

Atelier 5

Cogénération et trigénération

Largement ignorée jusqu'il y a une douzaine d'année en France, la cogénération (et a fortiori la *tri*) se présente actuellement comme une perspective énergétique très crédible. Un dispositif de soutien à certaines catégories d'installations existe. La Commission européenne vient de publier (22 juillet 2002) un projet de directive favorisant la pénétration de cette technologie afin de *"faire de la cogénération un des facteurs de l'avènement, dans la Communauté, de systèmes d'approvisionnement énergétique plus diversifiés et efficaces."* Derrière le terme de "cogénération" (ou "production combinée de chaleur et d'électricité"), se cachent différentes technologies, de tailles très différentes, pour des applications elles-mêmes diverses, ainsi que des stratégies énergétiques variées : comme production "de base" assurant une sécurité d'approvisionnement grâce au foisonnement de la production répartie (Danemark) ou pour une production complémentaire ainsi qu'envisagée dans la "Programmation pluriannuelle des investissements" en France. Une question qui pose encore le rôle des initiatives locales.

C'est pourquoi l'objectif de cet atelier est de discuter de :

- de ce que recouvre la cogénération / trigénération aujourd'hui... et demain ?
- des différentes formes, tailles, pour quels usages
- de l'intégration de la cogénération comme service énergétique
- des potentiels de cogénération pour une production de base ? de pointe ?

Atelier 5

Cogénération et trigénération

Gilles LAROCHE, Club Cogen

La cogénération ou les cogénérations : de quoi parle-t-on en France ?

Dans d'autres pays ? Quelle place pour le local ?

Importance de l'aspect réglementaire?

Le développement de la cogénération en France depuis le début des années 90 repose sur l'obligation d'achat par EDF ou DNN de l'électricité produite par cogénération.

En 1997, EDF a bâti un contrat 97-01 prenant en compte les coûts évités au niveau d'un cycle combiné de 650 MW, qui donnait au cogénérateur un éclairage économique sur 12 ans.

L'obligation d'achat couvrait le domaine de puissance de 215 kW à 100 MW. Ce dispositif a permis de combler une partie du retard de la France en matière de cogénération.

3600 MW de cogénération ont été installés entre les années 1997 et 2000 dans le cadre du contrat 97-01.

Point du développement de la cogénération aujourd'hui?

A partir de février 2000, la loi électricité a introduit un nouveau cadre juridique dont la concrétisation sous forme de contrat d'achat par EDF et les DNN doit sortir dans les prochaines semaines.

Nous disposons aujourd'hui d'une version quasi définitive du contrat d'achat. Les cogénérateurs peuvent déjà bâtir des projets, en s'appuyant sur cette version.

On peut donc espérer voir aboutir en 2003 les projets que les opérateurs ont dans les tiroirs.

Par contre le développement de la cogénération a été totalement stoppé en 2001-2002 faute de cadre contractuel et légal. Toute la profession de la cogénération a lourdement souffert de la lenteur du nouveau dispositif à se mettre en place.

En 2001 seulement 160 MW de cogénération ont été installés alors que la puissance moyenne installée s'élevait à 900 MW par an sur la période 1997 – 2000.

Présentation du nouveau dispositif contractuel en France

Le nouveau contrat s'applique aux installations de puissance inférieure à 12 MW électrique. Le contrat présente toujours une durée de 12 ans. Il est renouvelable une fois mais avec une rémunération moindre .

Le niveau de rémunération sur les 12 premières années est sensiblement similaire à celui du contrat 97-01 mais les exigences en terme de rendement sont plus sévères.

Le nouveau contrat requiert une économie d'énergie primaire de 5% par rapport à

- une production d'électricité par un cycle combiné ayant un rendement de 54%
- des pertes réseau compris entre 2,5% en HTB et 7% en basse tension
- une production de chaleur par chaudière (rendement compris entre 85 et 91 %).

Dans la pratique, les cogénérations doivent présenter un rendement minimal de 70% environ avec les moteurs et de 75% environ avec les turbines contre 65% dans l'ancien système basé sur le contrat 97-01.

Si le niveau de rémunération est similaire, les exigences plus sévères en terme de rendement supposent une optimisation énergétique très poussée.

Il convient de dimensionner très précisément les installations à partir de la courbe monotone des besoins de chaleur et de prendre en compte les possibilités réelles de valorisation de la chaleur. Je prendrai 2 exemples :

- les jours anormalement doux pendant la période de fonctionnement de la cogénération entre début novembre et fin mars où une partie de la chaleur produite est rejetée vers des aérothermes
- les arrêts du processus industriel tels que des casses papier sur des machines à papier.

La chaleur mesurée au niveau des performances de la cogénération n'est pas la chaleur produite par la cogénération mais celle utilisée par le process industriel ou par l'installation de chauffage.

Importance du rendement dans le nouveau dispositif contractuel

Les cogénérations doivent présenter à minima 5% d'économie d'énergie primaire. Les gains supplémentaires sont largement rémunérés.

Si l'installation réalise un gain supplémentaire de 12% d'énergie primaire, la rémunération de l'électricité se trouve abondée de 1 centime d'euro /kWh soit plus de 10 %.

Ces performances seront d'ailleurs contrôlées par des bureaux de contrôle missionnés par EDF. Les contrôles même ponctuels servent à établir une valeur moyenne sur l'année.

Spécificités du nouveau contrat

Le nouveau contrat cogénération présente une rémunération du même ordre que le contrat 97-01 lorsqu'il s'applique à du matériel neuf. En cas de matériel usagé, la rémunération est réduite d'un quart environ.

Les producteurs qui consomment de l'énergie électrique (industriel par exemple) peuvent opter soit pour fournir à l'acheteur (EDF ou DNN) la totalité de la production électrique, déduction faite de l'ensemble des consommations du site, soit pour déduire seulement la consommation des seuls auxiliaires de la cogénération.

Dans ce dernier cas le raccordement de la cogénération doit être réalisé au niveau de tension du réseau. Néanmoins, le poste électrique desservant les installations consommatrices du site peut être utilisé, ce qui limite l'investissement.

Importance des conditions de raccordement au réseau EDF

Il convient d'optimiser les cogénérations en matière d'investissement. Le raccordement au réseau peut représenter une part conséquente, jusqu'à 30% environ, des coûts.

C'est pourquoi le Club Cogénération a travaillé avec les pouvoirs publics : CRE et ministère de l'industrie pour la rédaction de nouveaux textes réglementaires en matière de raccordement.

L'idée générale est de passer d'une notion d'obligation, de moyen parfois très contraignante à une notion d'obligation de résultats.

En effet, l'ancien dispositif n'était pas satisfaisant : les anciens textes écrits jusqu'en 1999 imposaient des spécifications techniques parfois irréalistes, qui devaient pour chaque installation conduire à une dérogation d'EDF.

Je citerai par exemple les impositions de stabilité des installations aux microcoupures de 300 ms. Aucune cogénération à partir de turbine aérodérivée ne satisfait de telles contraintes.

Dispositif relatif à la petite cogénération ?

Pendant l'été 2002, EDF a remis au ministère de l'industrie (au niveau de sa direction de tutelle : la DIDEME) tout un ensemble de projets de contrats concernant à la fois la cogénération et les différentes énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, petite hydraulique, biogaz, biomasse...).

Parmi ces textes figure un contrat particulier pour les petites installations de moins de 36 kVA (disons pour simplifier 36 kW).

Ce contrat prévoit un rachat par EDF ou DNN de l'électricité produite par cogénération ou par énergie renouvelable sur les bases du contrat EDF alimentant le site. Le contrat d'achat par EDF ou DNN correspond généralement au tarif bleu.

L'intérêt, pour les petites cogénérations, est de disposer d'un tarif de rachat assez intéressant (tarif bleu hors prime fixe et sans heures de nuit) applicable toute l'année.

Dans les cas particuliers où le site est alimenté par EDF ou DNN au tarif jaune, il faudra se reporter aux conditions du tarif jaune ce qui fera appel à un comptage horosaisonnier à moins que le site ne change de fournisseur dans le cadre de son éligibilité électrique. Dans ce dernier cas l'achat d'électricité par EDF est rémunéré sur les bases des tarifs de vente par EDF à un consommateur domestique, pour une puissance équivalente à celle de son installation de production, c'est à dire sur les bases du tarif bleu. Ce double traitement, selon que le site est ou non client d'EDF pour ses propres consommations apparaît critiquable.

Pour en savoir plus

Gilles LAROCHE, Club Cogen
Tel : 01 46 56 91 43
e-mail : glaroc@atee.fr

Atelier 5

Cogénération et trigénération

Michel IRIGOIN, Ville de Montpellier

Réseau Montpellierain de chaleur et de froid (rmcf) :

la centrale de trigénération de l'hôtel de ville

L'énergie : une forte volonté politique à Montpellier

La politique énergétique de la ville de MONTPELLIER a été initiée dès 1979, par son maire, Georges FRÊCHE : mise en place d'une équipe municipale pour l'entretien des chaufferies début de la télégestion des chaufferies en 1982, puis nomination d'un élu délégué à la maîtrise de l'énergie en 1983, création d'un service ENERGIE en 1985, et enfin gestion en 1986 des réseaux de chaleur et de froid par la SERM (société d'équipement de la région montpelliéraine).

Depuis plus de 20 ans, ces actions permettent d'associer développement économique et maîtrise de l'environnement.

Développement économique notamment par la maîtrise des dépenses de fonctionnement de la ville de Montpellier, et en particulier celles liées à l'énergie, afin de pouvoir investir dans de gros projets structurants.

Maîtrise de l'environnement aussi par la qualité des nouvelles constructions, souvent associées à des grands noms de l'architecture, mais avec le souci du confort d'hiver et d'été des utilisateurs, et de la maîtrise des consommations d'énergie, et donc de la pollution, par la mise en œuvre de transports collectifs performants (tramway, bus au gaz naturel), et enfin par l'utilisation de techniques innovatrices pour la production d'énergie sur les réseaux de chaleur et de froid.

Le réseau Montpelliérain de chauffage et de climatisation

Cette politique de maîtrise de l'énergie et de l'environnement s'est traduite, entre autres, par la création d'un réseau urbain de distribution de chaleur et de froid dont la réalisation et l'exploitation est confié à la SERM.

Aujourd'hui, ce réseau implanté au cœur des nouveaux quartiers de Montpellier, alimente une clientèle diversifiée : 250 000 m² de bureaux, 7 000 logements, des hôtels, des centres commerciaux, des administrations, des établissements d'enseignement ainsi que les principaux équipements publics tels que l'Hôtel de Ville, l'Hôtel de la Communauté d'Agglomération, la piscine olympique d'Antigone, le Corum-Opéra/Palais des Congrès, la Bibliothèque municipale centrale et la Patinoire Végapolis.

Après une période de forte croissance qui a nécessité la création de nouvelles unités de production de chaleur et de froid, la SERM a entamé un programme de rénovation de la centrale de l'Hôtel de Ville raccordée au réseau urbain en 1986 mais déjà âgée de trente ans.

La recherche d'une solution durable conforme à la politique énergétique de la ville de Montpellier a conduit à retenir le procédé de trigénération qui répond au besoin de qualité de service et de maîtrise des coûts tout en garantissant sécurité et protection de l'environnement.

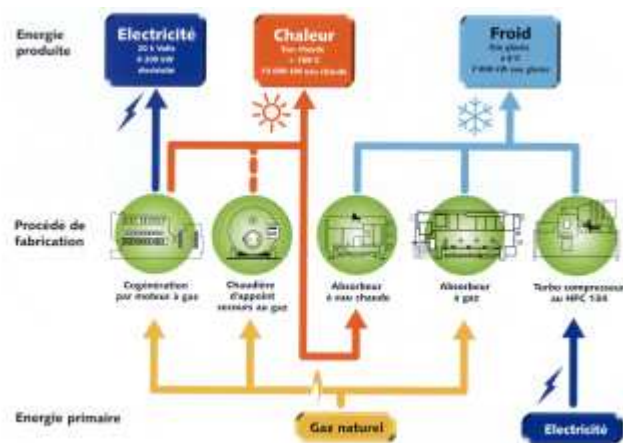
La trigénération au service des réseaux froid et chaud

La Centrale de l'Hôtel de Ville, mise en service en 1970, constitue pour le réseau urbain de Montpellier un outil de production essentiel car elle assure un tiers des besoins de chauffage et deux tiers des besoins de climatisation des nouveaux quartiers du centre ville.

Conçue en utilisant les meilleures technologies de l'époque, ses équipements sont restés performants et ont permis d'assurer une grande qualité de service durant 30 ans. Cependant, la centrale ne répondait plus aux exigences réglementaires toujours plus fortes en matière de sécurité et d'environnement.

Ainsi, au fil des années, un nombre croissant de contraintes sont apparues telles que :

- l'abandon des fluides frigorigènes chlorés, responsable de la disparition de la couche d'ozone entraînant la perte des moyens de production de froid.
- l'élimination des huiles au pyralène, qui peuvent dégager de la dioxine sous l'effet de la chaleur, obligeant au remplacement des transformateurs d'électricité.
- la limitation des émissions sonores de la centrale à des seuils de plus en plus bas nécessitant le traitement acoustique du bâtiment.
- l'urbanisation environnante et les nouvelles règles de calcul d'évacuation des fumées requérant la création d'une nouvelle cheminée.
- le renforcement des mesures préventives contre l'incendie et l'explosion contraignant au cloisonnement des locaux à risques et à une meilleure tenue au feu des ouvrants.



Descriptif du schéma

Le gaz naturel alimente les deux moteurs de cogénération. Ces moteurs sont couplés à des alternateurs pour produire de l'électricité utilisée pour l'autoconsommation et surtout pour la revente à EDF dans le cadre d'un contrat cogénération type 97-01. La chaleur émise par les moteurs lors de la combustion est partiellement valorisée pour alimenter le réseau urbain de chauffage et l'absorbeur eau chaude. Celui-ci produit à son tour de l'eau glacée pour le réseau urbain de climatisation.

Dès lors, on parle de trigénération car à partir du gaz naturel, on produit trois énergies : l'électricité, la chaleur et le froid.

Une chaudière au gaz permet d'assurer le secours des moteurs pour la production d'eau chaude et d'eau glacée au moyen de l'absorbeur eau chaude. Un second absorbeur à gaz ainsi qu'un turbocompresseur assurent un complément de puissance pour la production d'eau glacée.

Les fluides frigorigènes employés sont la vapeur d'eau pour les absorbeurs au bromure de lithium, et le fluide R134A exempt de particule de chlore pour le turbocompresseur.

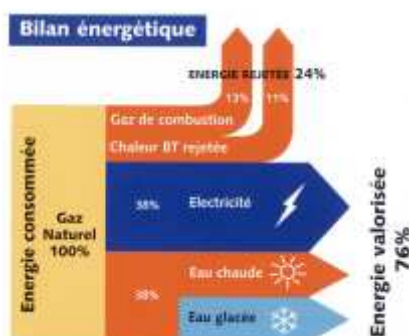
Le choix de la trigénération au gaz naturel

Durant la phase d'étude de faisabilité, toutes les solutions techniques et énergétiques ont fait l'objet d'une analyse selon les critères technique, environnemental, administratif et financier.

Finalement, le procédé de trigénération qui combine les technologies de la cogénération et de l'absorption est apparu comme la meilleure des solutions étudiées pour les raisons suivantes :

- production d'électricité, de chaleur et de froid à partir du gaz naturel
- utilisation de l'eau comme fluide frigorigène
- rendement énergétique élevé
- diminution importante des rejets dans l'atmosphère
- opportunité du tarif cogénération 97.01 pour la revente d'électricité.

Cette référence technique nationale – c'est la seule trigénération raccordée à un réseau urbain français – a été réalisée en partenariat avec Gaz de France et a été subventionnée par l'ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) en tant qu'opération exemplaire. AMORCE a été associée à cette initiative.



A la loupe :

- Capacité : 6,2 MW d'électricité, 13,3 MW de chaleur, 11,1 MW de froid
- Coût : 6,45 millions d'€
- Durée travaux : 9 mois
- Mise en service : décembre 2000
- Maîtrise d'ouvrage : Serm
- Assistance à maîtrise d'ouvrage : Sinerg
- Architecte : Antoine Garcia-Diaz
- Maîtrise d'œuvre technique : OTH SO

Bilan environnemental

Le procédé de trigénération au gaz naturel et à l'eau (fluide frigorigène) en diminuant sensiblement les émissions de gaz polluants contribue à améliorer la qualité de l'air de l'agglomération montpelliéraine et à lutter contre l'effet de serre et la destruction de la couche d'ozone.

Il permet en outre d'accroître l'autonomie en énergie de la région Languedoc-Roussillon très largement importatrice en électricité.

La réduction de l'impact environnemental annuel global due au passage à la trigénération a été évaluée comme suit :

Diminution de 7 000 tonnes de CO₂ (Dioxyde de carbone et équivalent à l'origine de l'effet de serre responsable du réchauffement de la planète)

Diminution de ¼ de tonne de fuite de CFC (Fluide frigorigène chloré responsable de la disparition de la couche d'ozone)

Diminution de 41 tonnes de SO₂ (Oxydes de soufre), 10 tonnes de NO₂ (Oxydes d'azote), 3 tonnes de poussières et 1/3 tonne d'acide chlorhydrique, car la production de chaleur de la trigénération se substitue à celle de la centrale à charbon du réseau urbain.

Retour d'expérience

L'ADEME a donné une subvention de 70 000 € correspondant à environ 20 % du surcoût estimé de la production du froid par absorption par rapport à une solution électrique.

Le surcoût, lié notamment au prix élevé des machines à absorption sera compensé à terme par les économies réalisées pour l'exploitation et l'entretien. Le temps de retour est estimé entre 6 et 8 années, une durée sensiblement inférieure à celle du contrat de cogénération (douze ans).

Après dix-huit mois de fonctionnement, le bilan est jugé globalement satisfaisant. Le rendement global de la trigénération au cours de la saison de chauffe 2001-2002 a avoisiné 74 %, un résultat conforme aux objectifs initiaux, équitablement réparti entre la production d'électricité (17 480 MWh) et la valorisation thermique (17 520 MWh). Les machines à absorption se sont révélées plus souples d'utilisation que ne l'avaient annoncé les constructeurs. L'acquisition d'un second absorbeur à eau chaude, installé à l'automne 2002, clôtura cette opération. Il devait permettre d'accroître le rendement de la trigénération.

Pour en savoir plus

Michel IRIGOIN, Ville de Montpellier

Tel : 04 67 34 70 02

e-mail : michel.irigoin@ville-montpellier.fr