



## Edito

M. Nadjib OTMANE  
Président du Comité de Direction  
de la CREG

Compte tenu de la nature des paramètres qui l'impactent, l'évolution d'un système électrique du point de vue de son architecture et sa constitution est une problématique de long terme.

Parmi les facteurs conditionnant son dimensionnement et son organisation, la demande nationale en électricité et sa forme ainsi que la palette de solutions techniques pour la satisfaire sont au cœur de réflexions itératives qui doivent d'être alimentées régulièrement par de l'information mise à jour.

Le parc national de production d'électricité en est ainsi l'un des constituants principaux de part son rôle, la valeur du patrimoine qu'il représente et les investissements que son développement implique. La récente adoption du programme national des énergies renouvelables transformera profondément sa structure vers davantage de diversification.

C'est dans cette optique que la CREG établit périodiquement un programme indicatif décennal des besoins en moyens de production d'électricité qui prend en considération les indications sur la nature des filières de production d'électricité à privilégier en favorisant les technologies les plus efficaces et les moins émettrices de gaz à effet de serre.

Les centrales à cycle combiné constituent un moyen de production d'électricité relativement peu carboné comparativement à d'autres types de centrales avec une efficacité énergétique élevée tout en offrant, aujourd'hui, l'avantage d'une grande flexibilité permettant la modulation des moyens de production en fonctionnement.

Ces qualités en font un candidat privilégié dans le choix des filières constituant la base du développement du parc de production. C'est pourquoi, il nous a paru important de consacrer ce douzième numéro d'"équilibrés" à la production de l'électricité en choisissant d'évoquer la filière du cycle combiné.

Bonne lecture.

## ZOOM SUR...

### L'introduction du cycle combiné dans le parc de production d'électricité



Lire en page 4

### PRESENTATION DU PROGRAMME DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES NOUVELLES ET RENOUVELABLES ET DE L'EFFICACITE ENERGETIQUE

Lire en page 7

Sommaire

**P 1 - Edito**

**P 2 - La Commission**

**P 4 - Zoom sur... :** L'introduction du cycle combiné dans le parc de production d'électricité

**P 16 - Experiences :** Single shaft and multi-shaft combined-cycle power plants

**P 20 - Qu'est-ce que ?**

**P 20 - Actu-Agenda**



**A la veille de la publication du rapport annuel de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG), un aperçu des principales actions entreprises en 2010 et des priorités pour 2011 est exposé.**

En 2010, la CREG a poursuivi son engagement dans la mise en place des textes d'application de la loi 02-01. L'année écoulée a vu la publication de deux (02) **décrets exécutifs** : le **10-95 du 17/03/2010** fixant les règles économiques pour les droits de raccordement aux réseaux et autres actions nécessaires pour satisfaire les demandes d'alimentation des clients en électricité et le **10-138 du 13/05/2010**, fixant les règles techniques de conception, d'exploitation et d'entretien des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz.

La CREG s'est attelée à renforcer l'exercice de ses missions relatives au suivi et au contrôle des activités des opérateurs pour une mise en œuvre effective des dispositions prévues par la réglementation en vigueur, notamment l'approbation des procédures, le suivi du fonctionnement et la performance des opérateurs.

En application des dispositions de l'article 13 du décret exécutif 08-114 fixant les modalités d'attribution et de retrait des **concessions de distribution de l'électricité et du gaz**, les plans d'engagement d'amélioration des performances des concessionnaires ont été finalisés et approuvés par le ministre de l'énergie et des mines après avoir obtenu l'avis favorable de la CREG.

Dans ce cadre, un processus de suivi des plans d'amélioration de la performance des sociétés de distribution de l'électricité et du gaz a été engagé par la CREG. Un rapport consolidé sur l'année 2010 sur la base des bilans trimestriels transmis par les sociétés de distribution sera établi en 2011 et soumis au Ministère de l'Énergie et des Mines. Il fera l'objet d'une présentation lors d'une conférence annuelle qui sera organisée en 2011 pour évaluer l'exercice du service public de la distribution de l'électricité et du gaz. Elle regroupera toutes les parties impliquées : autorité concédante, CREG, concessionnaires et consommateurs.

Un des objectifs de la nouvelle réglementation régissant la concession de distribution de l'électricité et du gaz est de remettre le **consommateur** au cœur de la problématique

et des préoccupations d'amélioration du service public et de la qualité du service rendu par les distributeurs. Le décret exécutif 10-95 relatif aux conditions économiques de raccordement prévoit, dans ce sens, des dispositions en matière de protection des consommateurs, notamment l'obligation pour le concessionnaire de mettre en place un cadre transparent qui permette à ses clients d'accéder à toutes les informations relatives à la connaissance et à la prise en charge de ses droits en matière de raccordement et de traitement de ses demandes et de ses réclamations.

Sur l'aspect *Hygiène, Sécurité et Environnement (HSE)*, les efforts ont été axés sur le suivi de la mise en œuvre effective, par les opérateurs, des plans d'actions approuvés par la CREG et la mise en place des outils de contrôle et de suivi de l'activité. Un inventaire des émissions des gaz à effet de serre pour la période 2000-2008 a été élaboré.

Un premier rapport sur l'environnement a été établi. Il récapitule les actions menées par la CREG conjointement avec les opérateurs dans ce domaine. Il s'articule autour de quatre volets : l'état des lieux en matière d'Hygiène, Sécurité et Environnement dans le secteur de l'électricité et du gaz, les plans d'actions HSE des opérateurs, la base de données environnementales et enfin une analyse de la situation environnementale et de son évolution.

La CREG a poursuivi les actions de communication et de sensibilisation en direction des tiers, sur les dangers liés à la mauvaise utilisation de l'électricité et du gaz.

En 2010, la CREG a publié :

**Le programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz pour la période 2010-2019** qui permet d'évaluer la consommation décennale du marché national en gaz. Il en ressort que la consommation nationale se situerait, à l'horizon 2019, à 45 Gm<sup>3</sup> (scénario moyen).

**Le programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité pour la période 2010-2019** qui fait apparaître un besoin en moyens de production sur la prochaine décennie compris entre 7800 MW (scénario moyen) et 11200 MW (scénario fort).



Dans le cadre de ses **relations avec les organismes homologues** au niveau national et international, la CREG a participé aux travaux et contribué à l'élaboration de différents documents au sein de ces réseaux de régulateurs, notamment le MEDREG dont elle assure la présidence. Elle a également abrité la réunion annuelle du Forum arabe des régulateurs de l'électricité (AERF).

Le site internet de la CREG s'est enrichi d'une version anglaise qui a été mise en ligne en fin d'année.

**Pour 2011**, les priorités de la CREG seront axées vers **l'application de la réglementation** de la loi 02-01 avec l'implication des opérateurs.

L'amélioration de la **qualité de service** rendu à la clientèle est une préoccupation permanente de la CREG. L'accent sera mis sur le renforcement du dispositif de suivi des engagements quinquennaux d'amélioration de la performance des distributeurs à la lumière des résultats des bilans 2010.

La **protection des consommateurs** figure également au niveau des priorités de la commission ; l'objectif premier est la mise en place d'un cadre transparent de gestion des réclamations et l'implication des consommateurs avec leurs représentants.







## L'introduction du cycle combiné dans le parc de production d'électricité

La production, qu'elle soit assurée par un ou plusieurs producteurs ou par des centrales utilisant de l'énergie renouvelable ou conventionnelle, reste l'un des plus importants segments dans l'architecture globale du secteur électrique.

En Algérie, l'énergie électrique est produite, principalement, à partir de gaz naturel. La part de la puissance installée de l'ensemble des centrales utilisant cette énergie primaire dépasse les 96%, le reste des énergies employées se répartit entre le gasoil dans les centrales Diesel et l'eau dans les centrales hydroélectriques.

Le gaz est utilisé dans des centrales thermiques à vapeur, à gaz, ainsi que dans les centrales à gaz et à vapeur appelées centrales à cycle combiné.

Dans les centrales thermiques à vapeur, l'énergie calorifique du gaz est utilisée pour produire de la vapeur, qui actionne une turbine à vapeur reliée à une génératrice. Outre les combustibles, une telle installation doit disposer d'une source d'alimentation en eau, d'une part, pour compenser les pertes d'eau inévitables dans le circuit et d'autre part, pour refroidir et condenser la vapeur d'échappement de la turbine afin qu'elle puisse servir de nouveau dans le cycle de génération de vapeur. Le rendement de ce type de centrale varie entre 38 et 42%.

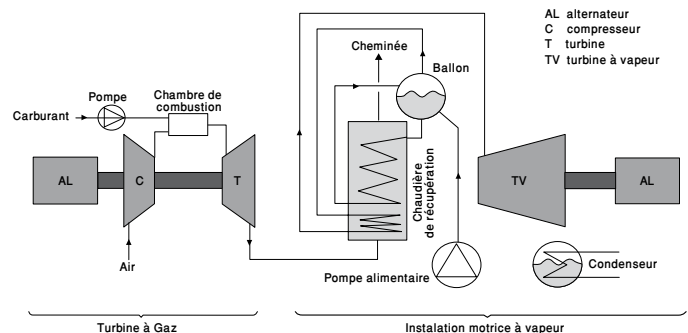
Dans les centrales thermiques à gaz, le fluide utilisé pour actionner la turbine est la fumée produite par la combustion du gaz avec l'air comprimé provenant du compresseur. Le rendement de la turbine à gaz la plus performante fabriquée à ce jour est de 40%.

À l'échappement de la turbine à gaz, la température des fumées dépasse les 500°C, une grande partie de la chaleur est ainsi perdue dans l'atmosphère. C'est cette chaleur résiduelle qui est récupérée dans une centrale en cycle combiné pour produire de la vapeur alimentant un cycle à vapeur. L'échange de chaleur est effectué dans une chaudière de récupération qui assure la connexion entre les deux installations motrices. Dans une centrale en cycle combiné, les rendements des turbines gaz et vapeur ne sont pas aussi élevés que dans les cycles simples, mais leur combinaison donne tout de même un rendement global de l'ordre de 55%.

Les préoccupations soulevées par les producteurs d'électricité liées aux performances ainsi qu'à la souplesse d'exploitation ont été de nature à favoriser le développement de technologies des cycles combinés.

Depuis les premières centrales en cycle combiné mises en service au début des années 70, cette technologie a connu ses plus importantes évolutions avec l'amélioration des performances des turbines à gaz tant sur la taille que sur le rendement de ces dernières.

Pour les cycles combinés dont les rendements varient de 55 à 60%, à chaque amélioration du rendement de 1 point, correspond, environ 3 Nm<sup>3</sup> de gaz naturel épargné dans la production de chaque MWh électrique.



Un choix judicieux des options faisant varier le rendement de manière significative s'impose. En effet, parmi les équipements composant le cycle combiné, ceux qui influencent fortement les performances de la centrale sont les turbines, les chaudières de récupération et les systèmes de condensation. Lors de la conception d'un cycle combiné, une attention particulière est donnée à la conception des chaudières de récupération et des systèmes de condensation de la vapeur.

Ainsi pour améliorer l'efficacité d'une chaudière, les pertes de chaleur sont à minimiser. Pour atteindre cet objectif, il est possible de réaliser un cycle combiné mettant en œuvre plusieurs niveaux de pression et de prévoir une ressurchauffe dans la chaudière. On optimise de la sorte la récupération de chaleur contenue dans les fumées. Néanmoins ces améliorations induisent un accroissement de la complexité de l'installation et engendrent ainsi des surcoûts non négligeables.

Dans certains cas, lorsqu'une augmentation de la puissance est souhaitée, le cycle combiné peut être équipé d'une postcombustion qui a pour but d'augmenter la quantité et la qualité de la vapeur produite dans la chaudière. Une postcombustion poussée peut se faire à condition de modifier la conception de la chaudière, qui perd alors son caractère de simple échangeur de chaleur et se rapproche d'une chaudière classique à foyer.



Il convient de signaler que dans ces cycles, la puissance de la turbine à vapeur peut être largement supérieure à celle de la turbine à gaz et que le rendement du cycle tend vers celui d'une centrale à vapeur classique.

D'autre part, le choix du système de condensation de vapeur qui est souvent conditionné par les contraintes du site d'implantation de la centrale, a un impact important sur le rendement du cycle. En effet, la disponibilité de l'eau en grande quantité favoriserait le choix des condenseurs à eau en circuit ouvert. Ces systèmes sont caractérisés par leurs bons rendements.

Bien que les performances du cycle se dégradent par l'utilisation de condenseurs à air ou de tours humides, ces solutions sont les plus adéquates dans les cas des sites arides ou disposant de peu d'eau.

En dehors du rendement d'un cycle combiné et des contraintes de site, le choix de la configuration la plus appropriée pour l'usage prévu de la centrale revêt une grande importance.

Contrairement à la plupart des autres formes d'énergie, l'électricité ne peut être emmagasinée en grande quantité de manière économique. L'énergie est à stocker dans le combustible dans le cas d'une transformation thermique ou dans de l'eau dans des barrages hydroélectriques pour adapter la production à la demande. Comme celle-ci fluctue de façon importante selon l'heure, la saison et l'activité économique en général, le nombre et la charge des groupes en marche varient.

Afin de mieux satisfaire cette demande changeante, il est nécessaire de disposer de différents types de centrales : certaines pour répondre à la charge de pointe, d'autres pour répondre à la charge de base et au creux.

La charge de pointe correspond à la demande de puissance maximale, tandis que la charge de base correspond à la demande de puissance moyenne.

En plus de ces deux types de demande, la courbe de charge présente des creux de consommation correspondant aux périodes d'appel minimal. Ces périodes qui ne durent que quelques heures dans la journée sont plus accentuées pendant les saisons de faible consommation.

Pour répondre à la charge de pointe, les centrales à utiliser doivent, à la fois, avoir un démarrage rapide et pouvoir être facilement arrêtées, tandis que pour répondre à la charge de base, les centrales qui conviennent le mieux sont les plus fiables et sont celles qui développent de grandes puissances, à des coûts d'exploitation et de maintenance plus bas.

Pour s'adapter aux périodes de creux, les centrales en base en service doivent avoir une souplesse suffisante pour répondre aux variations de charge. En plus des rendements très attrayants que les cycles combinés peuvent atteindre, ces derniers ont la capacité de répondre aux exigences du système électrique.

En effet, les cycles combinés peuvent se présenter selon deux configurations : *single shaft* ou *multi-shaft*.

- Un cycle combiné *single shaft* est constitué d'une seule turbine à gaz, d'une seule chaudière de récupération qui alimente une turbine à vapeur et d'un unique alternateur dimensionné pour les deux turbines.

La configuration *single shaft* se caractérise par le fait que les équipements : turbine à gaz, turbine à vapeur et alternateur sont agencés selon une disposition longitudinale, pour ne constituer qu'une seule ligne d'arbre.

- Un cycle combiné *multi-shaft* est constitué d'une ou plusieurs turbines à gaz, d'une chaudière de récupération pour chaque turbine à gaz ou d'une chaudière commune à toutes les turbines à gaz, d'une turbine à vapeur et d'un alternateur pour chaque turbine.

La configuration *multi-shaft* se caractérise par le fait que les équipements turbo-alternateurs à gaz et à vapeur peuvent être agencés selon la forme du site.

Dans les centrales en cycle combiné qui étaient les moyens privilégiés pour répondre à la charge de base, la configuration en *single shaft* était la plus adéquate

puisque son exploitation était plus simple et plus économique. Avec l'abondance de capacités de production atteintes et pouvant être plus importantes avec l'ouverture du marché de l'électricité, cette configuration peut s'avérer inadaptée.

La souplesse d'exploitation d'un cycle combiné de type *single shaft* étant limitée, les constructeurs de machines ont œuvré pour l'amélioration de cette souplesse, notamment, en adjoignant des équipements pouvant rendre indépendant le fonctionnement des turbo-alternateurs.

Ainsi, les cycles *single shaft* ont été équipés de systèmes d'embrayage qui permettent l'exploitation de turbo-alternateurs à gaz en cycle simple. La vapeur est alors dirigée directement vers le condenseur par le système de contournement.

D'autres solutions offrant une meilleure souplesse consistent en l'introduction de cheminées de *by-pass* des fumées permettant le fonctionnement des turbo-alternateurs à gaz seuls, sans production de vapeur.

# ZOOM SUR...



Dans les cycles combinés de type *multi-shaft*, la modulation de la puissance peut s'opérer par l'arrêt de la turbine à vapeur dans un premier temps et être suivie d'une baisse de la charge de la turbine à gaz jusqu'au minimum technique possible. Ce mode de fonctionnement est approprié pour la gestion du creux.

Cette modulation est d'autant plus grande pour un *multi-shaft* comprenant plusieurs turbines à gaz que l'arrêt d'une turbine à gaz au lieu d'une turbine à vapeur offre l'avantage de ne pas dégrader le rendement thermique. De plus, l'échelonnement dans la construction permet la mise en service des groupes turbines à gaz avant l'achèvement des cycles à vapeur.

En Algérie, le parc de production dispose actuellement

de deux centrales de type cycle combiné en exploitation. L'introduction de ces centrales dans un parc constitué quasi-exclusivement de turbines à vapeur et de turbines à gaz a, indéniablement, contribué à réduire les quantités de gaz dédiées à la production de l'électricité. La consommation spécifique globale de gaz est ainsi passée de 2,98 th/kWh en 2005 à 2,70 th/kWh en 2009 après l'entrée en service de ces deux centrales. Cette amélioration s'est traduite par une économie d'un volume d'environ 1,4 milliards de m<sup>3</sup> de gaz en 2009.

La première centrale localisée à Skikda, appartenant à *Shariket Kahraba Skikda (SKS)*, développe une puissance de 825 MW. Elle est de type *multi-shaft*. Les turbines à gaz sont entrées en service à la fin de l'année 2005. La mise en service des tranches de production est intervenue au courant de l'été 2006. Le couplage des turbines à gaz, plusieurs mois avant les turbines à vapeur, a permis de disposer d'une capacité de production supplémentaire de l'ordre de 500 MW. Cet apport en puissance, survenu durant une période qui a enregistré d'importants déficits (hiver 2005-2006), a largement contribué à soulager les contraintes du système électrique.

La seconde installation située à l'ouest de Cherchell, appartenant à *Shariket Kahraba Hadjret-Ennouss (SKH)*, est de type *single shaft*. Elle a commencé à produire de l'électricité durant l'hiver 2008-2009. Elle est constituée de trois tranches développant une puissance totale de 1200 MW.

Au regard de la première expérience algérienne en cycle combiné, la gestion du réseau électrique aurait été soulagée si les unités de production de la centrale de SKH étaient de type *multi-shaft*. L'entrée en service des turbines à gaz aurait grandement participé à la gestion de l'équilibre production-consommation, notamment durant l'été 2008 qui a connu un manque important et quasi-continu en capacité de production ainsi que des perturbations dans l'alimentation d'une ampleur exceptionnelle. L'apport de puissance de l'ordre de 260 MW suite au couplage d'une turbine à gaz (et à plus forte raison 2 ou les 3 turbines à gaz) aurait atténué et même évité, dans certains cas, le recours aux mesures prises durant cette période : importation de puissance des réseaux voisins, limitation de la consommation des clients raccordés au réseau de transport de l'électricité et délestage de charge.

D'un autre côté, la satisfaction de la demande électrique en période de pic de consommation ne constitue pas






لجنة ضبط الكهرباء و الغاز  
Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz

PRESENTATION  
DU PROGRAMME DE DEVELOPPEMENT  
DES **ENERGIES NOUVELLES**  
ET **RENOUVELABLES**  
ET DE **L'EFFICACITÉ ENERGETIQUE**

**2011-2030**



**Mars 2011**



**L**e programme national de développement des énergies nouvelles et renouvelables et de l'efficacité énergétique pour la période 2011-2030 a été adopté par le Gouvernement en date du 3 février 2011.

L'Algérie ambitionne de produire 40% de son électricité à l'horizon 2030 à partir des énergies renouvelables et également de se positionner comme fournisseur majeur d'électricité verte en direction du marché européen en se fixant un objectif d'exportation de 10 000 MW en partenariat à la même échéance.

Ce programme constituera aussi le vecteur de développement d'une industrie nationale des énergies renouvelables qui s'appuiera sur les compétences existantes en mettant en valeur l'effort de recherche et de développement dans les différents domaines liés à ces industries.

Les principaux éléments de ce programme sont décrits ci-après :

### **Le fondement de la démarche**

La satisfaction des besoins énergétiques du pays est basée actuellement sur les hydrocarbures, notamment le gaz naturel qui est la principale source d'énergie utilisée; il n'est fait appel aux autres formes d'énergie que lorsque le gaz ne peut pas être mis à contribution.

Cette orientation de notre modèle de consommation énergétique est confortée par le fait que le gaz naturel se place comme l'énergie la moins chère pour le consommateur.

À long terme, la reconduction du modèle de consommation énergétique actuel rendra problématique l'équilibre offre-demande

pour cette source d'énergie.

À titre d'illustration, les niveaux de nos besoins en gaz naturel se situeraient aux horizons 2020 et 2030 respectivement à 45 milliards de m<sup>3</sup> et 55 milliards de m<sup>3</sup>. À ces besoins du marché national s'ajouteraient les volumes à exporter nécessaires pour le financement de l'économie nationale.

Aux mêmes horizons, la consommation d'électricité devrait se situer entre 75 à 80 TWh en 2020 et entre 130 et 150 TWh en 2030.

Ces considérations dictent la nécessité d'intégrer dès aujourd'hui les énergies renouvelables dans la stratégie d'offre énergétique à long terme, tout en accordant un rôle important aux économies d'énergies.

### **Le programme des énergies renouvelables**

Le potentiel national en énergies renouvelables est fortement dominé par le solaire.

Les potentiels en éolien, en biomasse et en géothermie, comparés à celui du solaire, sont beaucoup moins importants, alors que le potentiel hydroélectrique est très faible.

Les coûts des filières d'énergies renouvelables, bien qu'élevés actuellement, par rapport à la filière classique (en dehors de celle de l'éolien qui est déjà compétitive) devraient chuter sensiblement au cours des 20 prochaines années.

Pour la production d'électricité d'origine renouvelable, l'objectif global du programme consiste dans l'installation de 22 000 MW à l'horizon 2030, dont 10 000



MW pourraient être dédiés à l'exportation.

La part du programme d'énergies renouvelables destinée à l'exportation sera mise en œuvre en partenariat si l'accès au marché européen est garanti.

Pour le marché national, la concrétisation de l'objectif affiché permettra, à l'horizon 2030, à l'électricité d'origine renouvelable de représenter 40% de la production nationale d'électricité.

Le déploiement du programme de production de l'électricité renouvelable (12 000 MW), dédié au marché national, sera mené en trois étapes, à savoir :

- L'étape 2011-2013 : réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles ;
- L'étape 2014-2015 : début du déploiement du programme ;
- L'étape 2016-2020 : déploiement à grande échelle.

La mise en œuvre de ce programme exige un apport financier de l'Etat pour la compensation des surcoûts induits par l'introduction des énergies renouvelables.

Ces surcoûts, dépendent des niveaux de prix du gaz naturel à considérer pour le marché national.

En dehors des projets inscrits dans le programme des énergies renouvelables, l'intervention des autres opérateurs privés ou publics dans le développement des énergies renouvelables sera favorisée. L'Etat accordera les aides nécessaires dans des conditions qui seront définies par la réglementation à mettre en place dans ce sens.

### Le programme d'efficacité énergétique

Ce programme concernera les volets suivants :

- L'isolation thermique des bâtiments;
- Le développement du chauffe-eau solaire ;
- La généralisation de l'utilisation des lampes basse consommation,
- L'éclairage public performant, avec la substitution de la totalité du parc de lampes à mercure par des lampes à sodium à l'horizon 2015 ;
- L'aide à l'introduction de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel et les établissements grands consommateurs d'énergie, par la réalisation d'audits et l'aide aux projets d'économie d'énergie;
- L'augmentation de la part de marché du GPLC et la promotion du GNC ;
- La conversion au cycle combiné des centrales électriques quand cela est possible ;
- La réalisation de projets pilotes de climatisation au solaire.

## Liste des projets d'énergies renouvelables

### Période 2011-2020

#### 1. Projets de centrales photovoltaïques raccordées au réseau interconnecté nord

##### Projet 1

Puissance installée (MW)	18
Surface nécessaire (Hectares)	36
Site	EL OUED

##### Projet 2

Puissance installée (MW)	25
Surface nécessaire (Hectares)	50
Site	SAIDA



Projet 3	
Puissance installée (MW)	25
Surface nécessaire (Hectares)	50
Site	NAAMA

Projet 4	
Puissance installée (MW)	20
Surface nécessaire (Hectares)	40
Site	MECHRIA

Projet 5	
Puissance installée (MW)	26
Surface nécessaire (Hectares)	52
Site	TISSEMSILT

Projet 6	
Puissance installée (MW)	30
Surface nécessaire (Hectares)	60
Site	EL-BAYADH

Projet 7	
Puissance installée (MW)	27
Surface nécessaire (Hectares)	54
Site	AIN BEIDA

Projet 8	
Puissance installée (MW)	20
Surface nécessaire (Hectares)	40
Site	TIARET

Projet 9	
Puissance installée (MW)	16
Surface nécessaire (Hectares)	32
Site	AFLOU

Projet 10	
Puissance installée (MW)	20
Surface nécessaire (Hectares)	40
Site	GHARDAIA

Projet 11	
Puissance installée (MW)	20
Surface nécessaire (Hectares)	40
Site	LAGHOUAT

Projet 12	
Puissance installée (MW)	23
Surface nécessaire (Hectares)	46
Site	TOUGGOURT

Projet 13	
Puissance installée (MW)	39
Surface nécessaire (Hectares)	78
Site	OUARGLA

Projet 15	
Puissance installée (MW)	20
Surface nécessaire (Hectares)	40
Site	MEDEA

Projet 16	
Puissance installée (MW)	26
Surface nécessaire (Hectares)	52
Site	AIN OUSSARA

Projet 17	
Puissance installée (MW)	48
Surface nécessaire (Hectares)	96
Site	DJELFA

Projet 18	
Puissance installée (MW)	22
Surface nécessaire (Hectares)	44
Site	BOUSSAADA

Projet 23	
Puissance installée (MW)	8
Surface nécessaire (Hectares)	16
Site	LABIOD SIDI CHEIKH

Projet 19	
Puissance installée (MW)	26
Surface nécessaire (Hectares)	52
Site	BECHAR

Projet 24	
Puissance installée (MW)	8
Surface nécessaire (Hectares)	16
Site	AIN SAFRA

Projet 20	
Puissance installée (MW)	25
Surface nécessaire (Hectares)	50
Site	BISKRA

Projet 25	
Puissance installée (MW)	28
Surface nécessaire (Hectares)	56
Site	MGHAIR

Projet 21	
Puissance installée (MW)	44
Surface nécessaire (Hectares)	88
Site	M'SILA

Projet 26	
Puissance installée (MW)	10
Surface nécessaire (Hectares)	20
Site	OULED DJELLAL

Projet 22	
Puissance installée (MW)	9
Surface nécessaire (Hectares)	18
Site	ABADLA

Projet 27	
Puissance installée (MW)	35
Surface nécessaire (Hectares)	70
Site	TOLGA

## 2. Projets d'hybridation des centrales diesel et TG des réseaux isolés du sud

Projet 1	
Puissance installée (MW)	5
Surface nécessaire (Hectares)	10
Site	AOULEF

Projet 3	
Puissance installée (MW)	20
Surface nécessaire (Hectares)	40
Site	Adrar

Projet 2	
Puissance installée (MW)	6
Surface nécessaire (Hectares)	12
Site	ZAQUIET KOUNTA

Projet 4	
Puissance installée (MW)	9
Surface nécessaire (Hectares)	18
Site	TIMIMOUN





Projet 5	
Puissance installée (MW)	3
Surface nécessaire (Hectares)	6
Site	KABERTENE

Projet 6	
Puissance installée (MW)	5
Surface nécessaire (Hectares)	10
Site	REGGANE

Projet 7	
Puissance installée (MW)	5
Surface nécessaire (Hectares)	10
Site	IN SALAH

Projet 8	
Puissance installée (MW)	7
Surface nécessaire (Hectares)	14
Site	BENI ABBES

Projet 9	
Puissance installée (MW)	1
Surface nécessaire (Hectares)	2
Site	BORDJ BADJI MOKHTAR

Projet 10	
Puissance installée (MW)	9
Surface nécessaire (Hectares)	18
Site	TINDOUF

Projet 11	
Puissance installée (MW)	13
Surface nécessaire (Hectares)	26
Site	TAMANRAS-SET

Projet 12	
Puissance installée (MW)	1
Surface nécessaire (Hectares)	2
Site	TABELBALA

Projet 13	
Puissance installée (MW)	1
Surface nécessaire (Hectares)	2
Site	TALMINE

Projet 14	
Puissance installée (MW)	0.3
Surface nécessaire (Hectares)	1
Site	BORDJ OMAR DRISS

Projet 15	
Puissance installée (MW)	3
Surface nécessaire (Hectares)	6
Site	DJANET

Projet 16	
Puissance installée (MW)	8
Surface nécessaire (Hectares)	16
Site	EL GOLEA

Projet 17	
Puissance installée (MW)	0.3
Surface nécessaire (Hectares)	1
Site	IN GUEZZAM

Projet 18	
Puissance installée (MW)	1
Surface nécessaire (Hectares)	2
Site	DEB DEB

Projet 19	
Puissance installée (MW)	0.03
Surface nécessaire (Hectares)	0.1
Site	AFRA

Projet 24	
Puissance installée (MW)	0.4
Surface nécessaire (Hectares)	1
Site	TIN ZAOUATINE

Projet 20	
Puissance installée (MW)	0.14
Surface nécessaire (Hectares)	0.3
Site	M'GUIDEN

Projet 25	
Puissance installée (MW)	0.05
Surface nécessaire (Hectares)	0.2
Site	AIN BELBEL

Projet 21	
Puissance installée (MW)	0.44
Surface nécessaire (Hectares)	1
Site	IDLESS

Projet 26	
Puissance installée (MW)	8
Surface nécessaire (Hectares)	16
Site	IN AMENAS

Projet 22	
Puissance installée (MW)	0.3
Surface nécessaire (Hectares)	1
Site	BORDJ EL HOUAS

Projet 27	
Puissance installée (MW)	2
Surface nécessaire (Hectares)	4
Site	ILLIZI

Projet 23	
Puissance installée (MW)	0.02
Surface nécessaire (Hectares)	0.1
Site	TIN ALKOUM

### 3. Projets de centrales solaires thermiques

Projet 1	
Puissance installée de la partie solaire (MW)	150
Surface nécessaire (Hectares)	300
Site	BECHAR

Projet 2	
Puissance installée de la partie solaire (MW)	150
Surface nécessaire (Hectares)	300
Site	EL OUED

Projet 3	
Puissance installée de la partie solaire (MW)	150
Surface nécessaire (Hectares)	300

Projet 4	
Puissance installée de la partie solaire (MW)	200
Surface nécessaire (Hectares)	400

Projet 5	
Puissance installée de la partie solaire (MW)	300
Surface nécessaire (Hectares)	600

Projet 6	
Puissance installée de la partie solaire (MW)	400
Surface nécessaire (Hectares)	800

#### 4. Projets de centrales éoliennes

Projet 1	
Puissance installée (MW)	20
Surface nécessaire (Hectares)	40

Projet 2	
Puissance installée (MW)	20
Surface nécessaire (Hectares)	40

Projet 3	
Puissance installée (MW)	20
Surface nécessaire (Hectares)	40

Projet 4	
Puissance installée (MW)	50
Surface nécessaire (Hectares)	100

Projet 5	
Puissance installée (MW)	50
Surface nécessaire (Hectares)	100

Projet 6	
Puissance installée (MW)	50
Surface nécessaire (Hectares)	100

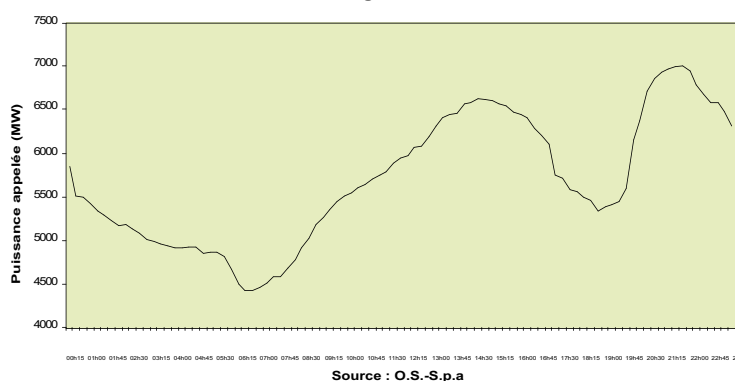
Projet 7	
Puissance installée (MW)	50
Surface nécessaire (Hectares)	100





l'unique défi pour la conduite du système électrique algérien. La gestion du creux de consommation pose, elle aussi, de sérieuses contraintes d'adéquation de l'offre à la demande. La courbe de charge nationale, reflet de l'activité économique et sociale du pays, présente à l'échelle de la journée, comme l'illustre la figure ci-dessous, des fluctuations de consommation et des creux de charge tellement bas que le fonctionnement des

Courbe de charge du 31/07/2010



moyens de production se trouve dégradé (marche à des charges très basses et arrêts répétés de turbines à gaz).

L'introduction de moyens de production de tailles appréciables permet, certes, de répondre de façon fiable et efficace à une demande en constante progression. Ces unités doivent cependant avoir la flexibilité suffisante pour s'adapter à la demande pendant les périodes creuses.

Dans certaines situations, même si le prix d'une centrale de type *multi-shaft* est plus important, les avantages de ce choix peuvent compenser largement les surcoûts d'investissement qu'il pourrait engendrer par rapport au *single shaft*.

Deux centrales de type *single shaft* sont actuellement en cours de construction : la première, située à Terga dans la wilaya de Aïn-Témouchent et dont la mise en service est prévue pour la fin 2011, la deuxième à Koudiet-Eddraouch dans la wilaya d'El-Tarf et dont la mise en exploitation est attendue pour l'année 2012.

Une autre centrale (SPP1), située à Hassi-R'mel et développant environ 134 MW, est entrée en phase d'essai à la fin de l'année 2010. C'est une installation hybride CSP/ Gaz dont la partie cycle combiné est de type *multi-shaft*.

Si la part des cycles combinés dans la puissance électrique

installée globale est restée, jusqu'à aujourd'hui assez modeste en Algérie, son intégration s'inscrit résolument dans une logique de développement, avec notamment des perspectives de conversion d'une partie des centrales à turbines gaz existantes en cycles combinés.

Les principales centrales, localisées dans les sites arides, qui peuvent présenter un intérêt pour la transformation en cycle combiné et dont les paliers de puissance se situent entre 100 et 250 MW totalisent une puissance de l'ordre de 2000 MW.

Différentes options techniques peuvent être étudiées pour réaliser la transformation de ces centrales en cycle combiné, le choix d'une option par rapport à une autre dépend des contraintes du site d'implantation, des critères économiques liés au nombre d'équipements à ajouter, des travaux de génie civil à réaliser, des modes d'exploitation ainsi que de l'échelonnement souhaité pour les mises en service des groupes.

A la lumière de ce qui a été relaté précédemment, il ressort que, vu les progrès technologiques réalisés, les équipements disponibles sur le marché répondent tant aux spécificités de fonctionnement en base moins coûteux que pour les besoins des systèmes où la production de l'électricité est concurrentielle, ce qui nécessite des moyens plus flexibles pour s'adapter à ce contexte ou encore pour des besoins plus particuliers des pays comme l'Algérie où la courbe de charge présente des fluctuations importantes qui imposent des contraintes de modulation sur les moyens de production en fonctionnement.

Partant de là, il ne peut y avoir de configuration optimale prédéfinie, la composition d'un parc de production doit être adaptée au fur et à mesure de son développement en optant à chaque fois pour la solution répondant de la meilleure manière aux besoins de chaque situation.

#### Références bibliographiques

- Siemens AG - Energy Sector – Germany, "Operational flexibility enhancements of combined cycle power plants".
- General Electric, "GER3651D: GE combined-cycle experience".
- General Electric, "GER3767C: Single shaft combined-cycle power - Generation system".
- Bechtel Power Corporation, "Economic and Performance Evaluation of Heat Sink Options in Combined Cycle Applications", Juin 2003.
- Marie-Noëlle Dumont, « Simulation et aide au dimensionnement des chaudières de récupération ».
- Groupe Sonelgaz, « Bulletin statistiques », 2005 et 2009.
- "Gas turbine world 2010" - GTW Handbook.



## Single shaft and multi-shaft combined-cycle power plants

*Assist. prof. Mladen ZELJKO, Ph. D.  
Head of Department - Energy Generation & Transformation  
Energy Institute Hrvoje Pozar (EIHP), Zagreb, Croatia  
[www.eihp.hr](http://www.eihp.hr)*



**Mladen Zeljko** (1956) is a Head of Energy Generation and Transmission department at the Energy Institute Hrvoje Pozar. He obtained BS degree from Faculty of Electrical Engineering, Mechanical Engineering and Naval Architecture, Split, Croatia, in 1979, and MS and PhD degrees from Faculty of Electrical Engineering, University of Zagreb, Croatia in 1984 and 2003, respectively. Before joining Energy Institute Hrvoje Pozar in 1994 he was with Power Sector Institute, Zagreb, Croatia. His scope of work and research activities comprises the areas of power system operation and expansion planning, hydro power plants operation planning, electricity consumption analysis, energy sector costs and financing and energy sector organization and management. On the behalf of IAEA he participated as a lecturer in several training courses in the fields of long term generation expansion planning and options for sustainable energy development. He was lieder of many projects and studies in Croatia, and also consultant in some international project financed by WB, EU and EBRD. He is Secretary of Science Council for Energy of Croatian Academy Of Science and Art, he is member of CIGRE, Paris, member of Croatian Energy Council (HED) and he was the president of Group C1 of Croatian CIGRE Committee since for the period 1999 – 2007. He is Assistant Professor on University of Rijeka (Croatia) and University of Osijek (Croatia).

### 1. Introduction

In combined-cycle power plants (CCPP) a gas turbine and a generator are used to generate electricity and the waste heat is used to make steam which generates additional electricity through steam turbine. Combined-cycle power plants are very useful because they have high thermal efficiency, high reliability and availability and they increase system's overall efficiency. They also contribute to more economic power generation. Combined-cycle systems are the economic choice for gas- or oil-fired power generation. Also, if gasification systems are environmentally clean, economic generation is higher. Therefore, besides high thermal efficiency and high availability and reliability, the CCPP have also additional features which contribute to their outstanding generation: low installed cost, fuel flexibility (wide range of gas and liquid fuels), low operation and maintenance cost, operating flexibility, short installation time, minimum environmental impact (low stack gas emissions and heat rejection).

Combined-cycle power generation equipments are generally designed in two basic configurations, single-

shaft and multi-shaft. The single-shaft combined system has one gas turbine, one steam turbine and a generator and one heat recovery system (HRSG). The gas turbine, steam turbine and generator are installed in a tandem arrangement on a single shaft.

Multi-shaft combined-cycle systems have one or more gas turbines with heat recovery steam generators that supply steam through a common steam bus to a separate single steam turbine.

Both of these configurations can perform specific functions but single-shaft is better for base loads and mid-range power applications. The multi-shaft configuration is usually applied in phased installations where gas turbines have to operate independently of the steam system. The single-shaft configuration is preferred for single phase applications.

### 2. Combined-cycle single-shaft configuration

The first single-shaft combined-cycle generation units entered service in 1968. in USA. Later, Japan took over a leading role in developing combined-cycle systems. Key advantages of the single-shaft arrangement are operating



simplicity and flexibility, smaller footprint, and lower startup cost. Additional flexibility is provided with a synchro-self-shifting (SSS) clutch which can be integrated in single-shaft configuration. Using the clutch steam turbine can be disconnected for simple independent cycle operation of the gas turbine. A clutch is located between generator and steam turbine (figure 1). Historically, SSS clutch was used to separate steam turbine from electrical generator during the synchronous compensation. Advantages of using a clutch are: simplified start-up, reduced time to generation, improved availability, reduced starting power, reduced emissions, and simplified commissioning.

## 2.1. Configuration and environmental impact

Single- and multiple-pressure non-reheat steam cycles are applied to combined-cycle systems equipped with gas turbines having rated exhaust gas temperatures of approximately 540°C or less. Selection of a single- or multiple-pressure steam cycle for a specific application is determined by economic evaluation which considers plant installed cost, fuel cost and quality, plant duty cycle, and operating and maintenance cost.

One of the most important advantages of all combined-cycle systems is minimum environmental impact. Low exhaust emissions are a result of high quality combustion in gas turbines. The Dry Low NOx combustion systems are used for lower emissions. These systems achieve NOx emissions of 25 ppmvd at 15% oxygen (43 g/GJ) or less.

If applications are environmentally sensitive then SCR (Selective Catalytic Reduction) can be adapted to single-shaft combined-cycle systems. SCR requires a gas temperature lower than the gas turbine exhaust gas temperature and they are installed in the HRSG in the appropriate zone to suit their operating temperature range. The single-shaft combined-cycle configuration does not have an exhaust bypass stack, so the exhaust gas passes through the SCR for reducing NOx emissions constantly.

## 2.2. Controls, operation and maintenance

The key features of single-shaft combined-cycle systems are simplicity of controls and operating flexibility. These systems are useful for daily start and midrange peaking service because of their easy starting and excellent load following capability. Also, their high reliability and availability suits them for base load, continuous operation.

Each single-shaft unit operates independently so a problem on one unit does not affect others. A single-shaft unit is usually protected by a unit control system which is installed near the major equipment and connected with the central plant control through a data link.

When the steam turbine shell and rotor are hot, the starting and loading are fast, around one hour after a 12-hour overnight shutdown. The starting and loading time after a weekend shutdown is approximately two hours, and three hours if the steam turbine is cold.

Maintenance of single-shaft combined-cycle systems

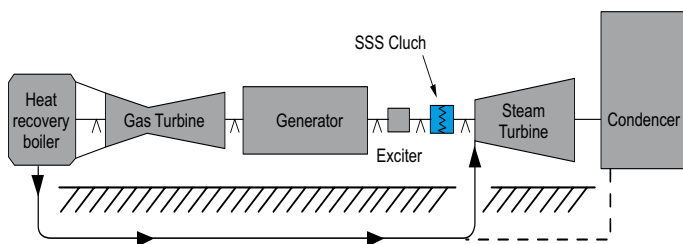


Fig. 1 : Single shaft combined-cycle set with SSS clutch between the steam turbine and the generator.

However, a clutch is not included in some single-shaft combined-cycle configuration because it requires either an HRSG gas bypass or large steam by pass to a dump condenser or to the main steam turbine exhaust condenser to enable gas turbine operation. This additionally complicates combined cycle system or prevents maintenance work on the steam turbine during the independent work of gas turbine. Table 1 shows advantages of combined-cycle single-shaft configuration without SSS clutch.

Table 1

Combined-cycle single-shaft configuration without SSS clutch

### Advantages

- Shorter length of the shaft, which leads to reduction in size of engine room
- Easier access to electric generator located at the end of the aggregates
- Avoiding the investment in the clutch and the her unavailability
- Common lubrication system for gas and steam turbines



is performed on each unit individually so there is no impact on the other operating units. Since the operating intervals between maintenance on the components are similar, many maintenance activities can be performed concurrently. For example, the gas turbine combustion inspection interval is 8000 hours which coincides with the annual HRSG inspection at one year intervals if base loaded or at two year intervals for midrange peaking service.

### 3. Combined-cycle multi-shaft configuration

Combined-cycle multi-shaft configuration has one or more gas turbines with heat recovery steam generators that supply steam through a common header to a separate steam turbine. This design allows installing combined units in two stages, in these cases: limited availability of capital, when the fuel costs for gas turbines in open cycle are eligible or when there are high needs for electricity. There is no significant disturbance in the electrical or gas systems in case of a failure of one gas turbine of existing two (or even three). The multi-shaft configuration was applied most widely in the early history of heat recovery combined-cycle systems primarily because it was the last departure from the familiar conventional steam power plants.

Significant financial losses for consumer are possible when the whole amount of gas is not spent. Electric power company does not have a sufficient number of peak operating units or units for warm reserve which can relatively quickly start working or if the gas system is underdeveloped and it is not possible to rearrange gas to the power plants without limitations. If there is no possibility to sell gas on the market, the consumer can rent a warehouse or built daily/weekly gas fuel tanks for the amount of gas that cannot be promptly burned. Another possibility is bypass HRSG in case of an outage of a steam turbine cycles or HRSG, as it ensures the continuous operation of gas turbines in open cycle. The efficiency is lower but still more acceptable than the mentioned losses. The bypass provides uninterrupted maintenance of the steam plant during the operation of gas turbine in open cycle. Important disadvantages are higher initial investments, questionable reliability, the cost of air sealing and increased maintenance costs.

Combined-cycle multi-shaft configuration has a smaller electric generator than single-shaft configuration which makes technical performance more suitable for optimizing

steam turbine (cold end) in a district heating system.

### 4. Comparison of single-shaft and multi-shaft configuration

The most important advantage of single-shaft configuration is its operating simplicity and independence of unit operation and maintenance which results in high reliability and availability and low maintenance cost. Some of the advantages (with attributes) of combined-cycle single-shaft systems are listed hereafter:

#### • Advantages :

- Higher efficiency – smaller mechanical and heat losses, connecting lines of HRSG and steam turbine are shorter and simpler, lower output losses through one-stream steam turbine with axial steam exhaust
- Shorter installation time and implementation of the whole project – low foundation and simpler construction work, smaller number of main components
- Simple operation and maintenance – simpler cycle water/steam, faster start of gas turbine due to SSS – clutch, 100% bypass of steam turbine, one producer of the whole equipment, lower maintenance costs
- Environment protection – lower emissions.

However, single-shaft systems also have disadvantages. For example, single-shaft configuration can't be applied in phased installations, users don't have possibility to buy components separately, steam turbine can't operate in open cycle without gas turbine, and there is no significant possibility of reducing the load within the limits of efficiency of gas turbine (not less than 55 to 75%).

Depending on the combination of turbines and generators, system can be classified into two, i.e. single shaft type in which a gas turbine is directly coupled to a steam turbine with a single common generator, and multiple shaft type in which a gas turbine and steam turbine are coupled to its own generator respectively. Considering base load operation of the plant, the multiple shaft type is a little bit more efficient than a single shaft type.

The installed cost is approximately equal for multi-shaft and single-shaft systems. However there are trade-offs



that may influence a specific application. Differences between reheat and non-reheat systems can also affect the differences between installed costs of multi-shaft and single-shaft systems. The smaller non-reheat single-shaft systems can be installed on a slab type foundation at grade level so that their foundation cost is lower than the multi-shaft which would have a large pedestal mounted steam turbine.

The heat rate of multiple-unit, multi-shaft combined-cycle system is usually slightly better than the heat rate of multiple-unit single-shaft system. This small difference in heat rate is approximately 10Btu/kWhr (10.5 kJ/kWhr) and results from higher efficiency of the larger high pressure section of the steam turbine.

## 5. The market of combined power plants

The area of combined-cycle power plants is one of the most dynamic parts of energy industry in terms of investments in the technical improvements. The leading companies – producers of basic equipment are permanently working on research and development, they constantly acquire experience with new solutions and use positive results for advertising and market competitiveness.

In the past few years world's leading producers of basic equipment have started to examine technical solutions which are sensitive regarding to the operation parameters of plants. They are forced to do that due to increase of fuel prices and growing expectations of the market in terms of increasing plant efficiency and reducing the impact of plants on the environment.

The challenge for the equipment suppliers is to combine highest efficiency with flexibility, low investment costs and short pay-back times.

## 6. Conclusion

Combined-cycle systems ensure reliability and economic service in electric utility power generation applications. Because of their technical and environmental characteristics (thermal cycle, type of fuel, flexibility in equipment selection and arrangement, emission control and duty cycle) it is possible to meet a wide variation of owner's requirements.

The choice between two possible configurations, single-shaft and multi-shaft depends on the power demands and system's requirements for the unit during its lifetime.

However, single-shaft systems provide significant

advantages over the multi-shaft systems such as simplicity of single-unit control, low plant cost, minimum land area use, simplified control and operation with multiple pressure and reheat steam cycle, low emissions and high reliability and availability.

However, single-shaft systems also have disadvantages. For example, single-shaft configuration can't be applied in phased installations, users don't have possibility to buy components separately, steam turbine can't operate in open cycle without gas turbine, and there is no significant possibility of reducing the load within the limits of efficiency of gas turbine (not less than 55 to 75%).

### The advantage of using clutch :

**Simplified start-up-** *The SSS clutch permits the steam turbine to remain stationary during gas turbines start-up and initial power generation, avoiding the additional boiler needed if the steam turbine is solidly coupled to the gas turbine.*

**Reduced time to generation –** *Standard gas turbine start procedure is used which means that the time from start initiation to synchronising the generator to the grid, and therefore power production, is reduced and can be accurately predicted as it is independent of steam turbine temperature.*

**Improved availability-** *The SSS clutch permits the steam turbine to be stopped for maintenance (or in an emergency), leaving the gas turbine and generator for power generation.*

**Reduced Starting power –** *The SSS clutch allows the gas turbine and generator to be accelerated without the steam turbine, thus reducing the starting power demand.*

**Reduced emissions –** *The reduced starting time of the gas turbine results in reduced emissions during the start sequence when emissions are higher.*

**Independent slow turning –** *The SSS clutch can be arranged so that it does not engage at low speed, thus allowing independent slow speed turning of each turbine. This can permit maintenance work to be started on the gas turbine whilst steam turbine cooling continues.*

**Simplified commissioning –** *The ability to de-clutch the steam turbine from the generator permits the gas turbine and generator to be commissioned in advance of the steam turbine to ease the commissioning process and permit earlier power generation.*

*Additionally, the individual powers of the gas turbine and the steam turbine can be determined accurately.*





# QU'EST-CE QUE ?

- **Echangeur de chaleur** : équipement permettant de transférer l'énergie thermique d'un fluide vers un autre sans les mélanger. Le flux thermique traverse la surface d'échange qui sépare les fluides. Dans le cas d'un cycle combiné, la chaudière de récupération (*Heat Recovery Steam Generator, HRSG*) joue le rôle d'échangeur de chaleur. Elle permet de récupérer l'énergie thermique de l'écoulement de gaz chaud et produit de la vapeur qui est utilisée pour alimenter la turbine à vapeur.
- **Cycle ouvert** : Lors d'une combustion, si le cycle est « ouvert », le fluide est renouvelé à chaque fin de cycle et les gaz d'échappement sont expulsés et remplacés par un nouveau mélange air-carburant.
- **Rendement énergétique** : Le rendement global d'une centrale thermique est le rapport de l'énergie produite et de l'énergie reçue par le combustible. La consommation spécifique représente la quantité de chaleur consommée pour produire une unité d'énergie électrique, elle est inversement proportionnelle au rendement ( $\text{Consommation Spécifique} = \frac{3600}{\text{Rendement}}$ ).
- **Embrayage (Clutch)** : L'embrayage auto-débrayable synchrone (*Synchro Self Shifting Clutch, SSS Clutch*) permet à la turbine à vapeur d'accélérer et de s'arrêter indépendamment de la turbine à gaz. La turbine à gaz et le générateur peuvent être opérés en mode de cycle simple.

© Baouem 2011

# ACTU-AGENDA

- La puissance électrique appelée a atteint mardi 1<sup>er</sup> février 2011 à 19h15 un nouveau record de 7764 MW lié à la vague de froid qui a traversé le pays. Ce nouveau pic dépasse celui enregistré le 23 janvier 2011 qui avait atteint 7745 MW.
- Le 3 février 2011, le Conseil des ministres a adopté le programme de développement des énergies nouvelles et renouvelables et de renforcement de l'efficacité énergétique 2011-2030.
- Le gazoduc reliant l'Algérie à l'Espagne Medgaz a été mis en gaz le 1<sup>er</sup> Mars 2010 par Nouredine Cherouati, président-directeur général du groupe Sonatrach et Pedro Miro, président du conseil d'administration du consortium Medgaz.
- Le 20<sup>ème</sup> Congrès Mondial du Pétrole aura lieu à Doha (Qatar) du 4 au 8 Décembre 2011.
- L'association des régulateurs méditerranéens de l'électricité et du gaz (MEDREG) a mis en ligne son site internet : [www.medregulators.org](http://www.medregulators.org)

La maquette de la lettre de la CREG connaîtra une évolution pour le prochain numéro. Si vous souhaitez nous soumettre vos suggestions, merci de le faire via l'adresse dédiée à cet effet à savoir : [equilibres@creg.mem.gov.dz](mailto:equilibres@creg.mem.gov.dz)



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz  
Immeuble du Ministère de l'Énergie  
et des Mines (Tour B), Val d'Hydra, Alger - Algérie  
Tél. : +213 (0) 21 48 81 48  
Fax : +213 (0) 21 48 84 00  
E-mail : [equilibres@creg.mem.gov.dz](mailto:equilibres@creg.mem.gov.dz)  
Site Web : [www.creg.gov.dz](http://www.creg.gov.dz)

Tous les documents, programmes, rapports et textes législatifs cités dans ce numéro sont disponibles en téléchargement sur le site internet de la commission : [www.creg.gov.dz](http://www.creg.gov.dz)



ISSN : 1112- 9247 / Dépôt légal : 4485-2008

**Directeur de la publication** : Nadjib OTMANE  
**Comité de rédaction** : Mohamed Abdelouahab YACEF, Karima MEDEDJEL, Abderrahmane CHALI, Brahim NOUCER, Mohand Said TAIBI, Malika AIT KHELIFA, Amel HANAFI et Kaci BELAID.  
**Ont contribué à ce numéro** : Abdelbaki BENABDOUN, Dalila RAMLA, Farid, RAHOUAL, Chafika BEHLOUL, Adjib RADI et Mladen ZELJKO (EIHP, Croatie).