

POWEO

**Projets d'implantation de centrales
fonctionnant au gaz naturel
en région Est-PACA**

Préfecture du Var

26 juin 2008

mercredi 13 mai 2009



Genèse du projet

- **Des besoins de pointe tendus localement, soulignés dans le bilan RTE 2005 et confirmés dans le bilan RTE 2007**
 - **PACA**
 - **Bretagne**
- **POWEO sollicité par des acteurs locaux (DRIRE PACA)**

Rappel de la problématique Est-PACA

■ Bilan RTE 2007

- Niveau de consommation de plus en plus élevé en région Est PACA (Alpes Maritimes, Var) => besoins de pointe croissants, croissance démographique de la région

- « Un niveau de consommation supérieur à 2 000 MW en Est PACA pose des problèmes de tenue de tension et peut conduire à opérer des opérations ciblées de délestage. En 2005 et 2006, des moyens exceptionnels ont été nécessaires certains soirs d'hiver à 19h00 (baisse forcée de 5% de tension sur le réseau de distribution des Alpes-Maritimes...) pour ne pas franchir le seuil critique »

■ Par ailleurs, problème de l'enclavement électrique de la zone Est-PACA

- Problème de la perte de la liaison 400 kV Néoules – Broc Carros (qui limiterait à 1000 MW la consommation Est-PACA)

- Ne serait certes pas résolu par un seul projet de production (sauf à réussir à implanter un projet de grande ampleur), mais un projet permettrait de réduire les conséquences négatives d'un tel incident.

- **Région touristique plutôt qu'industrielle: acceptation locale d'un gros projet type fioul serait difficile**
- **2 directions:**
 - **Energies renouvelables**
 - Par exemple STEP
 - **Centrale thermique « propre »**
 - Pas de fioul, pas de GPL, pas de charbon => gaz naturel
- **Renouvelable: POWEO en développement rapide, étudiera toutes les opportunités**
 - **Le type de production ne doit pas être intermittent**
- **Thermique: plan industriel de POWEO à forte composante gaz**
 - **Lancement en 2007 d'une étude sur la région Est PACA pour l'implantation de moyens au gaz naturel**

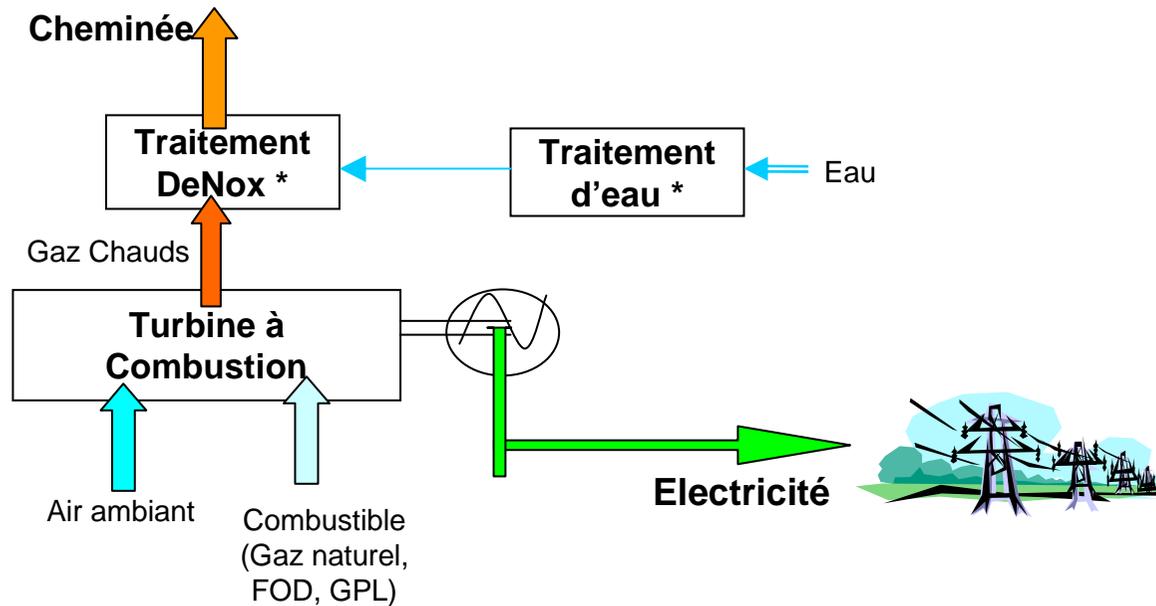
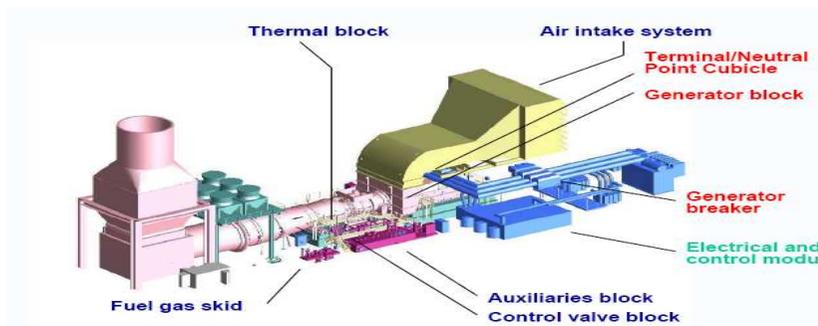
Comparaison gaz naturel vs autres combustibles



COMBUSTIBLE	AVANTAGES	INCONVENIENTS
Gaz Naturel	<ul style="list-style-type: none">-Approvisionnement-Pas de traitement DeNox-Meilleur rendement	<ul style="list-style-type: none">- Raccordement GRT Gaz- Maintien de la pression entrée gaz- Disponibilités capacités transport gaz
FOD	<ul style="list-style-type: none">-Pas de raccordement GRT gaz obligatoire-Pas d'équipement de maintien de pression	<ul style="list-style-type: none">- Approvisionnement FOD- Logistique d'approvisionnement-Traitement d'eau et traitement DeNox pour dépolluer les fumées- Emissions CO2-Coût
GPL	<ul style="list-style-type: none">-Pas de raccordement GRT gaz obligatoire-Pas d'équipement de maintien de pression	<ul style="list-style-type: none">- Approvisionnement GPL- Logistique-Traitement d'eau et traitement DeNox pour dépolluer les fumées-Stockage sous talus / classement SEVESO Seuil Haut-Coût

■ Orientation vers le gaz naturel

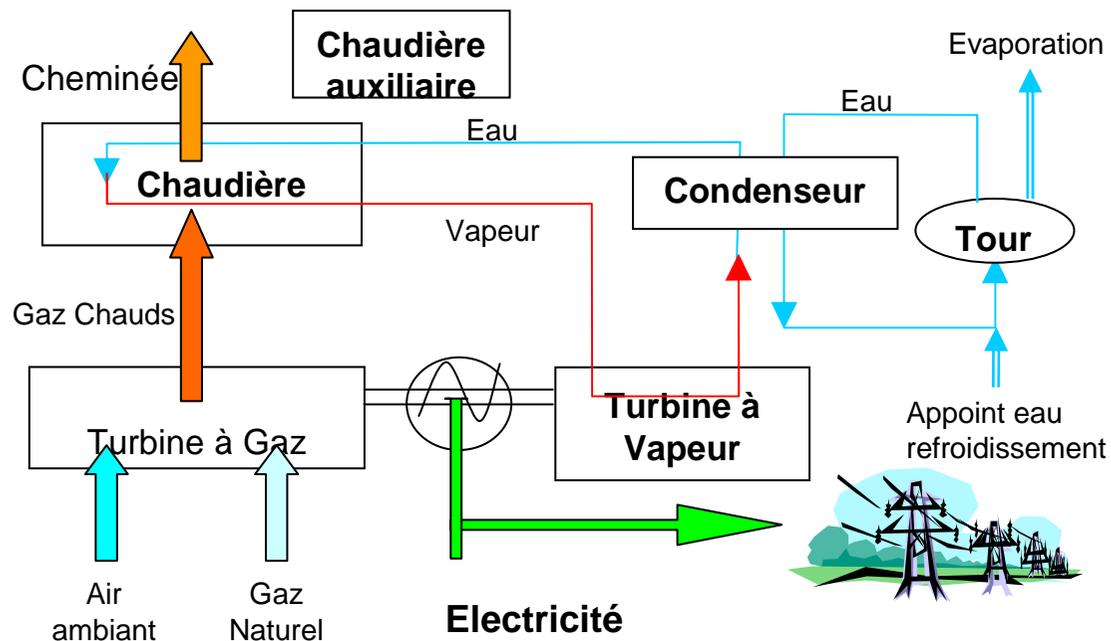
Technologie envisagée n°1 : TAC Gaz



- Effectifs : 2 personnes
- Puissance : 10 à 65 MWe
- Combustible : GN, FOD ou GPL (possibilité Dual Fuel)
- Fonctionnements possibles :
 - Semi-base (4 000 h/an)
 - Pointe (500 h/an)
 - Ultra-pointe (100 h/an)
- Encombrement total :
2 000 à 9 000 m² (selon puissance de la turbine et selon constructeur)

* Équipement non prévu si combustible = gaz naturel

Technologie envisagée n°2 : Cycle combiné gaz



- Effectifs : 20-25 personnes
- Puissance : 200 MWe
- Fonctionnement : semi-base (4 000 h/an)
- 260 démarrages/an
- Encombrement total : >30 000 m²

Problématique EAU



■ Eau de traitement NOx :

COMBUSTIBLE	Technique abattement	Conso eau
Gaz Naturel	Maîtrise de la combustion	0
FOD	Injection d'eau déminéralisée	Égale à la consommation de FOD

■ Eau appoint

Type de refroidissement	Pertes en eau	Conso eau
Aérocondenseurs	Purges chaudières	<2 t/h
Tour de refroidissement	- Purges chaudières - évaporation tour de refroidissement	> 200 t/h

■ Eau de refroidissement turbine à gaz : ~0t/h (appoint par citerne)

Différentes solutions techniques



Solutions techniques envisagées:

Puissance attendue	Type de cycle	Model	Commentaires	Comb.	Rendement PCI	Encombrement
40 MW	Cycle Simple	GE LM6000 PD	Turbine aéroderivative	Gaz Nat.	39.6 %	2 200 m ²
				FOD	38.2 %	2 100 m ²
70 MW	Cycle Simple	SIEMENS SGT-1000F	Turbine « Heavy Duty »	Gaz Nat.	34.0 %	2 500 m ²
				FOD	33.0 %	2 500 m ²
200 MW	Cycle Combiné	SIEMENS SCC5-2000E 1xV94 2	Turbine « Heavy Duty »	Gaz Nat.	52.2 %	36 000 m ²

- Les turbines « aéroderivative » sont plus efficaces que les « heavy duty » mais sont limitées en puissance (< 40 MW)
- Sur un Cycle Combiné, 2/ 3 de la puissance provient de la Turbine à Gaz et 1/3 de la puissance vient de la Turbine à Vapeur
- Analyse de moteurs gaz devrait aussi être faite (plus cher, mais meilleur rendement)

Recherche de site : critères de sélection

■ Coûts de raccordement

Dépendent de la distance par rapport au réseau existant et des travaux à effectuer, et de la disponibilité

■ Espace disponible

De 2 000 à plus de 30 000 m² nécessaires selon le scénario envisagé

■ Accueil local (impact environnemental, création d'emploi, etc...)



Un choix porté sur 2 sites

■ Sites n°1 et site n°2

- **Contacts locaux très préliminaires**
- **Etudes exploratoires demandées aux réseaux en avril 2007**

Résultats des études exploratoires - RTE

■ Etude exploratoire émise en avril 2007

■ RTE : 2 sites raccordables dans des conditions acceptables

□ Site n°1 : raccordement en antenne sur poste 225 kV - 3.2 km – 4/5 MEUR – 3,5-4 ans – Ligne souterraine – Section 400 mm² pour projet de 70 MW, et de 1000 mm² pour projet de 248 MW.

□ Site n°2 : raccordement sur poste 63 kV – ligne souterraine 1 km – 1.43 MEUR – 3-3.5 ans

Résultats des études exploratoires - GRTgaz

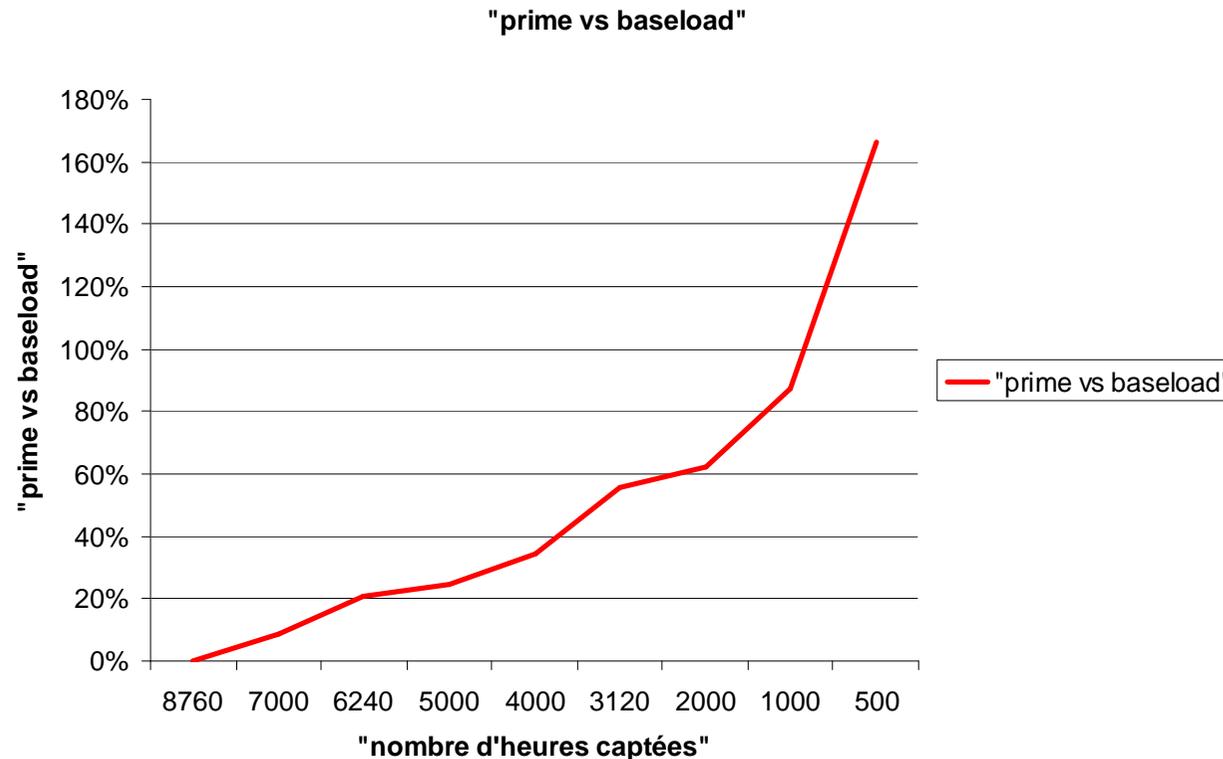
- Etude exploratoire émise en juillet 2007
- GRTgaz : seul l'approvisionnement d'une installation de 40 MWe est réalisable dans des délais et des coûts supportables
 - 60 000 m³ / h site n°1 (pour CCGT 250 MW) – 8,4 km – 16 MEUR – 6-7 ans
 - 24 000 m³ / h site n°1 (pour TAG 70 MW) – 8,4 km – 11 MEUR – 5-6 ans
 - 17 300 m³ / h site n°2 (pour TAG 40 MW) – 300 m – 1 MEUR – 3 ans
- Pour les 2 premiers raccordements : impact significatif sur le dimensionnement du réseau de transport régional, nécessité de signer un Contrat de Réserve Anticipée de Capacité (CRAC)
- Au moment de l'étude, projet de TAC gaz 40 MW sur site n°2 identifié comme le seul réalisable dans des délais raisonnables

Points forts de la TAC gaz

- **Durée de construction limitée (< 2 ans)**
 - **Mais délais de raccordement peuvent être plus longs**
- **Exploitation simplifiée (effectif d'exploitation : 2 personnes)**
- **Acceptation locale plus simple (surface : 2500 m2...)**
- **Turbines de + en + performantes (rendement PCI : 40%, voire 45%)**
- **Coût de production très inférieur à TAC fioul, émissions bien moindres (environ moitié qu'une chaudière fioul)**
 - **Projets de moins de 20 MW ne seraient pas dans PNAQ 2, quid des allocations sur projets de pointe ?**
- **Incertitudes :**
 - **Sécurisation des sites**
 - **Viabilité économique ?**

Analyse économique pour TAG 40 MW

- CAPEX # 650 EUR / kW – Durée de vie : 25 ans
- Allocations heures CO2 : 700 (Aramon – Porcheville)
- Prix gaz et électricité en base : à partir des forwards
- Valorisation de l'électricité de pointe : sur base historique monotone des prix – Toutes les meilleures heures ne sont pas captées
- Coût du gaz en pointe : jusqu'à 6 EUR / MWh de prime



Analyse économique: résultats

- Dans le cas de base, le modèle n'est pas rentable sans une forme d'aide
- Cette aide pourrait consister en une rémunération de la capacité mise à disposition
 - Si la centrale ne produit pas déjà, RTE pourrait appeler la centrale en fonction des besoins et payer le coût variable (type « réserve rapide »)
 - Si la centrale produit déjà ou a prévu de produire, elle peut vendre au prix du marché
- La centrale produirait « spontanément » dès lors que le prix de marché serait supérieur à son coût de production marginal (entre 75 et 90 EUR / MWh pour 2007)
 - la centrale tournerait moins de 2 000 heures, avec un effet CO2 très positif sous les 700 heures
 - La marge brute générée ne serait pas suffisante pour couvrir les coûts fixes
- Pour obtenir une rentabilité acceptable, une rémunération de capacité de l'ordre de 60 EUR / kW serait nécessaire (soit 2,5 MEUR)
 - Nombreuses incertitudes, et notamment allocations de CO2

Analyse économique (suite)

- Dans le cas du CCG de 250 MW, horizon de temps de mise en service plus lointain, plus d'incertitudes sur la marge brute
- A priori la subvention (en EUR / kW) ne serait pas aussi élevée que pour une TAG, mais non nulle car conditions pas aussi bonnes que pour autres projets de CCG :
 - Coût et délai du raccordement
 - Faible capacité conduit à rendement moindre (52% vs 57% PCI)
 - Attendre un besoin de financement annuel de l'ordre de 30 à 40 EUR / kW soit 6 à 8 MEUR