables.

De la salle

J'habite une résidence de 500 habitants alimentée depuis cinq ans par une installation de cogénération. Cependant, si des travaux d'isolation sont effectués, cette installation risque ensuite d'être surdimensionnée.

Jean-Claude BONCORPS

Dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, les copropriétaires vont être incités à isoler leurs logements et à réduire significativement leurs consommations d'énergie. Cela dit, ces mesures coûteuses ne vont pas être appliquées partout très rapidement. Si l'installation devient surdimensionnée, on peut envisager de faire évoluer sa puissance. Autre possibilité : transmettre le surplus de chaleur à une autre résidence proche *via* une extension du réseau.

De la salle

Les installations de cogénération peuvent-elles faire l'objet de certificats d'économies d'énergie (CEE) ?

Benjamin GALLEZOT

Les installations de cogénération ne peuvent donner lieu à CEE que dans certains cas limitatifs. Je ne pense pas que l'extension d'un réseau de chaleur alimenté par cogénération pour alimenter une autre résidence donnerait lieu à CEE. Le sujet, cependant, mérite réflexion. Je pense que l'extension ou la création de certains réseaux pourraient faire l'objet de CEE.

Joël SPAES

Les développements prévus dans d'autres pays européens portent sur des turbines vapeur souvent liées à de vieilles installations au charbon ou d'incinération. C'est notamment le cas en Allemagne et dans les pays nordiques.

Jean-Philippe PERROT

On trouve aussi, comme en France, beaucoup d'installations dotées de turbines à gaz. La particularité de la France est de produire près de 80% de son électricité à partir du nucléaire.

De la salle

Quelles sont les pertes en ligne sur les réseaux de chaleur ?

Jean-Claude BONCORPS

On estime la perte de rendement sur les réseaux à environ 4 à 5%.

Benjamin GALLEZOT

Le rendement de 85% affiché est un rendement global de production d'électricité et de chaleur. Il ne faut pas comparer directement ce taux au rendement d'un site de production d'électricité à partir, par exemple, d'un cycle combiné gaz. L'indicateur le plus souvent utilisé est l'économie d'énergie primaire obtenue.