République Tunisienne
Ministère de l'Industrie

L'ENERGIE

85
6/2013

Quel mix énergétique pour la Tunisie ?

Où en est le gaz naturel ?

Directive européenne sur les énergies renouvelables :

Quel impact sur la Tunisie?

Zoom sur les créances de la STEG

Responsable de la publication :
Rachid BEN DALY

Directeur de la rédaction :
Youssef HECHMI

Administrateur :
Khaled BRAHAM

Comité de rédaction :
Nejib OSMAN (Energies Renouvelables)
Ridha BOUZAOUADA (Explo/Production)
Afef CHACHI (Conjoncture)
Habib MLAOUEH (Distribution Gaz)
Habi NASRI (Electricité)

Secretaire de rédaction :
Ali BEN MANSOUR
Rabiaa MEFTAHI

Adresse : 17, avenue Kheriddine Pacha, Tunis
Rédaction : Youssef HECHMI
Tél.: 71 901 594
Fax : 71 902 742
E-mail : youssef.hechmi@mit.gov.tn
Administration & Abonnement :
Khaled BRAHAM
Tél.: 71 961 631
E-mail : khaled.braham@maretap.tn

Sommaire

EDITORIAL *p.3*

BRÈVES DE L'ENERGIE *p.4*

EN COUVERTURE *p.8*
Quel mix énergetique pour la Tunisie ?
Jomâa SOUISSI

ACTUEL *p.16*
- Les perspectives énergétiques mondiales selon le rapport 2012 de l'AIE
Ezzedine Khalfallah

- Les travaux de l'exploration et de développement à fin mars 2013
BOUZOUADA Ridha

- Tourisme : un projet de production d'electricite a base d'énergie propre
Mohamed Mounir Ben Miled (FTH) - Sélim Ben Haj Miled (FTH)

- Où en est le gaz naturel ?
Kamel OULED EL AID

ECLAIRAGE

Directive Européenne sur les Energies Renouvelables *p.49*
Quel impact sur la Tunisie?
Rafik BEZZAOUIA

ANALYSE
Les stockages d'énergie par pompage turbinage projet d'une centrale step a Oued el Maleh *p.56*
ELMANAA Said

OPINION
Energies Renouvelables en Tunisie : Réalite ou Utopie ? *p.60*

Actuel

Quel mix énergétique pour la Tunisie ?

La STEG a entrepris depuis 2006, une étude d'évaluation des différentes options de développement en mix-énergie du parc de production de l'électricité de la Tunisie à l'horizon 2031, et ce, en collaboration avec l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA). Quels en sont les résultats ?

Tourisme

Un projet de production d'électricité à base d'énergie propre

La tendance du marché touristique est de plus en plus orientée vers le tourisme vert, autrement dit vers un tourisme soucieux de préserver l'environnement. Confrontée au besoin urgent de rehausser son image, d'améliorer son produit et de consolider sa compétitivité par la maîtrise des charges et l'application de tarifs suffisamment rémunérateurs, la Tunisie touristique se doit d'adhérer à cette tendance dont dépend dans une grande mesure son avenir.

Enquête

Le recouvrement a la STEG

Le recouvrement à la STEG dépend essentiellement de la facturation de l'énergie (Electricité et gaz) et des créances.

Les Chiffres-clé

Les activités de l'exploration et de développement à fin mars 2013

Comparées à celles de la même période de 2012 , les activités d'exploration et de développement durant le premier trimestre de l'année 2013, ont été caractérisées par:

- le nombre total des sociétés pétrolières s'élève à 60 compagnies et détiennent des intérêts sur 50 permis et 52 concessions d'exploitation.
- L'acquisition de 1044 km^2 3D contre 527 km sismique 2D et 704 km^2 3D .
- Le forage de 6 puits dont 2 explorations contre le même nombre de 6 puits (2 puits d'exploration et 4 puits de développement) ;

INFRASTRUCTURE ENERGETIQUE

Projet National de développement du gaz naturel

Le secteur de l'énergie en Tunisie est caractérisé par une dépendance vis-à-vis du gaz, une infrastructure gazière desservant principalement les régions côtières, des ressources en gaz modestes et des produits pétroliers largement subventionnés. Après une trentaine d'années de développement, la part du gaz dans la couverture des besoins énergétiques du pays a atteint 53% en termes d'énergie primaire et 20% en termes d'énergie finale. Les principaux bénéficiaires du gaz sont le secteur de la production électrique qui absorbe 73% de la consommation totale et dont la couverture est quasi-totale par le gaz, le secteur industriel qui en représente 19% et le secteur résidentiel et tertiaire 8%.

Eclairage

La Directive Europeenne sur les Energies Renouvelables

Quel impact de l'article 9 sur la Tunisie?

Cet article traite du cadre réglementaire européen régissant l'importation par l'Union européenne de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables : En l'occurrence, il s'agit de l'article 9 de la directive européenne 2009/28/CE sur les énergies renouvelables.

EDITORIAL

Une Nouvelle Vision de l'Energie

Il existe aujourd'hui une prise de conscience des institutions et de l'opinion publique, de manière générale, de l'importance des défis auxquels fait face le secteur de l'énergie et du fait que nous sommes définitivement rentré dans un monde ou l'énergie est rare et chère et peut constituer ,dans certains cas, une contrainte pour l'environnement. Il est donc vital de concevoir de nouvelles ripostes aux défis qui se posent.

La nouvelle vision du secteur de l'énergie, engagée par le Ministère de l'Industrie se concrétisera à travers le lancement d'un débat national et la concertation avec toutes les composantes de la société civile.

Pour le Gouvernement il est vital de favoriser une politique nationale de promotion du secteur face à l'accroissement de la demande , à l'instabilité du marché pétrolier et le déclin naturel des ressources nationales en énergies fossiles.

En effet, le système énergétique actuel en Tunisie se trouve au cœur des problèmes globaux et son évolution va de pair avec des risques inacceptables et des défis difficilement surmontables.

Ainsi, pour mieux assoir une nouvelle stratégie énergétique et en plus de l'assurance de notre sécurité énergétique, une nouvelle orientation de la politique énergétique en Tunisie, doit répondre aux défis :

1. Aux défis de l'approvisionnement du pays de manière sûre, continue et au moindre coût moyennant un renforcement soutenu des infrastructures y afférentes ;

2. De la garantie de la cohésion sociale et la lutte contre la précarité en assurant l'accès de tous à l'énergie;

3. De la rationalité économique à travers l'adoption d'un modèle de développement économique sobre de l'énergie et le renforcement des efforts visant la diversification du bouquet énergétique à travers le recours à de nouvelles ressources énergétiques ;

4. De développement des approches contraignantes pour la rationalisation de la consommation et l'efficacité énergétique dans toutes les activités économiques du pays ;

5. De développement continu des compétences techniques des entreprises du secteur et de leur compétitivité économique à l'échelle nationale et régionale ;

6. De développement de notre capacité de recherche et d'innovation dans le secteur ;

7. De la rationalité écologique notamment la lutte contre les changements climatiques et la protection de l'environnement ;

8. A ces défis, s'ajoutent le défi d'une exploitation maximale de la position géographique du pays. La Tunisie est voisine à des pays riche en ressources énergétiques. Elle est aussi proche d'une Europe méridionale assoiffée d'énergie propre. Ces avantages en font un carrefour énergétique qui lui permet de jouer un rôle primordial dans le renforcement et développement de la coopération bilatérale dans un contexte multilatérale ;

Enfin, il y a lieu de préciser que le nouveau paradigme de la transition énergétique en Tunisie ne portera pas seulement sur des aspects techniques et économiques, voire de comportement, mais plus profondément aux défis liés à la conception même des systèmes énergétiques.

La Rédaction

BRÈVES DE L'ÉNERGIE

Allemagne :

1.000 milliards d'€ pour la transition énergétique ?

Le coût de la transition énergétique fait débat en Allemagne. Fin février, le ministre de l'Environnement, Peter Altmaier, a prévenu que la sortie du nucléaire pourrait coûter 1.000 milliards d'euros au pays sur les deux prochaines décennies.

Une explosion des coûts difficile à supporter pour le pays, d'autant plus qu'elle est supposée se répercuter presque entièrement sur les particuliers et leur facture d'électricité. Or l'électricité est déjà deux fois plus chère en Allemagne qu'en France.
Altmaier a suggéré d'adopter un plan d'économie de 300 millions d'euros consistant à revoir à la baisse les aides accordées aux énergies renouvelables.
L'Allemagne avait fait le choix de faire porter le coût de la transition sur les ménages, et de protéger la compétitivité de ses entreprises, en instaurant des exonérations de taxes pour les plus énergivores d'entre-elles.
Mais ce choix pourrait être remis en cause. Le tribunal de Düsseldorf conteste la légalité des aides accordées par l'Allemagne à ses entreprises les plus consommatrices d'électricité (805 millions d'euros pour l'année 2013). Elles ne seraient pas conformes au droit européen.
La plainte a notamment été déposée par des associations de consommateurs. Le gouvernement allemand se défend pour le moment de la légalité des aides accordées aux énergivores.
Mais avec l'augmentation de la facture prévue pour la transition énergétique, la question de la répartition de la note semble se poser de plus en plus outre-Rhin…

1.000 milliards d'euros
au pays sur les deux prochaines décennies.

La Chine

est le marché des énergies renouvelables le plus attrayant pour les investissements

Selon la toute récente édition des indices d'attractivités des énergies renouvelables d'Ernst & Young, la Chine était de loin le marché le plus intéressant pour investir dans les énergies renouvelables au second trimestre 2012. Ce prestataire de services professionnels fait valoir que les programmes de création d'emplois verts, le quadruplement de son objectif solaire à 50 gigawatts d'ici 2020 et une accélération stimulée par la politique des installations solaires domestiques ont fait de la Chine le marché le plus intéressant pour les investissements dans les énergies renouvelables à travers le monde. Les Etats-Unis et l'Allemagne occupent la seconde place : la saturation des réseaux durant la préparation des élections présidentielles en novembre rend les Etats-Unis moins attrayants, et le calendrier ambitieux des renouvelables en Allemagne contribue à rendre le pays toujours aussi attrayant pour les investisseurs. Quant à l'Espagne et l>Italie, elles continuent leur descente du fait des crises des dettes souveraines. Au Royaume-Uni, la politique incohérente fait hésiter les investisseurs potentiels. Ernst & Young estime que les marchés émergents présentent un fort potentiel, notamment l'Afrique du Sud, l'Arabie saoudite, le Brésil et le Japon

(Source FeedDemon)

La Chine
LE PLUS INTÉRESSANT
MARCHÉ DES ER

Inauguration de la plus grande centrale solaire à concentration

La centrale Shams 1 a été inaugurée à Abu Dhabi aux Émirats Arabes Unis (EAU). Cette installation, d'une puissance installée de 100 mégawatts, fournira de l'électricité à 20 000 foyers de la région. Il s'agit de la plus grande centrale solaire à concentration du monde.

Développé par Shams Power Company, qui regroupe 3 entreprises (Masdar, Total et Abengoa Solar), ce projet de centrale solaire a nécessité 3 ans de travaux pour un investissement total de 600 millions de dollars (460 millions d'euros).

Shams 1 est constituée de 258 000 miroirs et de 768 concentrateurs solaires répartis sur une superficie de 2,5 km^2, soit l'équivalent de 258 terrains de football. Les miroirs captent le rayonnement du soleil et le transmettent vers un fluide caloporteur. Une fois chauffé, ce fluide se vaporise et entraîne des turbines qui produisent de l'électricité.

1.000 mégawatts
de l'electricité pour 20 000 foyers

La centrale possède également un système de refroidissement sec, qui nécessite une faible quantité d'eau, élément crucial pour cette région aride du Moyen-Orient.

Les Émirats Arabes Unis qui envisagent de produire 7% de leur électricité à partir des énergies renouvelables d'ici 2020 espèrent bien atteindre cet objectif grâce au potentiel de cette nouvelle installation.

Le Japon annonce l'arrêt du nucléaire d'ici 2030

Le gouvernement japonais a annoncé l'abandon progressif de sa production d'énergie nucléaire. Dix-huit mois après l'accident de Fukushima, la conversion énergétique totale est prévue pour les environs de 2040.

C'est une nouvelle très attendue par bon nombre de Japonais qu'a indiquée hier le gouvernement nippon. En effet, le gouvernement japonais a annoncé l'arrêt de la production nucléaire du pays d'ici à la fin des années 2030. Avec cette décision, le Japon devient ainsi le troisième pays, après l'Allemagne et la Suisse, à faire part de son intention de stopper ses réacteurs depuis l'accident de Fukushima Daiichi, le 11 mars 2011. Mais le pays se donne donc un peu moins de 30 ans pour effectuer une conversion énergétique complète.

«Le gouvernement va instaurer toutes les mesures possibles pour amener la production nucléaire à zéro pendant les années 2030», a déclaré Tokyo dans un document consacré au nouveau plan éner-gétique à établir pour tirer les conséquences de la catastrophe. ..

(Source FeedDemon)

BRÈVES DE L'ÉNERGIE

Photovoltaïque : comment limiter la déperdition d'énergie ?

La limitation des taux de déperdition représente un enjeu crucial dans la production de l'énergie de demain. Parmi l'ensemble des technologies renouvelables, c'est le solaire photovoltaïque qui connaît la plus importante déperdition d'énergie.

Les études estiment que les installations photovoltaïques perdent au minimum 80% de l'énergie solaire. En d'autres termes, le rendement de ces mêmes installations ne dépasse pas 20%.

Le rendement d'une cellule photovoltaïque baisse à mesure que la température augmente puisqu'une partie du rayonnement du soleil n'est pas convertie en électricité et se dissipe alors sous forme de chaleur. Celle-ci augmente alors la température de la cellule qui perd en productivité.

Pour autant, des solutions sont déjà proposées pour contrer ce problème de la déperdition d'énergie des installations photovoltaïques.

80% de l'énergie solaire perdue

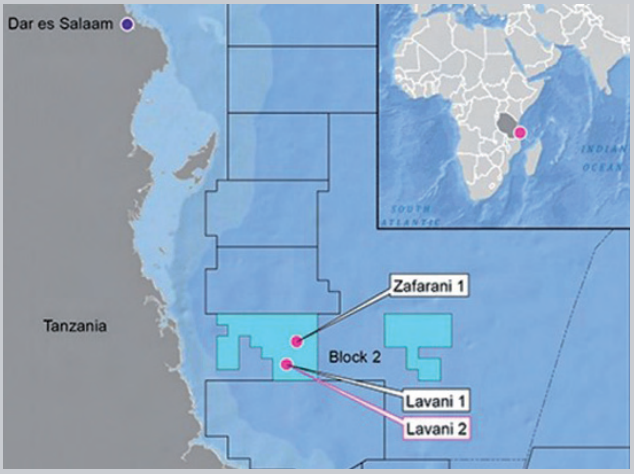
Tout d'abord, certains panneaux solaires hybrides reprennent le principe de cogénération afin de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur. Il s'agit en fait d'une combinaison entre les énergies photovoltaïques et thermiques au sein des mêmes panneaux. L'idée est que le fluide circulant dans la partie thermique refroidit les cellules photovoltaïques, augmentant donc leur rendement. Parallèlement, ce même fluide est réchauffé et permet alors la production d'eau chaude.

Récemment, une société du secteur a proposé un autre type d'innovation. Son invention, nommée R-Volt, valorise les deux faces des panneaux photovoltaïques. D'un côté, les cellules photovoltaïques produisent de l'électricité, de l'autre une gaine récupère l'air chaud, le filtre et l'assaini afin de l'insuffler dans l'habitation. Selon l'entreprise, ce système permettrait de produire de l'électricité, du chauffage, de l'eau chaude. En été, le mécanisme peut également diffuser de l'air frais.

Le photovoltaïque pourrait donc prendre une place de plus en plus importante dans le bâtiment de demain. Une conférence sur ce sujet se tiendra au Ministère du Développement durable et de l'Energie le 10 avril 2013.

Tanzanie :

Statoil et ExxonMobil découvrent un important gisement de gaz naturel



(Agence Ecofin) - La compagnie Statoil a annoncé, la découverte d'un gisement de gaz naturel d'un volume de 4 à 6 trillions de pied-cubes à une profondeur de 2300 m dans des sédiments du tertiaire avec le forage du puits Tangawizi-1 dans le bloc 2 au large de la Tanzanie.

Il s'agit de la troisième importante découverte, sur quatre forages, dans son joint-venture avec ExxonMobil, qui porte à entre 15 et 17 trillions pied-cube le volume total de gaz nature dans ce bloc 2.

« Le succès obtenu dans le bloc 2 est le résultat d'une ambitieuse et concluante campagne de forage. Nous avons achevé à ce jour cinq puits en 15 mois et nous continuerons avec d'autres puits cette année », a indiqué Tim Dodson, directeur des explorations chez Statoil.

Les compagnies Statoil et ExxonMobil esperent des «découvertes plus importantes » dans le bloc 2, avec des données sismiques 3D qui viennent d'être enregistrées en des endroits du bloc 2 où les précédentes données n'étaient jusque-là que de l'ordre de 2D.

La compagnie Statoil est, sur mandat de Tanzania Petroleum Development Corporation (TPDC), l'opérateur du bloc 2 qu'elle détient à 65% contre 35% pour ExxonMobil Exploration et Production Tanzania Ltd.

(Recueuillis par ABM)

QUEL MIX ENERGETIQUE POUR LA TUNISIE ?

Jomâa SOUISSI
Directeur au sein du Groupe
Etudes Stratégiques de la STEG

En novembre 2006, le gouvernement tunisien a pris la décision d'étudier l'opportunité d'introduire l'option nucléaire dans le système électrique tunisien et a chargé la STEG de réaliser une étude de faisabilité technico-économique relative à cet aspect. Cette décision est motivée principalement par une demande croissante en électricité et une production limitée des hydrocarbures .dont les coûts sont en perpétuelle croissance

C'est dans ce cadre que la STEG a entrepris l'étude d'évaluation des différentes options de développement en mix-énergie du parc de production de l'électricité de la Tunisie à l'horizon 2031, et ce, en collaboration avec l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA).

L'étude s'est basée sur les méthodologies des outils de l'AIEA : MAED (Model for Analysis of the Energy Demand) pour les prévisions de la demande nationale d'électricité et WASP (Wien Automatic System Planning) pour l'optimisation du programme de développement du parc de production de l'électricité en Tunisie en mettant en compétition plusieurs technologies, tout particulièrement, celles du nucléaire, du charbon et des énergies renouvelables (EnRs).

Les résultats des prévisions montrent que, pour satisfaire la demande en électricité, la production nationale de l'électricité passerait selon un scénario de référence, d'environ 15500 GWh en 2011 à près de 31000 GWh en 2031, avec une augmentation de la puissance maximale de pointe qui atteindrait 5687 MW en 2031, enregistrant ainsi un taux de croissance annuel moyen d'environ 3,5% pour la période 2011-2031 (voir le Tableau T.1).

Tableau T.1: Projection de la demande d'électricité pour le scénario de référence (y compris les pertes dans les réseaux de transport et distribution)

	2004	2011	2016	2021	2026	2031
Production (GWh)	11536	15430	19952	23515	27158	30862
Pointe (MW)	2032	3010	3766	4472	5091	5687

Pour le développement du parc de production de l'électricité, il a été considéré le programme d'équipement pour la période 2012-2015 déjà figé ainsi que la mise en service de la première centrale à cycle combiné mono-arbre de Ghannouch, 410 MW, le Pôle de Production ELMED constitué d'une composante thermique et d'une composante en énergie renouvelable d'au moins 100 MW et le déclassement de certaines unités de production.
Le déficit de puissance développable (plus de 3000 MW en 2031) doit être comblé progressivement après 2015 par de nouveaux ouvrages.
L'analyse des différentes options disponibles a mené à considérer dans le programme de développement du parc électrique tunisien des types d'unités de production suivants:

- Unité nucléaire de type REP – réacteur à eau pressurisée («Pressurised Water Reactor» – PWR) de 1000 MW (code: NUCL);
- Unité supercritique (SC) à charbon (houille) pulvérisé de 600 MW, avec traitement des fumées (code: H600);
- Centrale à cycle combiné «single-shaft» au gaz naturel de 400 MW (code: C400);
- Turbine à gaz au gaz naturel de 270 MW (code: T270);
- Centrale hybride cycle combiné – solaire (la participation du solaire est d'environ 5% de la production annuelle d'énergie) de 175 MW (code: HGNS);
- Centrale éolienne terrestre de 60 MW (code: EOLT);
- Centrale thermo-solaire de 50 MW, avec combustible fossile d'appoint (environ 15% de la production annuelle d'énergie) et avec stockage de l'énergie thermique (code: SAST);
- Centrale thermo-solaire de 50 MW, avec combustible fossile d'appoint dont la participation est d'environ 15% de la production annuelle d'énergie, mais sans stockage de l'énergie thermique (code: SSST);
- Centrale solaire photovoltaïque (PV) de 10 MW (code: PV10).

En parallèle à l'étude d'optimisation du parc de production, une étude a été menée sur la prévision des prix des combustibles durant les 25 prochaines années, qui s'est appuyée sur les travaux de certaines organisations spécialisées dans ce gendre de projections, comme Energy Information Administration du Département de l'Energie des Etats-Unis, l'Agence Internationale de l'Energie de l'Organisation de Coopération et de Développement Economique, la Banque Mondiale, la Commission Européenne, Department for Business Enterprise & Regulatory Reform de Grande Bretagne et l'Office National de l'Energie (National Energy Board) de Canada. Cette étude a montré que le prix du combustible nucléaire est le plus faible et peu variable, contrairement à ceux des combustibles fossiles qui subissent des variations plus importantes, inhérentes particulièrement à l'épuisement progressif de ses ressources (Figures F.1 et F.2).

Figure F.1: Comparaison des prix (historiques et prévisions pour le futur) des combustibles fossiles, 1985-2035

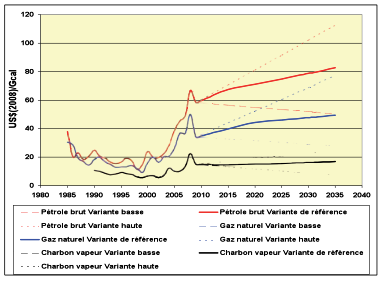
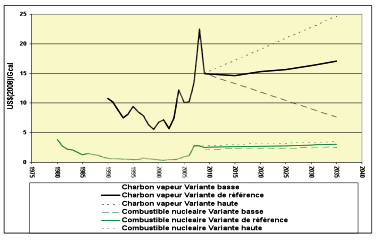
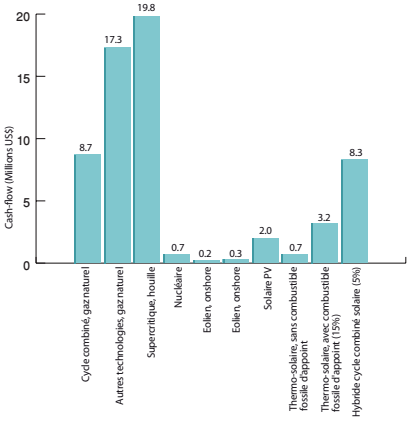


Figure F.2: Comparaison des prix (historiques et prévisionnels) du charbon vapeur et du combustible nucléaire, 1980-2035



Par ailleurs, l'analyse des externalités (couts externes) relatives à l'impact sur l'environnement des émissions de gaz à effet de serre (GES) des différentes technologies de production montre qu'elles varieraient d'environ 0,5 $/MWh pour certaines énergies renouvelables et le nucléaire jusqu'à près de 20 $/MWh pour les centrales au charbon (Figure F.3).
Par ailleurs, l'analyse des externalités (couts externes) relatives à l'impact sur l'environnement des émissions de gaz à effet de serre (GES) des différentes technologies de production montre qu'elles varieraient d'environ 0,5 $/MWh pour certaines énergies renouvelables et le nucléaire jusqu'à près de 20 $/MWh pour les centrales au charbon (Figure F.3).

Figure F.3: Coût externes (effet des GES uniquement) des technologies futures de production de l'électricité en Tunisie, US$ (2008)MWh



Le Tableau T.2 montre les valeurs des paramètres techniques et économiques des options de développement du parc de production analysées dans cette étude. Elles concordent avec la littérature internationale dans la matière.

Tableau T.2: Paramètres techniques et économiques des options de développement du parc de production analysées

Paramètre	Année	Unité nucléaire	Unité SC à charbon	Cycle combiné «single-shaft»	Turbine à gaz	Hybride cycle combiné – solaire	Thermo-solaire avec stockage	Thermo-solaire sans stockage	Solaire PV	Eolienne onshore
Code de l'unité	-	NUCL	H600		T270		SAST	SSST	PV10	
Combustible	-	uranium	houille	C400	gaz	HGNS	gaz naturel	gaz naturel	-	EOLT
Puissance (MW)	-	1000	600	gaz	270	gaz naturel	50	50	10	-
Temps de construction	-	6	4	400	2	175	3	3	2	60
Durée de vie (ans)	-	50	35	3	25	3	30	30	25	2
Coût d'investissement (US$(2008)/kW)	2009	3820	2450	25	658	25	Min: 4749 Ref: 5412 Max: 6075	4492	Min: 3712 Ref: 5478 Max: 7243	20 Min: 1256 Ref: 1492
	2020			984		1461	Min: 2875 Ref: 3433 Max: 3991	2849	Min: 2430 Ref: 4000 Max: 5570	Max: 1728 Min: 1132 Ref: 1301
	2031						Min: 1742 Ref: 2182 Max: 2622	1811	Min: 1590 Ref: 2942 Max: 4295	Max: 1470 Min: 1075 Ref: 1235
Distribution du coût d'investissement par an de construction (%)	1	10	10		50		22	22	5	Max: 1395
	2	15	40	20	50	20	30	30	95	5
	3	25	40	55	-	55	48	48	-	95
	4	25	10	25	-	25	-	-	-	-
	5	15	-	-	-	-	-	-	-	-
	6	10	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement, PCI (%)	-	33	40	-	34.5	-	-	-	-	-
Consommation				52.7		52.5				-
Coût combustible ((US$¢(2008)/Gcal)	2009	251	1498		3408		3408	3408	-	
	2020	325	1530	3408	4434	3408	4434	4434	-	-
	2031	355	1649	4434	4803	4434	4803	4803	-	-
Facteur d'utilisation (%)	2009			4803		4803				-
	2020	88	80		15		55	30	22.8	24.3
	2031			80		80				27
Frais O&M fixes (US$(2008)/kW-an)	2009						74.5	74.5		29.8
	2020	70	30		10.9		50.7	50.7	28.8	
	2031			12.1		13	34.5	34.5	23.5	12.3
Frais O&M variables (US$(2008)/MWh)	2009								23.5	
	2020						0	0		6.2
	2031	0.5	4.1		3.3				0	4.9
Externalités	-	0.7	19.8	2.1	17.3	2.1	3.2	3.2	2.0	4.7
				8.7		8.3				0.2

Des analyses préliminaires de type «screening» et coût-bénéfice, effectuées en deux hypothèses: sans (Figure F.4) et avec la prise en compte des externalités (Figure F.5), ont montré que:

▲ Les centrales nucléaires et au charbon sont les meilleures options non-renouvelables de développement du parc de production tunisien après 2015.

▲ L'option renouvelable la plus prometteuse est l'éolien terrestre, qui aura après 2015 un coût nivelé de production comparable aux meilleurs options non-renouvelables et qui, en plus, a une tendance décroissante et n'est pas soumise au risque de la croissance du prix du combustible.

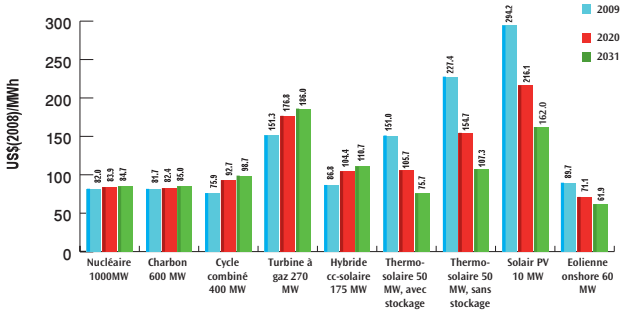
▲ Les centrales thermo-solaires avec stockage de l'énergie thermique auront des coûts nivelés de production comparables à ceux des options non-renouvelables vers la fin de la période de notre étude (2031).

▲ La centrale thermo-solaire avec stockage de l'énergie thermique est meilleure que celle sans stockage.

▲ La centrale cycle combiné au gaz naturel est préférable à la centrale hybride cycle combiné – solaire.

▲ Le solaire photovoltaïque est pour l'instant l'option avec le coût de production le plus élevé.

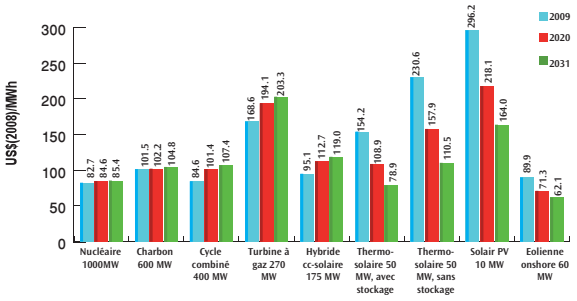
Figure F.4: Coûts nivelés de production, sans externalités, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût bénéfice, Variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles



Les énergies renouvelables ont été introduites après avoir garanti la fiabilité du parc de production avec une qualité de service acceptable.

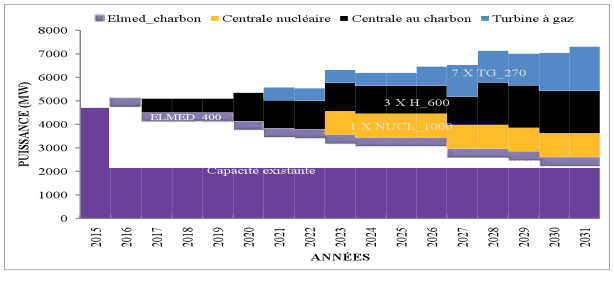
La Figure F.6 montre l'évolution des capacités installées du parc de production par type de technologie en précisant la capacité du parc existant et celles des nouvelles unités investies.

Figure F.5: Coûts nivelés de production, avec externalités GES uniquement, des différentes options de développement du parc de production tunisien, par la méthode coût-bénéfice, Variantes de référence des coûts d'investissement et des prix des combustibles



Le programme d'équipement optimal, sans tenir compte des énergies renouvelables, prévoit l'introduction d'une puissance totale de 4690 MW jusqu'en 2031, en dehors de la centrale ELMED, à savoir: trois unités supercritiques au charbon de 600 MW en 2017, 2020 et 2028, et une unité nucléaire de 1000 MW en 2023, comme équipements de base, et sept turbines à gaz de 270 MW en 2021 (2 unités), 2026, 2027 (2 unités), 2030 et 2031, comme équipements de pointe. Les analyses menées à l'aide du modèle WASP ont confirmé l'introduction du nucléaire dès son entrée en compétition en 2023, et ce, compte tenu des délais nécessaires aux études, à la construction et à la mise en service de la centrale électronucléaire.

Figure F.6: Évolution de la puissance installée du parc de production tunisien, sans tenir compte des énergies renouvelables, pour la période 2015-2031



EN COUVERTURE

En introduisant les énergies renouvelables, la capacité investie pour la période de planification 2015-2031 s'élève à 4990 MW (soit 300 MW supplémentaires en centrales éoliennes onshore), les frais de combustible diminuent de 4,16% et la fonction objective de l'optimisation diminue aussi de 0,89%. Sa ventilation par type de technologie est donnée dans le Tableau T.3 et la Figure F.7.

Comme le montre la Figure F.8, la dépendance par rapport au gaz naturel se résorbe progressivement par le biais de l'introduction des centrales au charbon, nucléaire et éoliennes.

L'introduction des technologies vertes (éolien onshore) procure un gain cumulé en combustibles fossiles sur la période 2015-2031 de 3628 Ktep (Figure F.9), ce qui représente une économie d'environ 875 millions de dollars (Figure F.9) et un évitement de 6546 Ktonnes CO2 et 3199 tonnes SO2 sur toute la période de planification (Figure F.10).

Figure F.7: Évolution de la puissance installée du parc de production tunisien en tenant compte des énergies renouvelables pour la période 2015-2031

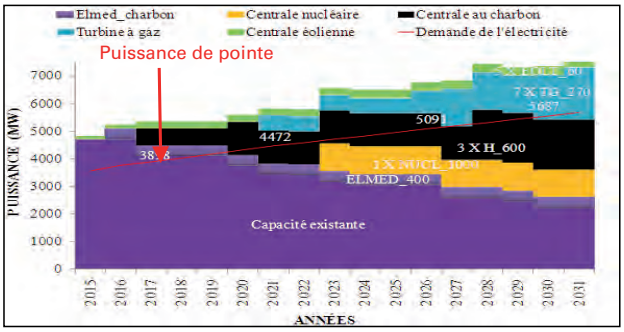


Tableau T.4: Programme de développement optimal du parc de production pour la période 2015-2031

Année	Puissance du système existant	Equipements dispachables				Puissance total du parc de production
		Equipemnts de base		Equipements de pointe	Equipements intermittents	
		Cetrale nucléaire (1000 MW/Unité)	Cetrale au charbon (600 MW/Unité)	Turbine à gaz (270 MW/Unité)	Central éolienne (60 MW/Unité)	
2015	4706	-	-	-	-	4706
2016	5106	-	-	-	-	5106
2017	4506	-	1	1	1	4506
2018	4506	-	-	-	-	4506
2019	4506	-	-	-	-	4506
2020	4146	-	1	-	-	4146
2021	3836	-	-	2	2	3836
2022	3809	-	-	-	-	3809
2023	3573	1	1	-	-	3573
2024	3455	-	-	-	-	3455
2025	3455	-	-	-	-	3455
2026	3455	-	-	1	1	3455
2027	2984	-	-	2	2	2984
2028	2984	-	1	-	-	2984
2029	2866	-	-	-	-	2866
2030	2626	-	-	1	1	2626
2030	2626	-	-	1	1	2626

Figure F.8: Ventilation de la production électrique par type de combustible

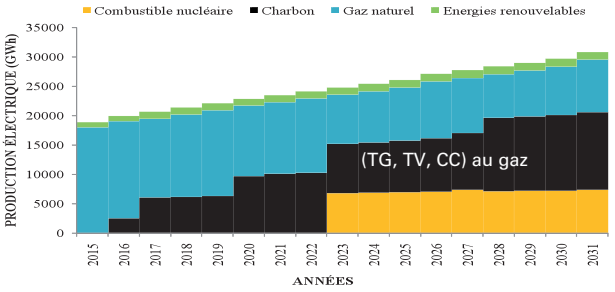


Figure F.9: Economie en quantités de combustible par période due à l'introdution des technologies vertes (ktep)

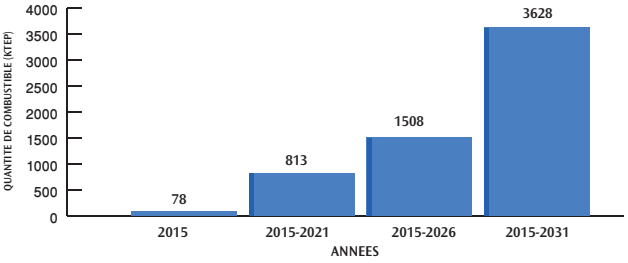


Figure F.10: Economie en dépenses de combustible par période due à l'introduction des technologies vertes (million US$)

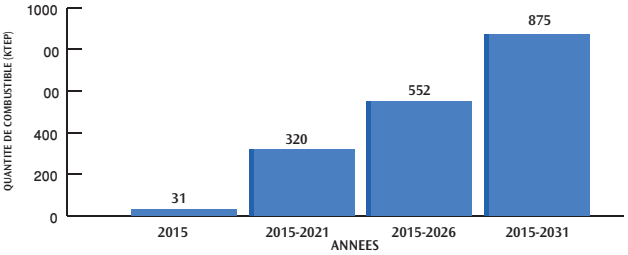
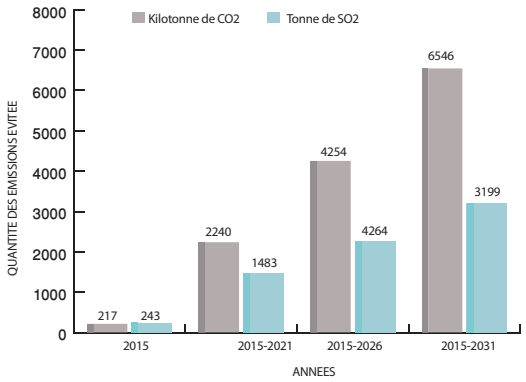
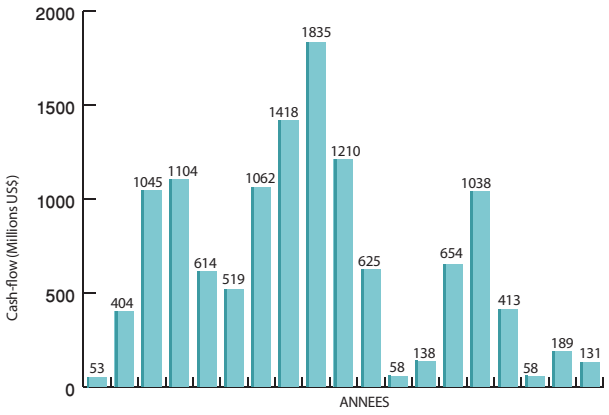


Figure F.11: Quantités des émissions évitées de CO2 et SO2



L'effort d'investissement du programme optimum de développement est concentré pendant la période 2018-2021 (voir le cash-flow de la Figure F.12), la pointe des travaux d'installation de l'unité nucléaire.

Figure F.12: Cash flow de l'investissement du programme optimum



Les études de sensibilité ont vérifié la robustesse du programme optimum de développement du parc de production à la variation des différents paramètres prépondérants, tels que le taux d'actualisation, les coûts d'investissement et les coûts de combustibles.

En effet, une variation du taux d'actualisation (TA) de 5% à 10%, ne modifie pas la composition du parc électrique optimal. Un taux de 5% favorise les technologies ayant une composante d'investissement importante et des charges d'exploitation faibles, ce qui explique la persistance de l'introduction de la technologie nucléaire et l'anticipation des centrales éoliennes.

L'option nucléaire persiste dans le programme d'équipement pour un taux d'actualisation allant à 10 %, une hausse de coût d'investissement jusqu'à 20% et une hausse du prix de combustible allant à 145%.

La technologie «cycle combiné» commence à apparaître dans la solution optimale à partir de 2017 si son coût d'investissement baisse de 70%. Cette technologie continue à apparaitre dans la composition optimale du parc de production en 2031 pour un prix du gaz naturel de 340 US$(2008)/tep (environ 15% de baisse par rapport au prix de référence de 396,7 US$(2008)/tep en 2015). Pour une baisse de 25% et plus du prix du gaz naturel (soit moins de 300 US$/tep), les Cycles combi-

nés prennent la place des centrales au charbon et ELMED serait également au gaz.

Les centrales thermo-solaires avec stockage commencent à apparaître dans le programme de développement optimal à partir de 2027 pour une baisse de 40% de son coût d'investissement.

La technologie charbon persiste dans la composition du parc jusqu'à une croissance maximale de 40% du prix du charbon. Toutefois, pour une augmentation de 40% du prix du charbon, on observe une diversification du parc de production qui est constitué de cycles combinés, de la centrale électronucléaire, des turbines à gaz et de quelques centrales au charbon. Au fur et à mesure que son prix augmente, le charbon laisse sa place aux cycles combinés au gaz dans la composition optimale du parc de production.

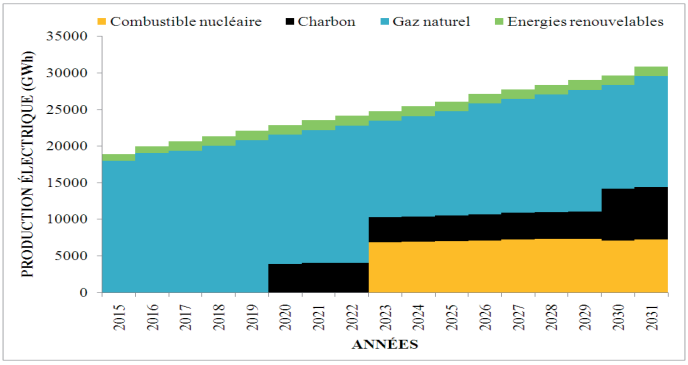
La prise en compte des externalités dues aux GEF favorise les énergies renouvelables, les centrales au gaz naturels et nucléaires au détriment des centrales au charbon.

La puissance additionnelle, y compris les énergies renouvelables, pour la période de planification 2015-2031 s'élève à 4920 MW. Sa ventilation par type de technologie est donnée dans le Tableau T.5. La ventilation de la production électrique par type de combustible est illustrée par la Figure F.13.

Tableau T.5: Programme de développement optimal pour la période 2015-2031 en tenant compte des contraintes environnementales

Année	Puissance du système existant	Equipements dispachables				Equipements intermittents	Puissance total du parc de production
		Equipemnts de base			Equipements de pointe		
		Cetrale nucléaire (1000 MW/Unité)	Centrale au charbon (600 MW/Unité)	Cycle combiné (400 MW/Unité)	Turbine à gaz (270 MW/Unité)	Central éolienne (60 MW/Unité)	
2015	4706	-	-	-	-	2	4826
2016	5106	-	-	-	-	-	5226
2017	4506	-	-	1	-	3	5206
2018	4506	-	-	-	-	-	5206
2019	4506	-	-	-	1	-	5476
2020	4146	-	1	-	-	-	5716
2021	3836	-	-	-	1	-	5676
2022	3809	-	-	-	-	-	5649
2023	3573	1	-	-	-	-	6413
2024	3455	-	-	-	-	-	6295
2025	3455	-	-	-	-	-	6295
2026	3455	-	-	-	1	-	6565
2027	2984	-	-	1	1	-	6764
2028	2984	-	-	-	1	-	7034
2029	2866	-	-	-	-	-	6916
2030	2626	-	1	-	-	-	7276
2030	2626	-	-	-	1	-	7546

Figure F.17: Ventilation de la production électrique par type de combustible, en tenant compte des contraintes environnementales



Avec la prise en compte des coûts externes, les quantités de combustible diminuent légèrement ce qui permet un gain cumulé sur la période 2015-2031 de 5079 ktep (Figure F.18).

Ce gain cumulé de combustible entraîne un évitement d'émissions de 32782 kilotonnes CO2 et de 71284 tonnes SO2 sur toute la période de planification 2015-2031 (Figure F.15).

Figure F.14: Consommations de combustible sans et avec externalités environnementales (ktep)

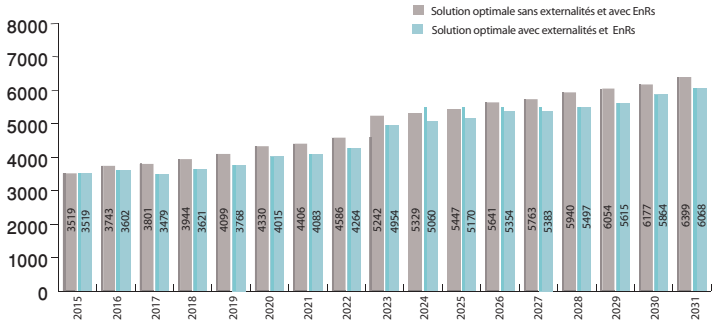
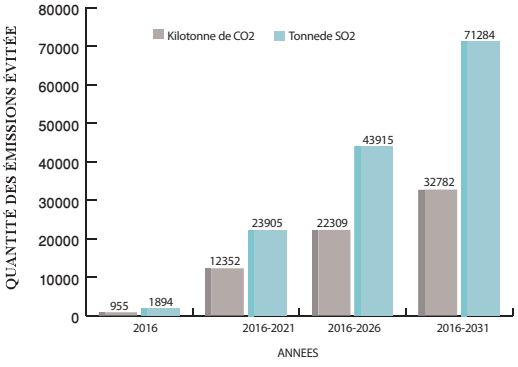


Figure F.15: Quantités des émissions CO2 et SO2 évitées par période



Les perspectives énergétiques mondiales selon le rapport 2012 de l'AIE

Présenté par Ezzedine Khalfallah
Consultant International en Energie
Président de l'Association Tunisienne du Pétrole & du Gaz « ATPG »

L'Agence internationale de l'énergie (AIE), première autorité sur les tendances de l'offre et de la demande d'énergie a publié récemment son rapport World Energy Outlook (WEO) 2012. Ce rapport annuel présente différents scénarios de politiques énergétiques jusqu'en 2035, permettant d'analyser les grandes évolutions énergétiques en cours ou à venir, et les enjeux et les limites du point de vue de la lutte contre le changement climatique. Ce document analyse l'effet des politiques énergétiques dans le monde sur les tendances à venir dans le domaine énergétique, en ce qui concerne notamment l'offre et la demande d'énergie, les hydrocarbures, les énergies renouvelables, les changements climatiques et l'efficacité énergétique.

L'AIE met ainsi à jour ses scénarios où le WEO confronte le scénario central « nouvelles politiques » qui tient compte des engagements en matière de réduction des gaz à effet de serre, notamment suite aux accords de Cancun, avec le scénario tendanciel « politiques actuelles», qui décrit l'évolution des marchés mondiaux de l'énergie, en prenant en compte uniquement les politiques en vigueur mi-2012. Le WEO développe un troisième scénario « 450 ppm » proposant une évolution du système énergétique mondial, qui permettrait de faire diminuer les émissions de CO2 liées à la combustion énergétique, afin de limiter le réchauffement climatique à 2°C (par rapport à l'ère préindustrielle).

Le WEO apporte des éclairages sur plusieurs déterminants du système énergétique mondial. Plusieurs thèmes sont l'objet d'un focus dans l'édition 2012 :

- l'efficacité énergétique, avec le développement d'un scénario «monde efficace», permettant de constater les bénéfices en termes de réduction de la consommation énergétique et d'émission de gaz à effet de serre ;
- l'Irak, appelé à devenir un pays clef dans l'équilibre du marché pétrolier mondial, qui a fait l'objet d'une conférence conjointe AIE-DGEC-IFRI le 26 octobre 2012 ;
- l'accès universel à des services énergétiques modernes en 2030.
- les enjeux concernant l'eau dans la production énergétique ;

Le WEO 2012 met notamment en évidence :

- la forte croissance des besoins énergétiques, tirée par la croissance de la demande des pays émergents ;
- la place prédominante, bien qu'en diminution, des énergies fossiles dans la satisfaction des besoins énergétiques mondiaux, avec un rôle important du charbon et du gaz pour la génération électrique, et un rôle prédominant du pétrole dans le secteur des transports;
- le rôle croissant des énergies renouvelables, qui ne deviendraient toutefois majoritaires dans la génération électrique que dans le cadre d'une politique de décarbonation volontariste (scénario « 450 ppm ») ;
- la contribution essentielle des ressources non conventionnelles dans le développement de la production pétrolière et gazière, avec en particulier, la nouvelle donne que cela représente pour les Etats-Unis, qui pourraient provisoirement devenir le premier producteur mondial de pétrole à l'horizon 2017-2020 ;
- le levier indispensable que représente l'efficacité énergétique dans la réduction de la consommation et des émissions de CO2, en particulier d'ici 2020, et dont le potentiel d'économie reste encore largement sous-exploité dans le cadre des nouvelles politiques.

Les principales conclusions qui se dégagent de ce rapport se résument dans ce qui suit :

- Même dans le cas du scénario le plus optimiste pour les énergies renouvelables, les combustibles fossiles demeureront la principale source d'énergie dans le monde ;
- La demande mondiale d'énergie s'accroîtra d'un tiers d'ici 2035, et la Chine, l'Inde et le Moyen-Orient représenteront 60 % de cette augmentation ;
- La relance de la production de pétrole et de gaz aux États-Unis fera vraisemblablement de ce pays le plus important producteur pétrolier d'ici environ 2020, et l'Amérique du Nord pourrait devenir un exportateur net de pétrole vers 2030 ;
- Les sources pétrolières non classiques telles les sables bitumineux au Canada prendront de l'importance, ce qui amènera le Canada à jouer un rôle de premier plan dans l'approvisionnement pétrolier et la sécurité énergétique dans le monde.

Résumé du rapport

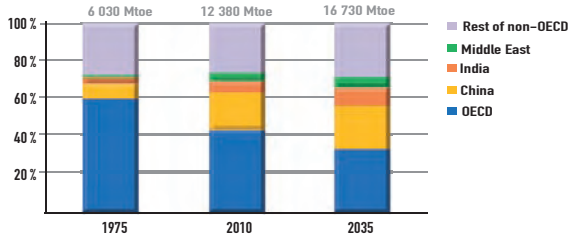
Un nouveau paysage énergétique mondial est en train de se dessiner

La carte énergétique mondial est en pleine évolution, ce qui peut avoir de profondes répercutions sur les marchés et les échanges d'énergie. Transformée par la résurgence de la production pétrolière et gazière aux États-Unis, elle pourrait se trouver remodelée également par l'abandon du nucléaire dans certains pays, par la croissance rapide et continue de l'utilisation des technologies solaires et éoliennes et par la généralisation de la production de gaz non conventionnel au niveau mondial. Les perspectives des marchés pétroliers internationaux dépendent de la capacité de l'Irak à revitaliser son industrie du pétrole...

Même en tenant compte des politiques et développements récents, insiste le rapport de l'AIE, le système énergétique mondial ne semble toujours pas s'être engagé sur une voie plus durable. Selon le Scénario « nouvelles politiques» (notre scénario central), la demande énergétique mondiale devrait augmenter de plus d'un tiers sur la période s'étendant jusqu'à 2035 ; la Chine, l'Inde et le Moyen-Orient représentant 60 % de cette hausse. La demande énergétique n'augmente que très peu dans les pays de l'OCDE, où l'on note un virage très net visant à se détourner du pétrole et du charbon (et, dans certains pays, du nucléaire) au profit du gaz naturel et des énergies renouvelables. En dépit de la croissance des sources d'énergie à faible teneur en carbone, les combustibles fossiles conservent une position dominante dans le mix énergétique mondial, aidés par des subventions s'élevant à 523 milliards de dollars en 2011 – six fois plus que les subventions destinées aux énergies renouvelables –, en augmentation de près de 30 % par rapport à 2010. Le montant de ces subventions aux énergies fossiles s'est trouvé entraîné à la hausse par l'augmentation des prix du pétrole. C'est au Moyen-Orient et en Afrique du Nord qu'elles restent les plus élevées, alors que l'élan en faveur de leur réforme semble avoir été perdu. Dans le Scénario « nouvelles politiques », les émissions de gaz à effet de serre correspondent à une hausse de 3,6 °C de la température mondiale moyenne à long terme.

Emerging economies steer energy markets

Share of global energy deman



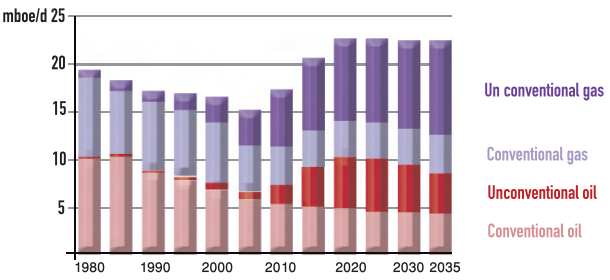
Global energy demand rises by one-third in the period to 2035, underpinned by rising living standards in china, India & the Middle East

Reflux d'énergie aux États Unis

Aux États-Unis, le secteur énergétique fait face à de profonds bouleversements, dont les effets se feront ressentir bien au-delà de l'Amérique du Nord et du seul secteur énergétique. La récente résurgence des productions pétrolière et gazière aux USA, résultat des technologies permettant l'exploitation des ressources en huile et en gaz de schiste, stimule l'activité économique – avec une baisse des prix du gaz et de l'électricité qui permet à l'industrie de gagner en compétitivité – et modifie en profondeur le rôle de l'Amérique du Nord en matière de commerce énergétique mondial. On prévoit que d'ici aux alentours de l'année 2020, les États-Unis deviendront le plus gros producteur de pétrole mondial (dépassant l'Arabie Saoudite jusqu'au milieu des années 2020) tout en commençant à ressentir l'impact des nouvelles mesures d'économie de carburant dans le secteur des transports.

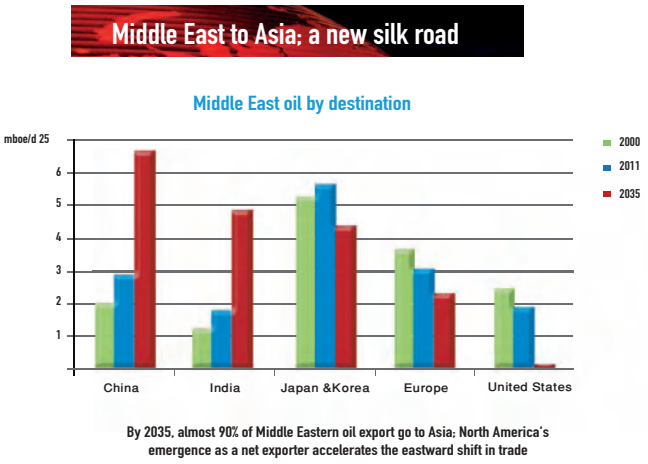
A United States oil & gas tranformation

US oil and gas production



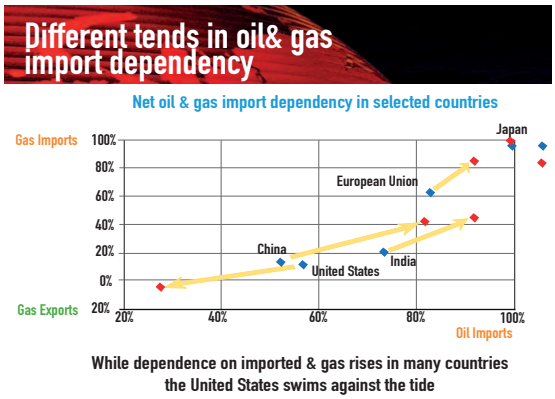
The surge in unconventional oil & gas production has implications well beyond the United States

Il en résulte une chute régulière des importations pétrolières des États-Unis, à tel point que l'Amérique du Nord devient exportatrice nette autour de 2030. Ceci accélère le mouvement du commerce pétrolier international vers l'Asie, et accentue l'importance de sécuriser les routes stratégiques qui transportent le pétrole du Moyen- Orient vers les marchés asiatiques.



By 2035, almost 90% of Middle Eastern oil export go to Asia; North America's emergence as a net exporter accelerates the eastward shift in trade

Les États-Unis, qui importent actuellement près de 20 % de leurs besoins énergétiques totaux, deviennent presque autosuffisants en termes nets – un renversement spectaculaire de la tendance observée dans la majorité des autres pays importateurs d'énergie.



While dependence on imported & gas rises in many countries the United States swims against the tide

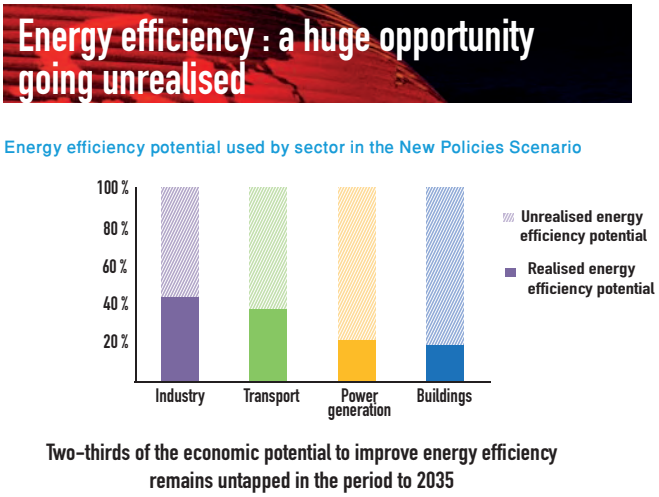
Mais personne ne peut s'isoler des marchés mondiaux

Aucun pays ne peut se targuer d'être une « île » énergétique, et les interactions entre combustibles, marchés et prix s'intensifient. La plupart des consommateurs de pétrole sont habitués aux effets des fluctuations de prix mondiales (la réduction de leurs importations de pétrole ne mettra pas les Etats Unis à l'écart des développements des marchés internationaux), mais ils peuvent s'attendre à des interactions croissantes dans d'autres secteurs. Actuellement par exemple, les prix modérés du gaz naturel entraînent une réduction de la consommation de charbon aux États-Unis, qui peuvent donc exporter leur production excédentaire vers l'Europe, où le charbon a détrôné le gaz plus onéreux. En 2012, à son niveau le plus bas, le gaz naturel était vendu aux États-Unis à près d'un cinquième des prix d'importation pratiqués en Europe et à un huitième de ceux pratiqués au Japon. À l'avenir, les interrelations de prix entre marchés gaziers régionaux seront amenées à se renforcer, avec la flexibilisation du commerce de gaz naturel liquéfié et l'évolution des conditions contractuelles. Les changements ressentis dans une partie du monde se répercuteront alors plus rapidement ailleurs. Au sein des différents pays et régions, les marchés électriques concurrentiels sont en train de créer des liens plus forts entre les secteurs gazier et charbonnier, qui doivent également s'adapter au développement des énergies renouvelables et, dans certains cas, à un recul de l'énergie nucléaire. Les responsables politiques œuvrant pour une amélioration de la sécurité énergétique en plus de leurs objectifs économiques et environnementaux se trouvent face à des choix de plus en plus complexes et parfois contradictoires.

Un plan d'action pour un monde d'efficacité énergétique

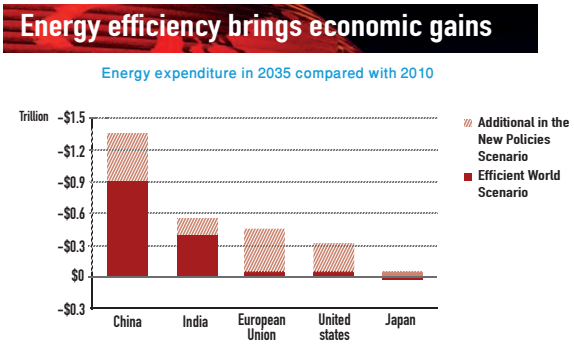
L'efficacité énergétique est largement reconnue comme un point clé aux mains des décideurs politiques. Mais les efforts actuels sont loin d'exploiter la totalité du potentiel économique disponible. Au cours de l'année passée, les principaux pays consommateurs d'énergie ont annoncé de nouvelles mesures : la Chine vise une réduction de 16 % de son intensité énergétique d'ici à 2015 ; les États-Unis

ont adopté de nouvelles normes en matière de consommation de carburant ; l'Union européenne s'est engagée à diminuer de 20 % sa demande énergétique en 2020, et le Japon prévoit de couper 10 % de sa consommation d'électricité d'ici à 2030. Selon le Scénario « nouvelles politiques », ces mesures permettent d'accélérer les progrès en matière d'efficacité énergétique mondiale, dont le rythme est resté d'une lenteur décevante au cours des dix dernières années. Mais même avec ces mesures, et les politiques déjà en place, une part significative du potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique – quatre cinquièmes du potentiel dans le secteur de la construction et plus de la moitié dans le secteur industriel – restera inexploitée.



Two-thirds of the economic potential to improve energy efficiency remains untapped in the period to 2035

Notre Scénario pour un monde plus efficace montre comment, en mettant à bas les obstacles aux investissements en faveur de l'efficacité énergétique, il est possible de libérer ce potentiel et de réaliser d'énormes progrès en matière de sécurité énergétique, de croissance économique et de protection de l'environnement. Ces progrès ne se basent pas sur des percées technologiques majeures ou inattendues, mais simplement sur la suppression des obstacles à la mise en place de mesures d'efficacité énergétique économiquement viables. Ceci aurait un impact majeur sur les tendances climatiques et énergétiques au niveau mondial par rapport aux prévisions du Scénario « nouvelles politiques ». La croissance de la demande mondiale en énergie primaire jusqu'en 2035 s'en trouverait divisée par deux. La demande en pétrole culminerait avant 2020, et serait inférieure de près de 13 mb/j en 2035. Une telle baisse correspondrait à la production actuelle combinée de la Russie et de la Norvège, et relâcherait la pression pour de nouvelles découvertes et développements pétroliers. L'investissement supplémentaire de 11 800 milliards de dollars (en dollars de 2011) dans les technologies éco-énergétiques serait très largement compensé par la réduction des dépenses en combustibles. Ces bénéfices permettraient une réorientation graduelle de l'économie mondiale et augmenteraient la production économique cumulée jusqu'en 2035 de 18 000 milliards de dollars, les augmentations de produit intérieur brut (PIB) les plus importantes étant ressenties en Inde, en Chine, aux États-Unis et en Europe.

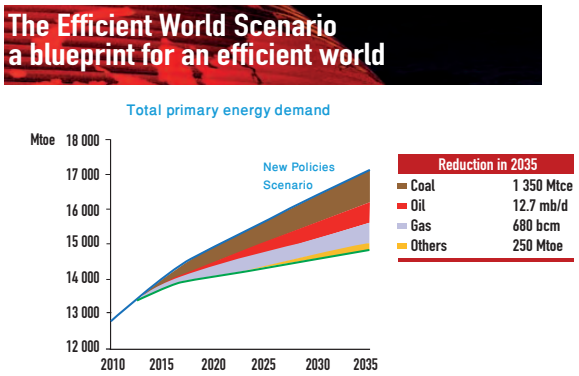


In addition to cutting energy expenditures by an average of 20%, improved efficiency brings wider economic gains, particularly fo India, China, the United States &Europe

L'accès universel aux énergies modernes serait plus facile à atteindre et la qualité de l'air s'améliorerait, grâce à une forte chute des émissions de polluants au niveau local. Les émissions de dioxyde de carbone (CO_2) liées à l'énergie culmineraient avant l'année 2020, suivi par une baisse, correspondant à une augmentation à long terme de la température de 3°C.

Nous proposons les principes politiques capables de transformer le Scénario pour un monde plus efficace en réalité. Bien sûr, les étapes spécifiques différeront en fonction des pays et secteurs concernés. Mais des actions d'en-

vergure dans six domaines doivent être mises en place. Il faut rendre l'efficacité énergétique beaucoup plus visible en en mesurant et publiant les avantages économiques. L'importance de l'efficacité énergétique doit être mise en avant, pour qu'elle soit prise en compte dans les décisions des gouvernements, des industriels et de la société. Il incombe aux responsables politiques de la rendre plus abordable, par la création et le soutien de modèles de marchés, de vecteurs de financement et de mesures incitatives, afin de garantir un retour sur investissement reflétant une juste part des bénéfices économiques. En déployant un bouquet de réglementations visant à décourager les approches les moins efficaces et encourager les approches les plus efficaces, les gouvernements doivent aider à rendre les technologies éco-énergétiques dominantes. Des mesures de surveillance, de contrôle et de pénalité sont essentielles à l'obtention du niveau d'économie d'énergie escompté. Ces actions doivent être soutenues par un investissement dans une gouvernance renforcée en matière d'efficacité énergétique et par une capacité administrative adéquate à tous les niveaux.



Economically viable efficiency measures can halve energy demand growth to 2035; oil demand savings equal the current production of Russia & Norway

Les camions livrent une bonne partie de la hausse de la demande en pétrole

Selon le rapport la hausse de la consommation pétrolière dans les économies émergentes, en particulier dans le secteur du transport en Chine, en Inde et au Moyen-Orient, est supérieure à la baisse de la demande des pays de l'OCDE. La consommation de pétrole continue donc à augmenter dans le Scénario « nouvelles politiques ». La demande en pétrole passe de 87,4 mb/j en 2011 à 99,7 mb/j en 2035, et le prix moyen des importations de brut dans les pays de l'AIE atteint 125 dollars/baril en 2035 (en dollars de 2011 ; plus de 215 dollars/baril en termes nominaux). Le secteur des transports représente d'ores et déjà plus de la moitié de la consommation mondiale de pétrole, une proportion qui ne cesse d'augmenter avec le doublement du parc de véhicules de tourisme (à 1,7 milliard en 2035) et la hausse rapide de la demande en fret routier. Ce dernier est responsable de près de 40 % de l'augmentation de la demande mondiale en pétrole : la consommation de carburant pour poids lourds – principalement du diesel – augmente beaucoup plus rapidement que pour les véhicules de tourisme. Ceci s'explique en partie par le fait que les normes de consommation de carburant pour poids lourds sont encore peu répandues.

La production pétrolière hors OPEP augmente pendant la décennie en cours, mais l'approvisionnement post-2020 dépend de plus en plus des pays membres de l'OPEP. La poussée des approvisionnements non conventionnels, principalement l'huile de schiste aux États-Unis et les sables bitumeux au Canada, des liquides de gaz naturel, ainsi que des forages en mer profonde au Brésil, entraînent une hausse de la production hors OPEP, qui atteint après 2015 un plateau supérieur à 53 mb/j, contre moins de 49 mb/j en 2011. Cette tendance se poursuit jusqu'au milieu des années 2020, avant de retomber à 50 mb/j en 2035. La production des pays membres de l'OPEP augmente, en particulier après 2020, amenant leur part dans la production mondiale à près de 50 % en 2035, contre 42 % aujourd'hui. L'augmentation nette de la production mondiale de pétrole est entièrement attribuable au pétrole non conventionnel, dont une contribution de l'huile de schiste supérieure à 4 mb/j pendant la majeure partie des années 2020, et aux liquides de gaz naturel. Près de 30 % des 15 000 milliards de dollars d'investissement dans le secteur pétrolier et gazier amont, nécessaires pendant la période qui s'étend jusqu'en 2035, seront requis en Amérique du Nord.

L'âge d'or du gaz naturel : de quel carat

Sur un autre plan le rapport indique que le gaz non conventionnel compte pour près de la moitié de l'augmentation de

la production de gaz mondiale d'ici 2035, cette augmentation venant pour majeure partie de la Chine, des États-Unis et de l'Australie. Mais ce secteur n'en est encore qu'à ses débuts, avec des incertitudes, dans de nombreux pays, sur l'étendue et la qualité des ressources disponibles. Comme le montre l'analyse de l'Édition spéciale du World Energy Outlook publiée en mai 2012, l'impact environnemental de la production de gaz non conventionnel fait l'objet de préoccupations qui, si elles ne sont pas correctement prises en compte, risqueraient de stopper la révolution du gaz non conventionnel dans sa lancée. La confiance du public peut être renforcée par un cadre réglementaire solide et des performances industrielles exemplaires. En dopant et en diversifiant les sources d'approvisionnement, en tempérant la demande d'importations (comme c'est le cas en Chine) et en encourageant l'émergence de nouveaux pays exportateurs (comme les États- Unis), le gaz non conventionnel peut accélérer le mouvement vers une diversification des flux commerciaux, mettant sous pression les fournisseurs de gaz conventionnel et les mécanismes traditionnels de fixation du prix du gaz liés au pétrole.

Le charbon va-t-il garder sa place de combustible de premier choix ?

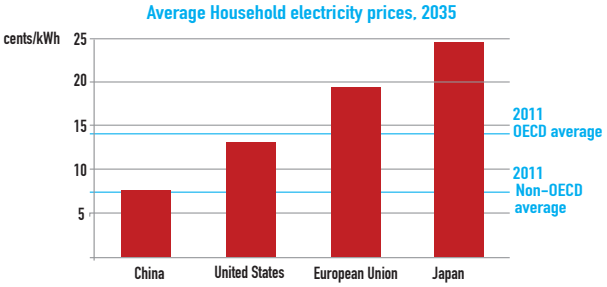
Au cours de la dernière décennie, le charbon a répondu pour près de moitié à l'augmentation de la demande mondiale d'énergie, croissant à un rythme plus élevé que la somme des énergies renouvelables...

Si le nucléaire retombe, par quoi sera-t-il remplacé?

La demande mondiale en électricité augmente presque deux fois plus vite que la consommation totale d'énergie. Ceci pose un véritable défi, qui se trouve amplifié par le niveau d'investissement nécessaire au remplacement d'infrastructures énergétiques vieillissantes. Près d'un tiers de la nouvelle capacité de génération électrique construite jusqu'en 2035 sert à remplacer les unités de production obsolètes. Elle se base pour moitié sur des sources d'énergie renouvelables, même si le charbon reste le premier combustible mondial pour la production d'électricité. Sur la période allant jusqu'en 2035, la croissance de la demande chinoise en électricité dépasse la demande d'électricité totale actuelle des États-Unis et du Japon, la production des centrales à charbon de la Chine croissant presque aussi vite que ses productions nucléaire, éolienne et hydraulique combinées.

Le rôle anticipé de l'énergie nucléaire a été revu à la baisse, certains pays remettant leur politique en question après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi en 2011. Le Japon et la France ont récemment rejoint la liste des pays prévoyant de réduire leur utilisation d'énergie nucléaire, alors que la compétitivité de cette dernière fait face, aux États-Unis et au Canada, au prix relativement bas du gaz naturel. Nous avons revu à la baisse nos prévisions sur la croissance de la capacité nucléaire installée par rapport à celles de l'Outlook de l'an dernier. Et si la production nucléaire augmente encore en termes absolus (en raison de l'augmentation de la production en Chine, en Corée, en Inde et en Russie), sa part du mix électrique global diminue légèrement avec le temps...

Wide variations in the price of power



Electrivity prices are set to increase with the highest prices persisting in the European Union & Japan, well above those in China & the United States

Les énergies renouvelables gagnent leur place au soleil

Une croissance continue de la production hydro-électrique ainsi que le développement rapide des énergies éolienne et solaire ont consolidé la position des énergies renouvelables comme part indispensable du mix énergétique mondial. D'ici à 2035, les énergies renouvelables représenteront près d'un tiers de la production totale d'électricité. De toutes les technologies renouvelables, c'est l'énergie solaire qui connaît la croissance la plus forte. En 2015, les énergies renouvelables seront la deuxième source de production d'électricité mondiale, représentant en gros la moitié de la part du charbon, et, en 2035, elles ne seront pas loin de

détrôner ce dernier comme première source mondiale d'électricité. La consommation de biomasse pour la production d'électricité et de biocarburants quadruple, avec des volumes échangés à l'international de plus en plus importants. Les ressources bioénergétiques mondiales sont plus que suffisantes pour satisfaire la fourniture de biomasse et de biodiesel prévue sans concurrencer la production alimentaire, même s'il reste certain que les implications en matière d'utilisation des terres doivent faire l'objet d'une gestion attentive. La croissance rapide des énergies renouvelables est soutenue par la baisse des coûts technologiques, par l'augmentation des prix des combustibles fossiles et du prix du carbone, mais aussi – et surtout – par le maintien des subventions : de 88 milliards de dollars en 2011 au niveau mondial, elles s'élèveront à près de 240 milliards de dollars en 2035. Avec le temps, les subventions de soutien aux nouveaux projets d'énergie renouvelable devront faire l'objet d'un ajustement, afin de s'adapter à une capacité croissante et à la chute du prix des technologies renouvelables, et pour éviter les charges excessives sur les gouvernements et les consommateurs.

L'accès universel à l'énergie doit encore faire l'objet d'une attention particulière

En dépit des progrès réalisés au cours de l'année passée, près de 1,3 milliard de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité, et 2,6 milliards sont privées de combustibles et technologies de cuisson modernes. Dix pays – dont quatre pays asiatiques en voie de développement et six pays d'Afrique sub-saharienne – représentent à eux seuls deux tiers de la population n'ayant pas accès à l'électricité, et seulement trois pays – l'Inde, la Chine et le Bangladesh – comptent pour plus de la moitié de la population privée de combustibles et technologies de cuisson modernes. Si le Sommet de Rio+20 n'a pas permis d'obtenir un engagement contraignant garantissant un accès universel à l'énergie moderne d'ici à 2030, l'Année internationale de l'énergie durable pour tous, décrétée par l'ONU, a fait naître de nouveaux engagements, jusque-là tant attendus, en faveur de cet objectif. Mais cela est loin d'être suffisant.

Nous présentons un Indicateur de Développement Énergétique (EDI) pour 80 pays, afin d'offrir aux responsables politiques un outil leur permettant de suivre les progrès réalisés en matière d'accès aux sources d'énergie modernes. L'EDI est un indicateur composite qui permet de mesurer le stade de développement énergétique d'un pays donné, au niveau de ses habitations individuelles et de ses équipements communautaires. Il met en lumière une large amélioration de la situation au cours de ces dernières années, les progrès les plus importants ayant été réalisés en Chine, en Thaïlande, au Salvador, en Argentine, en Uruguay, au Vietnam et en Algérie. Dans un certain nombre de pays cependant, l'EDI reste bas. C'est le cas de l'Éthiopie, du Liberia, du Rwanda, de la Guinée, de l'Ouganda et du Burkina Faso. L'Afrique sub-saharienne, qui obtient les résultats les plus faibles, domine le bas de classement.

Chiffres clés

Les travaux de l'exploration et de développement à fin mars 2013

BOUZOUADA Ridha : Directeur à la DGE

Les activités d'exploration et de développement durant le premier trimestre de l'année 2013, comparées à celles de la même période de 2012 ont été caractérisées par:

- *le nombre total des sociétés pétrolières s'élève à 60 compagnies et détiennent des intérêts sur 50 permis et 52 concessions d'exploitation.*
- *L'acquisition de 1093 km² 3D et 66 km²D contre 527 km sismique 2D et 704 km² 3D.*
- *Le forage de 7 puits dont 3 explorations contre 6 puits (2 puits d'exploration et 4 puits de développement) ;*

Période		Fin mars 2011	Fin mars 2012	Fin mars 2013
Nombre de permis attribués		-	1	1
Nombre de permis abandonnés		-	-	-
Nombre total de permis en cours		52	52	50
Nombre de Sociétés		73	68	60
Nombre de puits d'exploration forés		3	2	3
Nombre de découvertes		1	-	
Nombre de puits de développement forés		1	4	4
Sismiques Réalisées	2-D (km)	-	527	66
	3-D (km^2)	360	704	1093

1 / Les titres des hydrocarbures

Le nombre total des permis en cours de validité à fin mars 2012 est de 50 permis couvrant une superficie totale de 157 253 km2 soit environ 65%

Ainsi le nombre de concessions d'exploitation d'hydrocarbures en cours de validité à fin mars 2013 est de 52.

Ces titres (permis et concessions) sont détenus par 60 compagnies internationales et tunisiennes et de l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières.

La période des trois premiers mois de l'année 2013 est caractérisée essentiellement par :

• L'octroi d'un permis de recherche «Araifa» situé dans le gouvernorat de Tataouine et couvre une superficie de 988 km2 au profit de l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières et la société ukrainienne «YNG Exploration Limited». La Signature de la convention et ses annexes été le 7 mars 2013.

2 / Les travaux de l' exploration

L'activité d'exploration s'est manifestée par la poursuite de forage de deux (2) puits d'exploration démarrés en 2012, le forage de trois (3) nouveaux puits et la réalisation de deux (2) campagnes sismiques.

a / La sismique

Le premier trimestre de l'année 2013 a été marqué par la réalisation de deux (2) campagnes sismiques 3D sur les permis marin «Mahdia» (dans le golfe de Gabès) et le permis terrestre «Borj El Khadra» (dans le gouvernorat de Tataouine), aboutissant à l'acquisition de 1093 Km^2 de sismique 3D.

La campagne sismique 3D sur Borj El Khadra a démarré le 1er décembre 2012 par la société de service « CGG » pour le compte du titulaire du permis (ETAP : 50%, Eni : 25% ; OMV : 20% et %, Strom : 5%).

Alors que la campagne sur le permis Offshore Mahdia a démarré le 22 févreier 2013 par la société chinoise « BGP» pour le compte de la société américaine « Tethys ».

Une campagne sismique de 2D sur les permis offshore Nord «Nadhour», «Ras Kourane» et «Ras Rihane» a demmarré le 25 Mars 2013 par la société «Dolphin Geophysical» pour le compte de Repsol.

b / Le forage

L'activité de forage à fin mars 2013 se résume comme suit:

La poursuite de forage de deux (2) puits d'exploration :

- Le puits «Benefsej Sud-1» foré par le Rig de forage « H&P242 » sur le permis de recherche Jenein Sud opéré par la société « OMV ». le forage à démarré le 18 novembre 2012 et a terminé le 19 janvier 2013 à une profondeur finale de 4840 m dans l'Ordovicien.

- Le puits été abandonné temporairement après complétion pour sa mise ultérieure en production

- Le puits Waha-SE-1 foré par le Rig de forage «H&P228» sur la concession d'exploitation « Cherouq » opéré par la société « OMV ». le forage à démarré le 25 décembre 2012 et a terminé le 20 janvier 2013 à une profondeur finale de 3662 m dans l'Ordovicien.

Les résultats sont négatifs, le puits a été abandonné temporairement après installation du liner 7» pour son utilisation en tant que puits d'injecteur d'eau.

le forage de trois (3) nouveaux puits d'exploration dont les résultats se résument comme suit :

- Le puits «Semda-1»,est en cours de forage, dont les travaux de forage ont été démarré par le Rig « CTF-06 » sur le permis de recherche Tajerouine opéré par la société australienne « Oil Search ». le forage à démarré le 24 janvier 2013 et la profondeur atteinte est de 3800 m dans la formation Serj.

- Le puits «Chadha-1» en cours de forage par le Rig « H&P242 » sur le permis de recherche Anaguid opéré par la société « OMV ». le forage à démarré le 25 janvier 2013 et a terminé le 8 mars 2013 à une profondeur finale de 3107 m dans le Silurien (Acacus).

Suites aux résultats encourageants installation du liner 7» pour appréciation et évaluation de ses résultats.

- Le puits «Lina-1» demmaré le 28 mars 2013 sur le permis Anaguid opérè par la societé «OMV» et ce par le Rig HP 242.

3 – Les travaux de développement.

Les travaux de développement durant le premier trimestre de l'année 2013 sont comme suit :

- L'approfondissement du puits EB-403 D foré en 2003 sur la concession El Borma détenu par la SITEP, pour atteindre l'Ordovicien, les travaux d'approfondissement ont été réalisées durant la période comprise entre 5 janvier 2013 et 18 février 2013 à une profondeur 4250 m dans l'Ordovicien par le Rig CTF-04. Selon l'analyse diagraphique l'Ordovicien est compact alors que le Tannezuft (shales) a montré une bonne résistivité.

Le puits a été mis en production à partir du Trias alors que la partie inférieure a été abandonnée provisoirement.

- La reprise de forage en déviation (Sidtrack) du puits ASH-65-ST (foré en 1995) dans la concession Ashtart pour le compte de SEREPT (OMV/ETAP) entrepreneur général sur la dite concession et ce durant la période allant du 26 janvier 2013 jusqu'au 24 février 2013 par le Rig CTF-05 à une profondeur finale de 3033 m dans la formation El Gueria.

Le puits été mis en production.

- La reprise de forage en déviation (Sidtrack) du puits PDG-4-ST dans la concession Jebel Grouz à partir de 2371 m et ce depuis 28 janvier 2013 jusqu'au 11 février 2013 par le Rig Pergemine pour l'association ETAP/Eni à une profondeur de 2737 m dans le Trias.

Le puits été mis en production.

- Le forage du puits Farah-2 dans la concession Cherouq. Les travaux de forage ont été démarré par le Rig H&P 228 pour l'association ETAP/OMV le 25 mars 2013.

4– La production des hydrocarbures

La production nationale totale des hydrocarbures est estimée à fin mars 2013 à 1,561 millions de Tep (0.790 Millions de Tep d'huile et 0.721 millions Tep de gaz et 0.05 millions de Tep en GPL).

Malgré la réduction de la production d'huile de 1 % par rapport à la même période 2012, la production des hydrocarbures (Huiles, gaz et GPL) a montré une augmentation de 3,6% par rapport à la même période.

LE RECOUVREMENT A LA STEG :

Zoom sur les créances STEG

Par M. Moungi Bousbai, Chef de Projet Recouvrement

Le recouvrement à la STEG dépend essentiellement de la facturation de l'énergie (Electricité et gaz) et des créances.

I-EVOLUTION DE LA FACTURATION

La facturation a atteint 2763,4 millions de dinars à la fin de l'année 2012 contre 2478,4 MD en 2011 soit une augmentation de 11,5%.

L'évolution de la facturation est exprimée en million de dinars dans le tableau suivant :

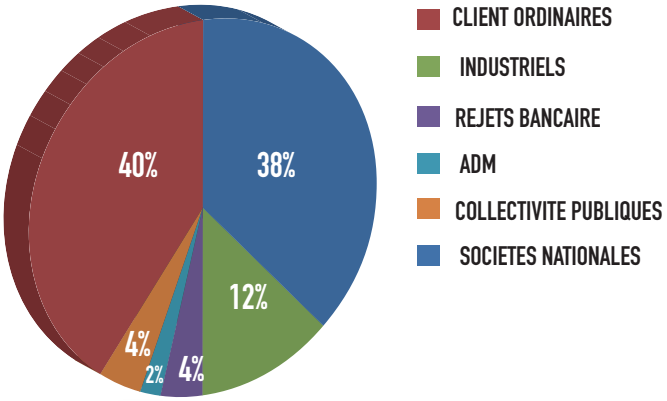
REGION	2009 MD	2010 MD	2011 MD	2012 MD	Variation 2012/2011MD
TUNIS	653.141	685.836	727.593	806.772	+ 79.179
NORD	400.519	433.782	457.812	499.578	+ 41.766
NORD OUEST	140.806	156.566	167.382	174.617	+ 7.235
CENTRE	456.589	511.817	535.646	616.592	+ 80.946
SFAX	183.325	201.532	214.137	242.504	+ 28.367
SUD	200.087	220.179	219.885	249.357	+ 29.472
SUD OUEST	137550	161.788	155.951	173.965	+ 18.014
TOTAL	2172.017	2371.500	2478.406	2763.385	+ 284.979

La facturation a accusé un accroissement dans toutes les régions avec des augmentations importantes au district de Kairouan de +56,63% due à l'entrée en exploitation de la cimenterie ; L'entrée en vigueur de la nouvelle tarification en septembre 2012 et la majoration de la surtaxe municipale de 2 millimes ont contribué aussi à cette évolution.

D'autre part, la facturation de l'année 2012 n'a été arrêtée qu'à partir du 29 décembre alors qu'en 2011 elle a été arrêtée depuis le 27 décembre soit 2 jours de facturation de plus en 2012.

Le tableau suivant représente l'évolution de la facturation par catégorie de clients :

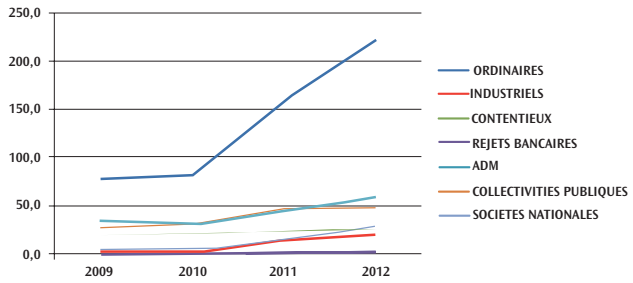
CATEGORIE DE CLIENT	2011		2012		Variation
	Montant	Part	Montant	Part	Montant
CLIENTS ORDINAIRES	998.059	40,3%	1115,521	40,4%	117,462
INDUSTRIELS	926,237	37,4%	1048,370	37,9%	122,133
REJETS BANCAIRES	295,973	11,9%	324,925	11,8%	28,952
ADM	93,699	3,8%	102,124	3,7%	8,425
COLLECTIVITES PUBLIQUES	56,076	2,3%	56,462	2,0%	386
SOCIETES NATIONALES	108,362	4,4%	115,981	4,2%	7,619
TOTAL	2478,406	100,0%	2763,383	100,0%	284,977



II-EVOLUTION DES CREANCES

La situation des créances au 31/12/2012 a présenté un solde global débiteur de 407.1 avec un taux de créances 14,73 % contre un solde de 303.9 en 2011 avec un taux de créances de 12,26 % le tableau suivant présente l'évolution des créances par catégories de clients :

CLIENTS	2009	2010	2011	2012	Variation 2012/2011MD	
					MD	%
ORDINAIRES	77,8	81,9	158,4	222,3	63,9	40,3%
INDUSTRIELS	2,5	1,6	14,3	19,9	5,6	39,2%
CONTENTIEUX	19,4	21,0	25,2	25,9	0,7	2,8%
REJETS BANCAIRES	0,4	0,3	1,0	2,3	1,3	130,0%
TOTAL PRIVES	100,1	104,8	198,9	270,4	71,5	35,9%
ADM	35,0	31,4	45,1	58,4	13,3	29,5%
COLLECTIVITES PUBLIQUES	27,9	31,5	46,5	48,8	2,3 4,9%	
SOCIETES NATIONALES	5,5	4,5	13,4	29,5	16,1	120,1%
TOTAL PUBLIQUES	68,4	67,4	105,0	136,7	31,7	30,2%
GLOBAL	168,5	172,2	303,9	407,1	103,2	34,0%

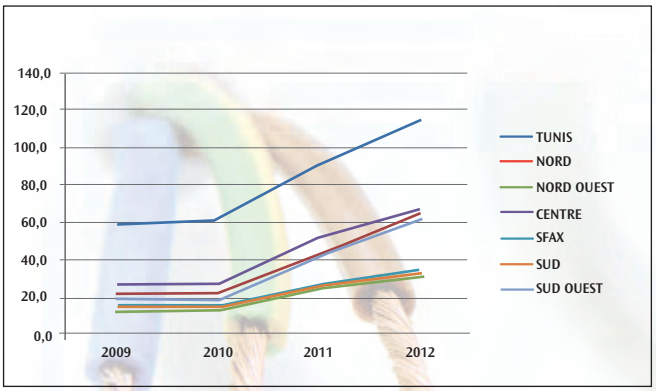


L'analyse de la situation permet de constater un gonflement des créances et en conséquence une grave insuffisance du recouvrement due essentiellement aux évènements qu'a connu le pays après la révolution. Les sit-in et les agressions àl'encontre de nos agents ont provoqué des perturbations et un ralentissement de l'activité recouvrement aux districts.

Ainsi une analyse détaillée des créances par région s'avère nécessaire afin de détecter les zones d'ombre pour pouvoir cibler les mesures de redressement durant l'année 2013.

Le tableau suivant retrace l'évolution des créances par région :

CLIENTS	2009	2010	2011	2012	Variation 2012/2011MD	
					MD	%
TUNIS	60,6	60,7	91,4	115,4	24,0	26,3%
NORD	21,4	22,4	42,6	65,2	22,6	53,1%
NORD OUEST	12,3	12,5	24,6	30,9	6,3	25,6%
CENTRE	27,2	28,1	52,5	67,4	14,9	28,4%
SFAX	14,4	15,3	26,2	34,2	8,0	30,5%
SUD	14,9	15,6 2	5,3	32,1	6,8	26,9%
SUD OUEST	17,7	17,6	41,3	61,9	20,6	49,9%
GLOBAL	168,5	172,2	303,9	407,1	103,2	34,0%



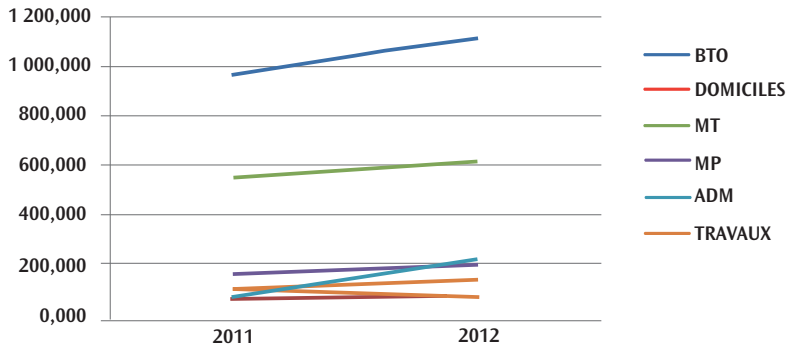
EVOLUTION DES ENCAISSEMENTS

Compte tenu de la conjoncture économique, sociale et de sécurité qui a prévalu dans le pays durant l'année 2012, les encaissements reçus en les comparants avec l'année écoulée pourraient approfondir l'analyse de la situation financière de l'entreprise. Les tableaux suivants nous renseignent sur l'évolution des encaissements :

ACTUEL

EVOLUTION DES ENCAISSEMENTS PAR NATURE DE FACTURE

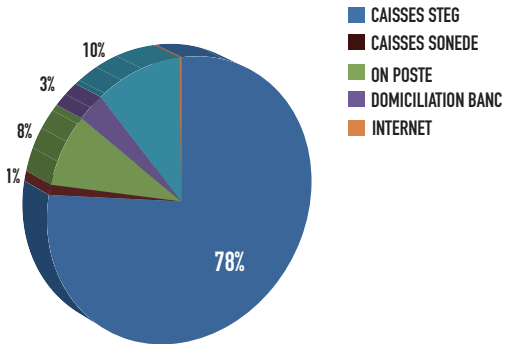
CLIENTS	2011	2012	Variation 2012/2011 Montant	Variation 2012/2011 Taux
BTO	962,234	1112,54	150,306	15,62%
DOMICILIES	65,777	74,286	8,509	12,94%
MT	546,957	616,464	69,507	12,71%
MP	162,940	202,765	39,825	24,44%
ADM	70,358	224,703	154,345	219,37%
TRAVAUX	99,189	70,515	-28,674	-28,91%
TOTAL	1907,455	2301,273	393,818	20,65%



EVOLUTION DES ENCAISSEMENTS PAR MODE DE REGLEMENT

CLIENTS	2011	2012	Variation 2012/2011 Montant	Variation 2012/2011 Taux
CAISSES STEG	1550,468	1787,159	236,691	15,27%
CAISSES SONEDE	31,578	25,464	-6,114	-19,36%
ON POSTE	187,406	186,891	-0,515	-0,27%
DOMICILIATION BANC.	65,777	74,286	8,509	12,94%
VIREMENTS	65,287	219,44	154,153	236,12%
INTERNET	6,939	8,033	1,094	15,77%
TOTAL	1907,455	2301,273	393,818	20,65

REPARATION DES ENCAISSEMENTS PAR MODE DE REGLEMENT



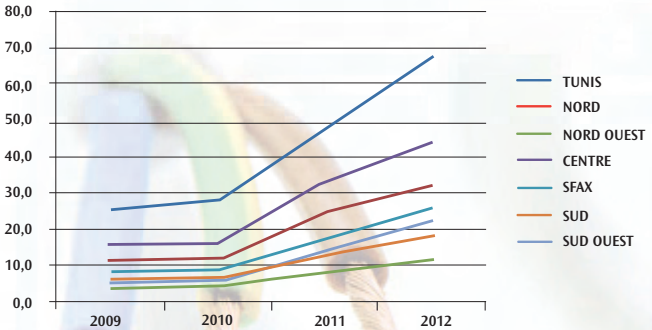
II-1 CREANCES ORDINAIRES

Cette catégorie de clientèle occupe, à fin 2012, la première place avec 222.3 MD soit 54,6 % du total des créances.

Ces impayés ne cessent de s'accroitre d'un mois à un autre après la révolution.

Le tableau suivant représente l'évolution des créances ordinaires par région :

CLIENTS	2009	2010	2011	2012	Variation 2012/2011MD	
					MD	%
TUNIS	25,9	27,8	47,4	67,0	19,6	41,4%
NORD	11,5	12,0	24,6	32,5	7,9	32,1%
NORD OUEST	4,3	4,7	8,1	11,5	3,4	42,0%
CENTRE	15,6	16,0	32,7	44,1	11,4	34,9%
SFAX	8,6	9,2	17,9	26,0	8,1	45,3%
SUD	6,5	6,4	13,5	18,5	5,0	37,0%
SUD OUEST	5,4	5,8	14,2	22,7	8,5	59,9%
GLOBAL	77,8	81,9	158,4	222,3	63,9	40,3%



Les facteurs suivants ont contribué à ce bondissement :

- Retard important de distribution des factures ayant pour cause essentielle lemanque de moyens réclamé par la majorité des districts.
- Réticence néfaste de la part des clients pour le règlement de leurs factures de consommation.
- Des agressions contre les agents de la S.T.E.G.
- Cumul de facturation suite absence à la relève.
- Nombre important de facilités de paiements avec non-respect des engagements.

Les actions d'amélioration de cet indicateur peuvent être résumées comme suit :

- Perfectionnement de la relève : pas d'erreurs d'index ni d'absences à la relève afin d'éviter les grosses factures
- Une émission et présentation de factures dans les délais et sans retard pour donner un maximum de délais aux clients
- Affectation des moyens en releveurs, caissiers et monteurs de lignes
- Vérification de compteurs pour éviter des factures au prorata et des fraudes éventuelles.
- Le retour à la facturation bimestrielle est nécessaire moyennant l'affectation

des moyens utiles en releveurs-présentateurs.

- La promotion de la domiciliation bancaire et postale en visant les clients bon payeurs.
- Relance systématique et sans retard même pour les engagements non respectés
- Promotion SMS et « MOBIL PAYMENT »
- Motivation du personnel
- Un suivi rigoureux des créances dues par les clients BT ordinaires tout en introduisant dans les procédures de règlement et de relance davantage de souplesse et de motivation pour ces clients de manière à les inciter à régler leurs factures à temps et à éviter autant que possible le recours systématique à la coupure de courant pour défaut de paiement.
- Une politique de communication visant à assurer d'une part une écoute permanente des clients et d'autre part une transparence dans les relations à tous les niveaux (éléments de facturation, droits et obligations, conseils aux clients etc…

II-2 CREANCES INDUSTRIELLES

Cette catégorie de client ne devrait pas avoir des impayés vu que le contrat d'abonnement stipule dans son article 5 que le règlement des factures doit être effectué avant le 25 du mois M+1.

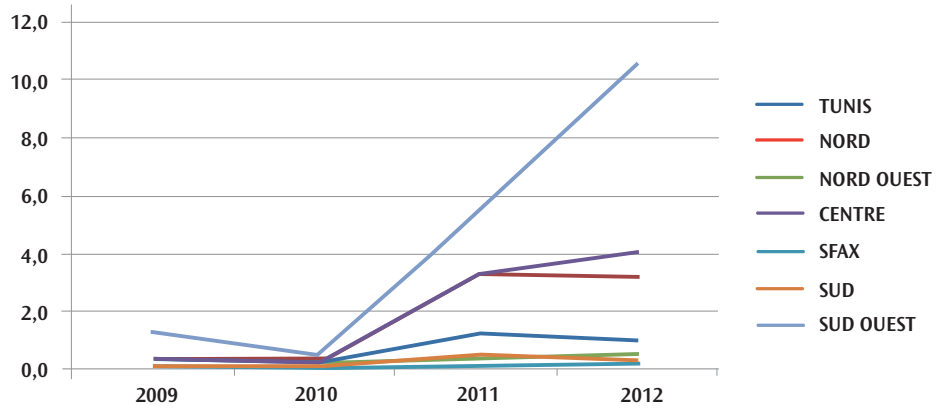
Cependant plusieurs AIC ont cumulé des impayés de plus que 10 MD, quelques hôtels ont des soldes de 2,5 MD et quelques industriels n'ont pas honoré leurs engagements dont la société EL KHARRAZ avec 1,5 MD et la Société Tunisienne de Levure à Béja avec 0,300 MD.

Les facteurs qui ont contribué à l'évolution de ces créances :

- Plusieurs sit-in dans les usines de quelques industriels
- Réticence de règlement de quelques clients suivi d'agression à l'encontre de nos agents
- Difficultés rencontrées avec les banques pour quelques clients
- Fermeture de quelques usines laissant des impayés

Le tableau suivant représente l'évolution des créances industrielles par région :

CLIENTS	2009	2010	2011	2012	Variation 2012/2011MD	
					MD	%
TUNIS	0,4	0,3	1,2	1,0	-0,2	-16,7%
NORD	0,1	0,2	3,3	3,2	-0,1	-3,0%
NORD OUEST	0,1	0,2	0,5	0,5	0,0	0,0%
CENTRE	0,3	0,2	3,3	4,1	0,8	24,2%
SFAX	0,1	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0%
SUD	0,1	0,1	0,5	0,3	-0,2	-40,0%
SUD OUEST	1,4	0,5	5,3	10,6	5,3	100,0%
GLOBAL	2,5	1,6	14,3	19,9	5,6	39,2%



II-3 CREANCES AU CONTENTIEUX

Les affaires aux contentieux ne cessent de s'accroitre d'année en année. Cependant le passage au contentieux durant l'année 2012 n'a pas été opéré qu'à la fin de l'année (confirmation de coupure des cas proposés) par défaut de moyens.

La gestion du contentieux à la STEG nécessite une révision du fond en comble. En effet, les règles de gestion doivent être reprises et actualisées.

Commençant par la conclusion du contrat avec les clients, nous devons actualiser les contrats d'abonnement après avoir révisé les cahiers des charges de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, la proposition de la Fédération syndicale pour l'établissement d'un code d'énergie Electricité et Gaz s'avère d'une grande importance.

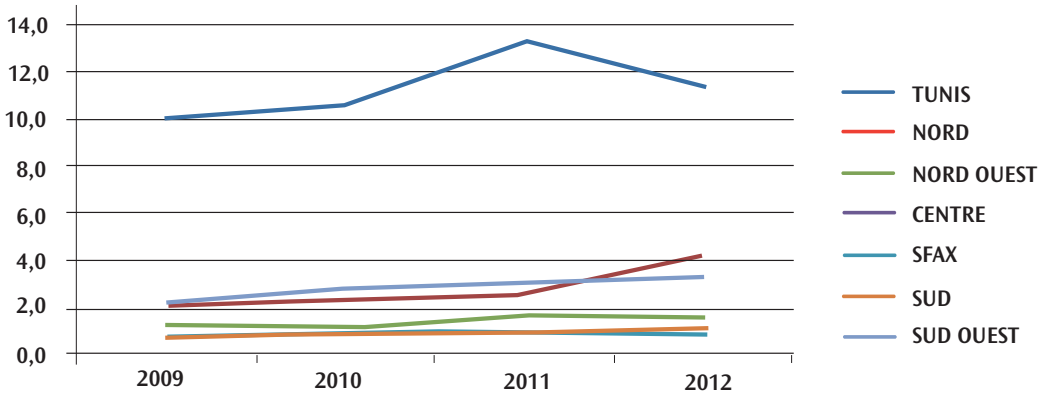
D'un autre côté, l'analyse des créances contentieuses n'est pas faite d'une façon approfondie. En effet, la créance n'est pas maîtrisée juridiquement, sa forme et ses actes générateurs ne sont pas définis et les moyens de sa preuve sont insuffisants. En outre, la qualité des clients (commerçant ou non, administratif ou entreprise) n'est pas bien réglementée

La motivation du personnel n'est pas faite pour l'intéresser davantage afin de récupérer les créances.

C'est pourquoi un groupe de réflexion est à notre avis intéressant pour étudier et définir les nouvelles procédures permettant de sauvegarder le patrimoine de la société.

Le tableau suivant représente l'évolution des créances au contentieux par région :

CLIENTS	2009	2010	2011	2012	Variation 2012/2011MD	
					MD	%
TUNIS	10,1	10,6	13,3	11,4	-1,9	-14,3%
NORD	2,1	2,3	2,6	4,2	1,6	61,5%
NORD OUEST	1,3	1,1	1,7	1,6	-0,1	-5,9%
CENTRE	2,0	2,2	2,7	3,3	0,6	22,2%
SFAX	0,9	1,0	1,1	1,0	-0,1	-9,1%
SUD	0,8	1,0	1,0	1,1	-0,1	10,0%
SUD OUEST	2,2	2,8	2,8	3,3	0,5	17,9%
GLOBAL	19,4	21,0	25,2	25,9	0,7	2,8%



II-4 REJETS BANCAIRES ET POSTAUX

Il s'agit de tous les rejets, pour tous motifs, des domiciliations bancaires, postales, mensualisations et les chèques impayés.

Les domiciliations bancaires et postales ont été instaurées pour améliorer la récupération des créances de l'entreprise en assurant des liquidités sûres et sans déployer des moyens de recouvrement au niveau des districts. Néanmoins plusieurs volets nécessitent une révision et une actualisation.

La définition des procédures n'est pas faite de façon adéquate : au niveau du système bancaire qu'au niveau des unités de base et les services de la Direction Financière et Comptable. En effet, on constate toujours des retards des rejets de domiciliation avec des motifs plus ou moins justifiés de la part des banques, ce qui a engendré des problèmes avec la clientèle et un cumul d'impayés. Quant à la mensualisation, il faut signaler le mauvais départ vu que la majorité des districts ont visé le nombre d'adhérents et non pas la qualité des payeurs. C'est pourquoi plusieurs rejets ont été enregistrés.

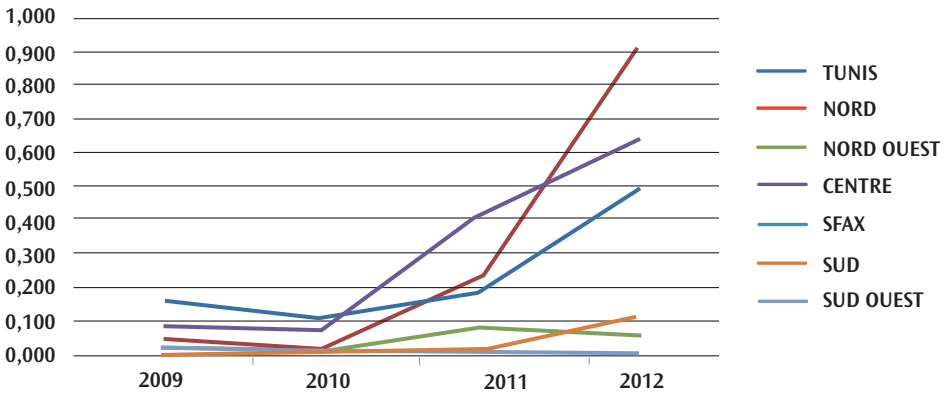
Toutefois, une entente et des discussions avec le système bancaire pour n'opérer les rejets qu'à partir de 20 dinars à l'instar des chèques rejetés.

En outre, les bons payeurs seulement doivent être contactés pour s'inscrire dans ce processus.

L'année 2012 s'est caractérisée par des règlements par chèques a laissersans provisions surtout de certains hôteliers et industriels à Monastir, Tozeur, Nabeul et Menzel Bouzelfa;

Le tableau suivant représente l'évolution des rejets par région :

CLIENTS	2009	2010	2011	2012	Variation 2012/2011MD	
					MD	%
TUNIS	0,163	0,108	0,194	0,499	0,305	157,2%
NORD	0,058	0,024	0,239	0,936	0,697	291,6%
NORD OUEST	0,002	0,004	0,083	0,063	0,020	24,1%
CENTRE	0,090	0,083	0,419	0,647	0,228	54,4%
SFAX	0,025	0,016	0,034	0,063	0,029	85,3%
SUD	0,004	0,015	0,018	0,122	0,104	577,8%
SUD OUEST	0,026	0,002	0,010	0,009	-0,001	-10,0%
GLOBAL	0,368	0,252	0,997	2,339	1,342	134,6%



II-5 CREANCES DES ADMINISTRATIONS A BUDGET AUTONOME

Les créances de cette catégorie ont atteint 58,5 MD accusant une détérioration de 13,4 MD par rapport à 2011 et une amélioration de 8,3 MD par rapport à Novembre 2012.

Au courant de l'année plusieurs changements de responsables des administrations ont été à l'origine pour l'accumulation des impayés.

Plusieurs démarches ont été effectuées par les unités de base et par le projet recouvrement.

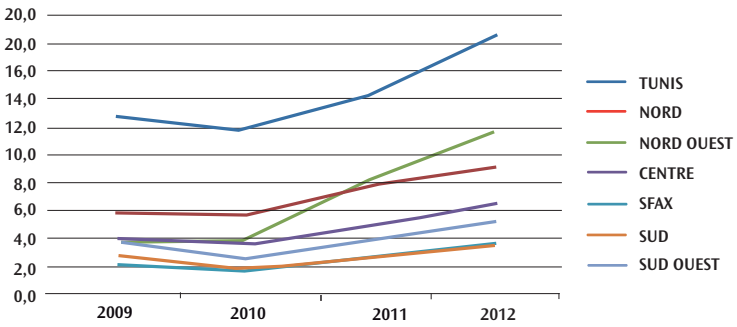
A la demande du Ministère des Finances, par sa lettre n° 1319 du 10/09/2012, des procès- verbaux de reconnaissance de dettes ont été signés avec les Ministères et les

Administrations publiques centrales et régionales dont le montant global arrêté au 31/12/2011 à 15,6 MD. Ces PV ont été acheminés à la Direction Générale de Gestion du

Budget de l'Etat au Ministère des Finances, mais aucune décision de règlement de ces impayés n'a été prise jusqu'à ce jour.

Le tableau suivant représente l'évolution des créances ADM par région :.

CLIENTS	2009	2010	2011	2012	Variation 2012/2011MD	
					MD	%
TUNIS	12,7	12,0	14,5	18,5	4,0	27,6%
NORD	5,8	5,7	7,8	9,3	1,5	19,2%
NORD OUEST	3,8	3,8	8,3	11,7	3,4	41,0%
CENTRE	4,1	3,6	5,0	6,6	1,6	32,0%
SFAX	2,2	1,8	2,7	3,6	0,9	33,3%
SUD	2,8	1,9	2,6	3,5	0,9	34,6%
SUD OUEST	3,6	2,6	4,2	5,2	1,0	23,8%
GLOBAL	35,0	31,4	45,1	58,4	13,3	29,5%



II-6 CREANCES DES COLLECTIVITES PUBLIQUES

Les évènements qu'a connus le pays ont affecté les impayés de cette catégorie de clientèle. Néanmoins, nous avons accentué les rencontres et les démarches auprès de la Direction Générale de Collectivités Locales du Ministère de l'Intérieur.

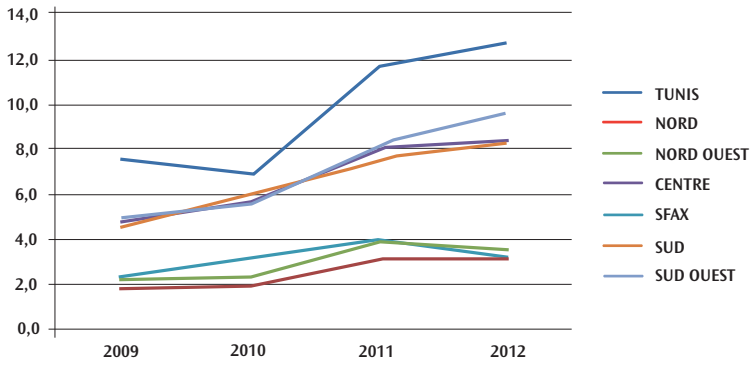
Les résultats ont été positifs pour pouvoir réaliser une légère augmentation de 2,3 MD par rapport à 2011 et une nette amélioration de -15,8 MD par rapport au mois de Novembre 2012 et ce grâce à l'opération d'échange chèque contre chèque de la surtaxe municipale. Il importe également de signaler que la surtaxe municipale fût augmentée de 2 millimes à partir du mois d'octobre 2012 pour les factures MT et à partir du mois de novembre pour les factures BT. La surtaxe municipale collectée au profit des communes présente à fin 2012 un solde de 46 MD alors que les créances des communes totalisent un montant de 48,8 MD. Cette situation est rassurante vu que le gap est minime.

Les facteurs suivants ont contribué à l'augmentation de ces créances :

- Manque de fonds disponibles suite non règlement des citoyens des taxes municipales
- Absence d'interlocuteur valable pour prise décision de règlement
- Mutations des secrétaires généraux des communes
- Factures égarées suite envahissement des locaux de quelques municipalités.

Le tableau suivant représente l'évolution des créances des collectivités publiques par

CLIENTS	2009	2010	2011	2012	Variation 2012/2011MD	
					MD	%
TUNIS	7,6	6,9	11,7	12,7	1,0	8,5%
NORD	1,7	1,9	3,1	3,2	0,1	3,2%
NORD OUEST	2,2	2,3	3,9	3,5	-0,4	-10,3%
CENTRE	4,7	5,7	8,1	8,3	0,2	2,5%
SFAX	2,3	3,1	4,0	3,2	-0,8	-20,0%
SUD	4,5	6,0	7,5	8,3	0,8	10,7%
SUD OUEST	4,9	5,6	8,2	9,6	1,4	17,1%
GLOBAL	27,9	31,5	46,5	48,8	2,3	4,9%



II-7 CREANCES DES SOCIETES NATIONALES

Conformément au cahier des charges et les contrats d'abonnements, cette catégorie de client doit régler ses factures avant le 25 du mois M+1 pour les factures MT et avant la date limite pour les factures BT. Seulement, la SNCPA à Kasserine, malgré l'accord de règlement par facilité, elle n'a pas respecté les clauses de la convention et ses créances se sont élevées à 18 MD dont 9 MD hors convention. Toutefois, malgré les correspondances et les démarches effectuées auprès de la Direction Générale de la SNCPA et auprès du Ministère de l'Industrie aucune suite n'a été réservée à nos actions. C'est pourquoi une suspension d'énergie sur son siège social pourrait nous permettre de récupérer notre créance.

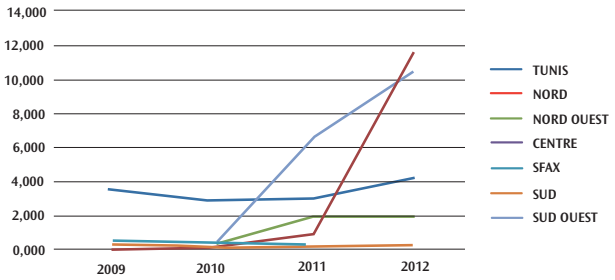
Quant à la société EL FOULEDH nous avons pu régulariser une partie de notre créance par l'échange chèque contre chèque avec une promesse ferme de leur part d'assainir leurs dettes par l'arrangement ordonné par le Gouvernement avec les banques.

La SECADENORD a des créances d'environs 2,7 MD dont 2,4 MD au district de Menzel Bouzelfa.

L'ONAS a des impayés de 1MD au Lac de Sedjoumi rattaché au district de Tunis Ville.

Le tableau suivant représente l'évolution des créances des sociétés nationales par région :

CLIENTS	2009	2010	2011	2012	Variation 2012/2011MD	
					MD	%
TUNIS	3,620	2,858	3,051	4,286	1,235	40,5%
NORD	0,075	0,228	9,978	11,681	10,703	1094,4%
NORD OUEST	0,400	0,330	1,973	1,954	-0,019	-1,0%
CENTRE	0,461	0,384	0,252	0,494	0,242	96,0%
SFAX	0,343	0,395	0,211	0,243	-0,032	15,2%
SUD	0,321	0,140	0,228	0,292	0,064	28,1%
SUD OUEST	0,241	0,205	6,664	10,562	3,898	58,5%
GLOBAL	5,461	4,540	13,357	29,512	16,155	120,9%



III - PERSPECTIVES 2013

L'activité du recouvrement doit être revue dans sa globalité, elle n'est pas, en aucun cas, une simple opération d'encaissement et de suivi des statistiques mais elle est plus complexe.

Agir face aux impayés exige une bonne réponse aux questions suivantes :

Comment réagir ? Comment s'organiser ? Quelle méthodologie mettre en place ? A qui confier le recouvrement? Comment se prémunir ? Comment réduire les risques ? Etc….

En effet, les impayés d'aujourd'hui ne sont pas ceux d'hier, ni ceux du demain.

En plus le comportement de la clientèle change de jour en jour et d'une région à une autre.

La gestion du recouvrement pourrait toucher plusieurs domaines de gestion :

- La gestion des contrats de fournitures d'énergie BT, MT, HT et BP, MP et HP entre la STEG et ses clients (contrats nouveaux, modification de contrats et résiliation de contrats) qui présentent, à l'heure actuelle, beaucoup d'inconvénients pouvant affecter négativement la situation des impayés.
- Les cahiers des charges de l'électricité et du gaz nécessitant une actualisation urgente
- La gestion de la facturation permettant à la STEG de facturer les consommations d'énergie et des prestations fournies à ses clients
- La gestion des facilités accordées
- La gestion des fraudes d'énergie
- La gestion des encaissements assurant la mise à jour en temps réel des comptes clients avec n'importe quel moyen de règlement (caisse STEG, caisse SONEDE, virement, T.P.E, Internet, domiciliation, mensualisation etc…)
- La gestion juridique pour le suivi du contentieux.
- La gestion des risques
- La gestion informatique
- La formation etc…

Les objectifs assignés au recouvrement sont :

- L'élaboration d'une politique claire du recouvrement.
- La fixation des objectifs.
- L'assurance d'une gestion des créances et impayés de tous les types de facturation (Travaux, B.T., B.P., M.T., M.P., H.T., H.P., fraude, prorata etc…)
- La gestion d'un système performant de relance.
- Le recouvrement des impayés dans les meilleurs délais et au moindre coût
- L'assistance et la formation de tous les intervenants au recouvrement.
- La mise à la disposition de la Direction Générale d'un Reporting fiable et sincère pour une prise de décision rigoureuse et surtout en temps opportun.

Les procédures et les moyens nécessaires mis à la disposition du Projet afin d'assurer le suivi et la supervision des réalisations et d'amélioration de recouvrement nécessitent une revalorisation et une révision des objectifs exigeant une restructuration de l'activité de recouvrement au niveau fonctionnel et opérationnel.

Toutefois les actions suivantes doivent être entamées au courant de l'année 2013 :

- La révision et l'actualisation de la règlementation en vigueur.
- La révision des seuils et des frais de relance.
- La révision des primes de recouvrement pour une meilleure motivation.
- L'étude d'affectation des moyens humains et matériels à allouer au recouvrement.
- Evaluation et analyse du service S.M.S. sur le recouvrement.
- Suivi et évaluation du mode de paiement des factures par le téléphone « Mobil payement ».
- Analyse de la facturation en collaboration d'un district (Choix du district de Bizerte).
- Etablissement d'un programme de formation des intervenants de recouvrement.
- Actualisation de l'avance sur consommation pour l'usage commercial vu que leurs factures de consommation en nette augmentation.

Toutes ces actions doivent être menées en collaboration avec les unités de base, la Direction Commerciale, la Direction des Opérations de Distribution Régionales, la Direction financière et Comptable, la DRHAJ et la Fédération Syndicale.

TOURISME
Un projet de production d'électricité à base d'énergie propre

Mohamed Mounir Ben Miled (FTH)
Sélim Ben Haj Miled (FTH)

La tendance du marché touristique est de plus en plus orientée vers le tourisme vert, autrement dit vers un tourisme soucieux de préserver l'environnement. Confrontée au besoin urgent de rehausser son image, d'améliorer son produit et de consolider sa compétitivité par la maîtrise des charges et l'application de tarifs suffisamment rémunérateurs, la Tunisie touristique se doit d'adhérer à cette tendance dont dépend dans une grande mesure son avenir.

Cette conviction a amené la Fédération Tunisienne de l'Hôtellerie (F.T.H) à se pencher sur la problématique de la consommation électrique dans les unités hôtelières ; à cet effet, elle a décidé la création d'une structure chargée de concevoir et de concrétiser des actions d'efficacité énergétique en direction des entreprises touristiques, de projeter la réalisation de centrales de production d'énergie verte et l'adoption de toutes mesures permettant de se prévaloir du label écologique.

Ces actions visent à atteindre un double objectif : maîtriser la charge énergétique de l'hôtellerie tunisienne et permettre à la Tunisie d'accéder au statut d'une destination verte, car la corporation nourrit l'ambition d'étendre la production d'énergie propre à l'ensemble des hôtels touristiques tunisiens, ce qui est techniquement possible. La concrétisation de cette ambition ferait de la Tunisie une des premières destinations à avoir une hôtellerie touristique fonctionnant exclusivement avec de l'énergie propre.

PRESENTATION DU PROJET :

Cet article a pour objet de présenter le contenu sommaire d'un projet d'intérêt national consistant à réaliser des sites de production d'énergie propre, à partir de ressources naturelles et au moyen des technologies disponibles (Solaire, Eolien et Biomasse) pour les besoins de consommation du secteur hôtelier.

Loin d'être une question de mode éphémère, le recours aux énergies renouvelables permet de consolider substantiellement l'effort national en matière de maîtrise de la charge énergétique. L'enchérissement croissant des coûts de production et de consommation de l'énergie conventionnelle à base d'hydocarbures, dans un environnement international trop exposé aux crises, a incité la profession hôtelière à mener une réflexion sur la consommation d'énergie électrique dans le secteur hôtelier ; la production d'énergie propre constitue déjà aux yeux de la profession une nécessité absolue et un choix

stratégique devant permettre au secteur touristique tunisien d'innover en adoptant de nouveaux standards et concepts écologiques.

Il ressort des données disponibles que la consommation hôtelière a atteint en 2010 plus de 630 GWh, soit une facture acquittée par les hôteliers s'élevant à 140 Millions de Dinars, évidemment toujours promise à la hausse.

Afin de traduire l'objectif de maîtrise du coût de consommation énergétique en actions concrètes et fiables, la Fédération Tunisienne de l'hôtellerie (F.T.H) a conclu une convention avec l'ANME en novembre 2011 en vue de collaborer dans la conception de programmes d'efficacité énergétique et de mettre en place une solution durable et doublement profitable à l'économie nationale et au secteur hôtelier.

La F.T.H a également approché le ministère chargé de l'énergie ainsi que la direction générale de la STEG pour solliciter leur appui, et le résultat de ces démarches incite à poursuivre les efforts tendant à concrétiser ce grand projet.

Par ailleurs, et lors d'une rencontre au ministère du tourisme avec le Secrétaire d'Etat allemand de l'Economie et de la Technologie, un accord a été conclu pour le lancement d'une étude préliminaire sur l'intégration des énergies renouvelables dans le secteur hôtelier tunisien ; cette étude a été confiée à la STEG – ENERGIE RENOUVELABLE, et ses frais sont pris en charge par la GIZ, qui n'a cessé de soutenir cette innovante action.

FAISABILITE ET AVANTAGES DU PROJET :

Les résultats préliminaires de l'étude précitée confirment la problématique de la charge énergétique hôtelière, et démontrent la faisabilité d'un projet d'AUTOPRODUCTION d'électricité par et pour les opérateurs hôteliers.

La consommation hôtelière en électricité équivaut à la production d'un ensemble de centrales à base de ressources propres, solaire, éolienne et de biomasse, totalisant 250 MWc et réparties sur plusieurs régions du pays; en cas de réalisation de ce projet, la production de ces centrales devra être injectée dans le réseau national pour être transportée par la STEG vers les unités hôtelières volontairement adhérentes à ce programme dans le cadre d'un Groupement ad hoc.

Ce Groupement serait représenté par une structure mise en place par des hôteliers bénéficiant d'un label distinctif, et servirait de lien entre les différents intervenants : STEG – hôtels – établissements administratifs – organismes financiers et techniques.

Cette structure confierait la réalisation des centrales et leur connexion au réseau national à des partenaires disposés à financer, construire et exploiter l'ensemble des centrales demandées, pour le compte du Groupement et en accord avec la STEG, sur la base d'un tarif convenu garantissant la maîtrise du coût énergétique et permettant de faire face à la charge d'investissement et d'endettement assez lourds à réaliser.

Les efforts fournis par la F.T.H en relation avec ce projet ont abouti à des accords de principe avec des partenaires techniques et financiers internationaux, disposés à nous accompagner dans notre projet, en commençant par un site pilote dont la production serait dédiée à la région de JERBA –ZARZIS qui revêt une importance particulière pour le tourisme tunisien.

Ces partenaires seront tenus d'œuvrer en faveur d'une intégration maximale au bénéfice des entreprises locales. La présence de ces partenaires en Tunisie est également de nature à nous offrir une opportunité de transfert de technologie de pointe profitable aussi bien au tissu professionnel qu'aux milieux universitaires.

Le projet consiste à créer un ensemble de centrales de production d'électricité ayant une capacité de 10 à 30 MW et implantées dans plusieurs sites répartis presque sur toutes les régions de la Tunisie ; cette implantation sera fonction du potentiel de ressources naturelles et des stocks de déchets disponibles pour les besoins du système BIOMASSE. Par ailleurs, cette large couverture géographique est de nature à participer aux efforts nationaux en matière de développement régional et peut générer un impact direct sur l'emploi et la dynamique économique.

La présentation des grandes lignes de ce projet à l'occasion de plusieurs séminaires et colloques a suscité un vif intérêt auprès d'importantes institutions telles que la Banque Mondiale, la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement, la Banque Africaine de Développement, l'AHK et la JICA.

Outre le gain en devises, l'allègement du fardeau de la caisse de compensation ainsi que la compression à terme de la facture énergétique, et donc du coût global des prestations hôtelières, ce projet offre l'indéniable avantage de pouvoir argumenter nos campagnes de marketing touristique au moyen d'un label particulièrement convaincant (HÔTELLERIE à ENERGIE PROPRE), et de consolider ainsi la position de la destination tunisienne

sur le marché mondial. Un tel label ne manquerait pas de rehausser l'image de marque du tourisme tunisien et de drainer une clientèle sensible à la dimension ecologique vers un pays respectueux de l'environnement.

En outre, ce projet est appelé à contribuer à l'effort de la STEG visant à faire face à la demande croissante en consommation électrique, en ajoutant à son parc une capacité additionnelle de production pratiquement équivalente à son besoin annuel d'extension, étant observé que l'appoint des centrales à réaliser dans le cadre de ce projet permet à la STEG de mieux faire face au pic de consommation nationale en été, saison de pointe pour la consommation hôtelière.

UN CADRE LEGAL INOPERANT :

Visant surtout l'allègement des charges publiques de production d'électricité, le législateur tunisien a d'abord autorisé en 1966 la production d'électricité par le secteur privé par voie de concession (note 2). Ensuite, la loi a permis en 2009 aux groupements de professionnels l'autoproduction d'énergie électrique à partir d'énergies renouvelables (note3). Néanmoins, et malgré cette autorisation législative, la lourdeur de l'investissement en la matière (le coût de production actuel de 10 MW avoisine les 25 Millions de dinars), ainsi que l'imperfection du texte de loi par rapport aux contraintes techniques objectives (note 4), ont fait que ce texte est demeuré lettre morte de sorte que ni l'Etat n'a pu alléger la contribution galopante de la Caisse de Compensation à la facture énergétique, ni les professionnels du tourisme n'ont pu alléger à leur tour leurs factures énergétiques, ni encore profiter du label écologique.

Ce cadre légal est parfaitement inopérant puisqu'à ce jour aucun groupement professionnel d'autoproduction d'électricité n'a pu voir le jour ; le double défi énergétique et écologique implique donc une refonte de la législation en vigueur, en concertation avec toutes les parties concernées, dans l'intérêt bien compris de l'économie nationale et des grands consommateurs d'électricité.

PROPOSITIONS :

En vue de réaliser les objectifs d'un projet d'intérêt national dont l'utilité et la faisabilité sont déjà démontrées (note 5), il est opportun de pallier aux insuffisances techniques et objectives des textes actuels qui demeurent théoriquement en vigueur (note 6), et d'envisager la mise en place de mesures incitatives devant permettre aux professionnels du tourisme de réaliser des unités d'autoproduction d'énergie propre ; à cet effet, il est hautement souhaitable de :

- Autoriser tout groupement de professionnels du tourisme d'agir sous forme de groupement d'autoproduction qui bénéficiera d'un agrément d'autoproduction d'électricité à partir d'énergie renouvelable pour le compte des adhérents à ce groupement.
- Autoriser les groupements d'autoproduction agréés à entrer en partenariat avec des investisseurs-développeurs locaux et/ou étrangers de manière à ce que ces derniers puissent financer, réaliser et exploiter des centrales d'autoproduction pour le compte exclusif de ces groupements d'autoproduction (note 7).
- Permettre aux groupements d'autoproduction agréés de céder la totalité de leur production à la STEG sur la base d'un tarif préférentiel et incitatif.
- Accorder des avantages spécifiques, financiers et fiscaux, aux groupements d'autoproduction, ainsi qu'aux souscripteurs qui y adhèrent.

De telles mesures d'encouragement sont, de toute évidence, pleinement justifiées par l'importance de l'enjeu énergétique pour l'ensemble de l'économie nationale et son avenir.

1) Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (énergie solaire, éolienne et biomasse…) au lieu du pétrole.

2) Loi n° 96-27, du 01/04/1996, JORT n° 27 du 02/04/1996.

3) Loi n° 2009-7, du 09/02/2009, JORT n° 12 du 10/02/2009.

4) De par leur grand nombre, et à supposer même qu'ils soient réunis en une seule structure d'autoproduction, les professionnels de l'hôtellerie se heurteraient à des difficultés techniques objectives d'abord pour la tenue des comptes (autoproduction/consommation) de l'électricité conventionnelle ou propre, ensuite pour la réalisation des différentes facturations croisées au titre des opérations variées, et enfin pour le suivi et la finalisation des innombrables règlements réciproques à effectuer respectivement par la STEG, la structure unique et chacun des professionnels adhérents à la structure.

5) Dans l'attente des conclusions finales de l'étude susvisée et dont les résultats préliminaires sont déjà amplement édifiants,

6) Malgré la loi de 2009, aucun groupement de professionnels d'autoproduction d'électricité à partir d'énergies renouvelables n'a encore vu le jour.

7) Par voie de joint-ventures, gestion pour compte, subdélégation d'agrément, ou toute autre forme appropriée d'association contractuelle permise par l'Etat.

Où en est le gaz naturel ?

Kamel OULED EL AID
Chef Département Technique
Distribution Gaz (STEG)

Le secteur de l'énergie en Tunisie est caractérisé par une dépendance vis-à-vis du gaz, une infrastructure gazière desservant principalement les régions côtières, des ressources en gaz modestes et des produits pétroliers largement subventionnés. Après une trentaine d'années de développement, la part du gaz dans la couverture des besoins énergétiques du pays a atteint 53% en termes d'énergie primaire et 20% en termes d'énergie finale. Les principaux bénéficiaires du gaz sont le secteur de la production électrique qui absorbe 73% de la consommation totale et dont la couverture est quasi-totale par le gaz, le secteur industriel qui en représente 19% et le secteur résidentiel et tertiaire 8%.

La politique actuelle vise le renforcement et le développement du gaz naturel par la création d'un nombre important de projets qui nécessitent des investissements lourds et par la mise en place de moyens multiples pour accroitre le nombre de clients gaz.

Conformément au choix fondamental pris pour encourager la consommation du gaz naturel, la STEG a mis en œuvre depuis 2002 un projet de développement de la distribution du gaz naturel sur tout le territoire national subdivisé en trois phases de réalisation, à travers une vision politique dont les principales orientations consistent à :

- Elaborer une stratégie d'approvisionnement en gaz naturel.

-Etablir une stratégie d'utilisation rationnelle du gaz et une politique commerciale et tarifaire conséquentes.

- Concevoir une organisation et des objectifs adaptés à ces orientations.

I. Première phase : Rentabilisation de l'infrastructure existante (2002 – 2008)

La première phase de ce projet s'est étalée de 2002 à 2008 et a été consacrée à l'amélioration du taux de raccordement dans les zones traversées par l'infrastructure gazière existante (Grand Tunis – Cap Bon – Région centre) et à l'extension du réseau gaz dans les zones limitrophes aux ouvrages de transport du gaz (Kasserine, Gabès, Sfax, Zaghouan).

En conséquence, 320 000 nouveaux raccordements dans le secteur résidentiel ont été réalisés, et 31 nouvelles communes desservies en gaz.

De plus, un programme de développement du gaz dans le secteur industriel, appelé « TASK FORCE GAZ NATUREL» a été mis en place en 2005 pour valoriser l'utilisation du gaz naturel dans ce secteur afin de substituer les produits pétroliers par le gaz naturel et alléger la facture énergétique du pays. 300 unités industrielles on été recensées pour être converties au gaz de 2005 à 2009, dont 240 ont été raccordées au réseau gaz à fin 2008.

II. Deuxième phase : Programme 100 nouvelles communes - 500 industriels (2009 – 2020)

Encouragée par les réalisations des années 2002 à 2008, la STEG a entamé depuis 2009 la 2ème phase de ce projet (échelonné sur 2 étapes) avec un nouveau défi à savoir, la desserte du gaz à 100 nouvelles communes et 500 unités industrielles, réparties sur 11 gouvernorats non desservis par l'infrastructure gazière et 11 gouvernorats déjà desservis et qui se poursuivra à l'an 2020.

Etape 1 : 2009 - 2012

De 2009 à 2012, les réalisations ont été conformes aux prévisions (avec un objectif annuel moyen de 60 000 Raccordements/an), à savoir 248 200 raccordements résidentiels et 29 nouvelles communes desservies en gaz, se trouvant sur le tracé des infrastructures gazières existantes et situées dans les gouvernorats de l'Ariana, Ben Arous, Gabes, Kairouan, Kasserine, Mahdia, Mannouba, Monastir, Nabeul, Sfax, Sousse, Zaghouan. (Voir Fig.1 et Fig.2) .

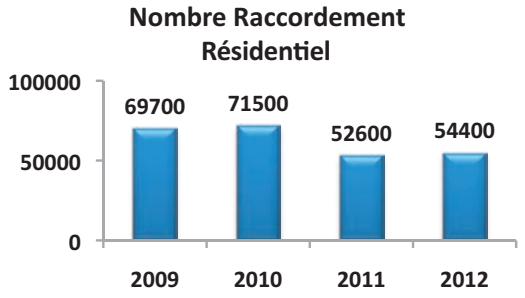


Fig.1

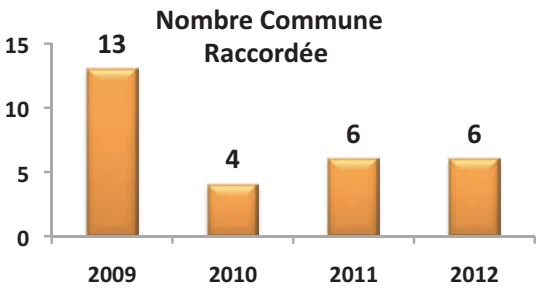


Fig.2

Bilan 2002 – 2012

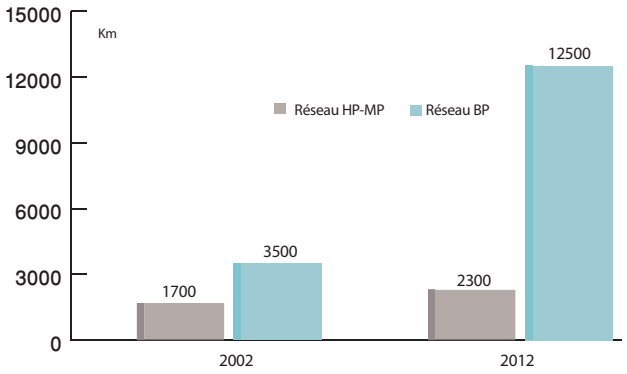
De 2002 à 2012 les réalisations ont permis de multiplier par quatre le nombre de clients résidentiels raccordés au réseau gaz, passant de 160 000 à 640 000 clients.

Le nombre de communes alimentées en gaz est passé de 40 en 2002 à plus que 100 actuellement concentrées en majorité sur le littoral est.

Pour le secteur industriel, les 500 unités recensées de 2005 à 2012 (dont 200 ont bénéficié des extensions du réseau gaz de 2009-2012) ont été raccordées et converties au gaz naturel, ce qui porte à 1500 unités industrielles desservies en gaz naturel à fin 2012.

1. Infrastructure :

Parallèlement, l'infrastructure gazière a évolué considérablement, comme l'illustre le graphique suivant :



Mise en fouille réseau acier HP

Utilisation du gaz naturel :

Cette utilisation a atteint 5236 Ktep en 2012 avec une évolution de 9.6 % par rapport à 2011. Elle était de 3082 Ktep en 2002 (évolution de 70%).

De part l'évolution du nombre des clients résidentiels et industriels desservis en gaz, l'utilisation du gaz naturel a évolué de 680 Ktep en 2002 à 1406 Ktep en 2012 soit plus de 7,5 % /an.

2. Approvisionnement en gaz

La demande de 5236 Ktep de gaz en 2012 a été couverte par les ressources nationales à concurrence de 54%, les importations à raison de 31% et le gaz fiscal (redevance de transit dans le gazoduc Transtunisien) à raison de 15%, et a evolué de 1320 Ktep par rapport à 2002. (Voir fig. 4)

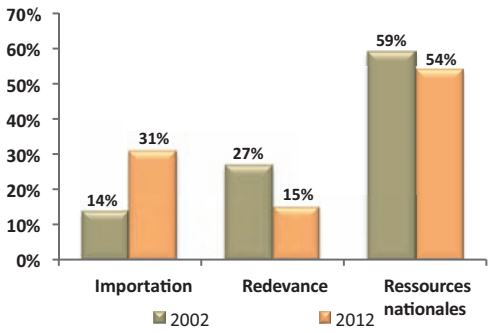


Fig.4

◗ *Etape 2 : 2013 – 2020*

Il est à rappeler que le projet de développement du gaz naturel à l'horizon 2020, s'inscrit dans le cadre du plan directeur de transport et de distribution du gaz naturel 2009 – 2016. Il consiste en un programme additionnel retenu pour la même période et visant la réalisation de la rocade Ouest de grand transport de gaz, l'alimentation des communes (programme 100 nouvelles communes) et des unités industrielles.

1.Contexte Stratégique :

Ce projet entre dans le cadre du programme national de maitrise de l'énergie et permet ainsi de :

- ❏ Minimiser le recours aux importations des produits pétroliers.
- ❏ Réduire les coûts de subventions.
- ❏ Satisfaire les besoins additionnels de gaz naturel à travers des contrats à long terme d'approvisionnement depuis l'Algérie (prélèvement au niveau de Fériana) et éventuellement la Lybie (Gazoduc Mellita-Gabes).
- ❏ Boucler le réseau national de transport du gaz.
- ❏ Assurer l'évacuation du potentiel additionnel de production en gaz national notamment dans le sud du pays (Projet STGP, Nawara,…).

2. Objectifs :

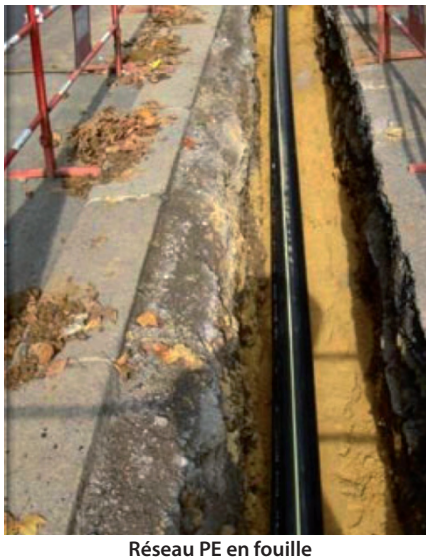
L'étape 2013 – 2020 du projet de développement du transport et de la distribution du gaz naturel s'inscrit dans le cadre global des orientations, priorités nationales et préoccupations socio-économiques et stratégiques pour promouvoir davantage l'utilisation du gaz naturel en tant que combustible propre, qui préserve l'environnement, et réduire par conséquent les charges de subventions.

Cette étape stratégique consiste à :

- ❏ Développer l'infrastructure gazière afin d'augmenter et sécuriser les capacités d'approvisionnement en gaz.
- ❏ Alimenter 76 nouvelles communes (dont le TRI varie de 10 à 42%) dans 11 gouvernorats non desservis par l'infrastructure gazière (Bizerte – Béja – Le Kef – Siliana – Jendouba – Gafsa – Medenine – Tataouine – Kebili – Sidi Bouzid – Tozeur) et 11 gouvernorats déjà desservis a fin 2012. (voir carte Fig.5)
- ❏ Raccorder 500 nouveaux industriels recensés dans 59 zones industrielles dont les plus importantes sont situées dans le nord, nord ouest et sud ouest.
- ❏ Contribuer au développement économique et social régional (Nord ouest, sud et sud ouest) et global par la création de postes d'emploi et la promotion d'activités génératrices de revenus.
- ❏ Substituer l'équivalent de 500 Ktep de produits petroliers (Fuel lourd, GPL, G.O) .

Poste détente HP-MP

Soudage canalisation



Réseau PE en fouille

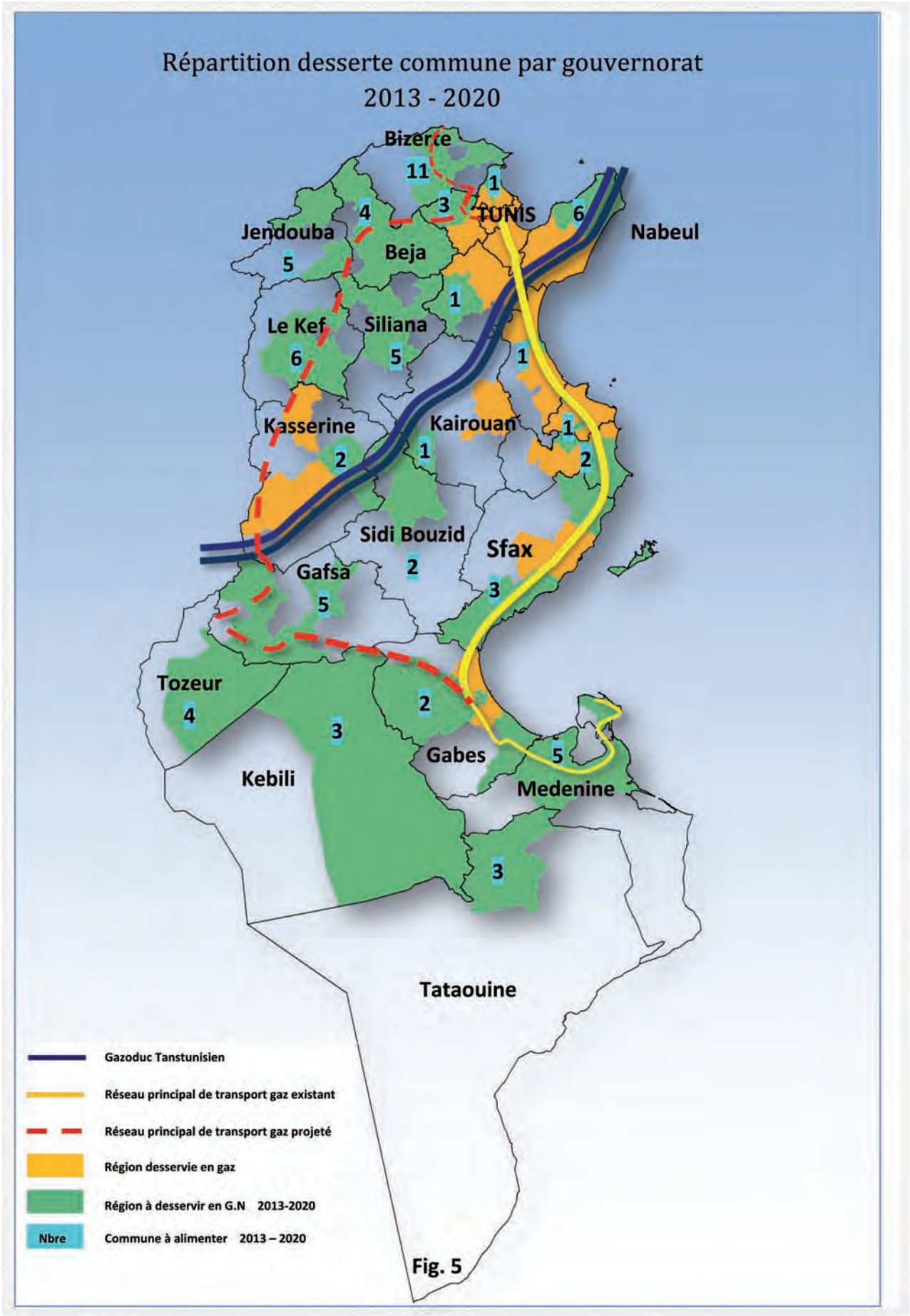

Répartition desserte commune par gouvernorat
2013 - 2020
Bizerte
11
1
3
TUNIS
6
Nabeul
4
Jendouba
Beja
5
1
Le Kef
Siliana
6
5
1
Kasserine
Kairouan
1
2
1
2
Sidi Bouzid
Sfax
Gafsa
2
3
5
Tozeur
2
4
3
Gabes
5
Kebili
Medenine
3
Tataouine
Gazoduc Tanstunisien
Réseau principal de transport gaz existant
Réseau principal de transport gaz projeté
Région desservie en gaz
Région à desservir en G.N 2013-2020
Nbre
Commune à alimenter 2013 – 2020

Fig. 5

Composantes :

a. Programme d'équipement :

Le projet de développement de l'infrastructure gazière Sud-Nord passe par la réalisation d'un grand ouvrage gaz en haute pression dit « Rocade Ouest », reliant les villes de l'ouest (sud et nord) du pays (Voir Fig. 6) :

- ❏ Gazoduc long de l'ordre de 650 Km en Ø24″ et Ø20″.
- ❏ Antennes HP – MP d'alimentation des communes de l'ordre de 1070 Km en Ø12″– 8″– 4″.
- ❏ 6 Stations de compression bidirectionnelles de 4 – 6 – 8 – 10.5 et 15 MW.

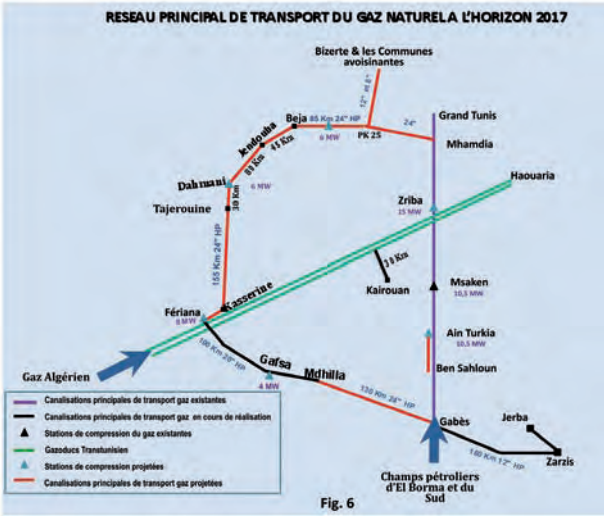
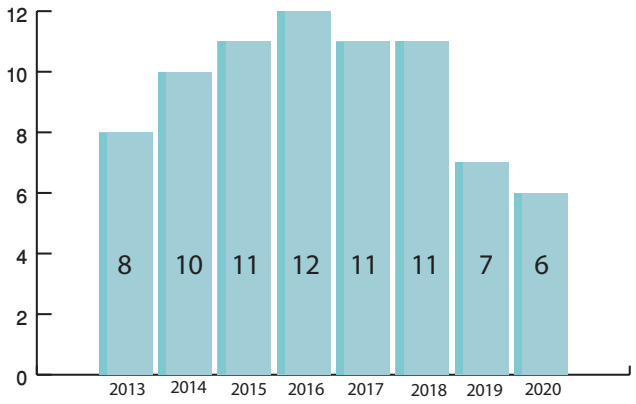


Fig. 6

Planning raccordement annuel des 76 communes



b. Programme de Réalisation :

La réalisation de ces 1720 Km de réseaux HP – MP (Gazoduc + antennes communes) sera faite en 2 étapes de 2013 à 2017. Simultanément seront exécutés de 2013 à 2020 2700 Km de réseaux primaires de distribution en basse pression (BP) dans les 76 communes en polyéthylène Ø160 et 110 mm. (Voir Fig. 7)

c. Coût de réalisation :

- Les coûts des 1720 Km des réseaux de transport en acier HP – MP sont de l'ordre de 820 MDT.
- Les couts des 2700 Km de réseaux primaires de distribution en PE 160 – 110 sont estimés à 300 MDT.

	Infrastructure (Km)		Coût estimatif (MDT)		année de mise en service (*)
	Transport	Distribution	Transport	Distribution	
ETAPE 1 • Gazoduc Tunis - Béja -Jendouba – Dahmeni • Gazoduc Dahmeni-Feriana • Alimentation de 30 communes Rocade • Gazoduc Tunis - Bizerte et 15 communes • Station de compression Zriba & Ain Turkia	975	1600	475	180	2015
ETAPE 2 • Gazoduc Gabès - M'Dhila • Alimentation de 31 communes (Rocade et autres) • Station de compression Rocade Ouest & M'saken • Dédoublement gazoduc Ben Sahloun - Ain Turkia	665	1100	345	120	2017
TOTAL	**1640**	**2700**	**820**	**300**	
	4340 Km		**1120 MDT**		

(*) : Année de mise en gaz des réseaux de transport

d. Avantages de ce programme :

▲ Impact stratégique :

- Sécuriser les capacités d'approvisionnement en gaz.

- Encourager les industriels et les consommateurs finaux à investir dans des biens d'équipement nouveaux à plus faible consommation énergétique.

- Aider au libre échange euro-méditerranéen dans le secteur de l'énergie et en particulier celui du gaz naturel (création d'une zone de libre-échange et de prospérité partagée).

▲ Impact environnemental :

La substitution des produits pétroliers (Fuel lourd, GPL, G.O, ..) par le gaz naturel pour les industriels existants et futurs permettra la réduction des émissions des gaz à effet de serre de l'ordre de 413 Kilotonne de CO_2.

▲ Impact Economique et social :

La distribution du gaz naturel à travers cette rocade ouest à environ à 90 000 ménages et 500 unités industrielles, à l'horizon 2020 contribuera considérablement à la réduction de la facture énergétique nationale de l'ordre de 150MDT.

De plus, parallèlement à l'amélioration du taux de pénétration du gaz naturel dans les zones desservies (100 communes à fin 2012), l'évolution de la consommation du gaz naturel dans les secteurs résidentiel et tertiaire dans les 76 nouvelles communes additionnelles à desservir, continuera sur un rythme positif régulier suivant l'évolution du style de vie et pourrait ainsi aider à atteindre un taux de pénétration national du gaz naturel de l'ordre de 50% à l'horizon 2030 (actuellement de l'ordre de 33%).

Par ailleurs, la disponibilité du gaz naturel dans les régions du nord ouest et sud ouest drainera l'implantation de nouvelles unités industrielles et agro-alimentaires génératrices de nouveaux postes d'emploi contribuant ainsi à l'amélioration des conditions de vie dans ces régions.

4.Conclusion

La réalisation du plan directeur de transport et de distribution du gaz pour la période 2013 – 2020 de part son envergure et son importance stratégique nationale incitera à :

- Diversifier les sources d'énergie primaire surtout pour la production d'électricité le principal utilisateur du gaz naturel.

- Promouvoir et développer les champs nationaux de gaz (projets STGP, Nawara, …).

- Activer les contrats gaz à long terme avec l'Algérie et réactiver le projet du gazoduc Mellita(Lybie) – Gabes.

- Intensifier la prospection de nouveaux gisements dans le nord et le sud du pays.

Bibliographie :

- Tableaux de bord STEG 2012

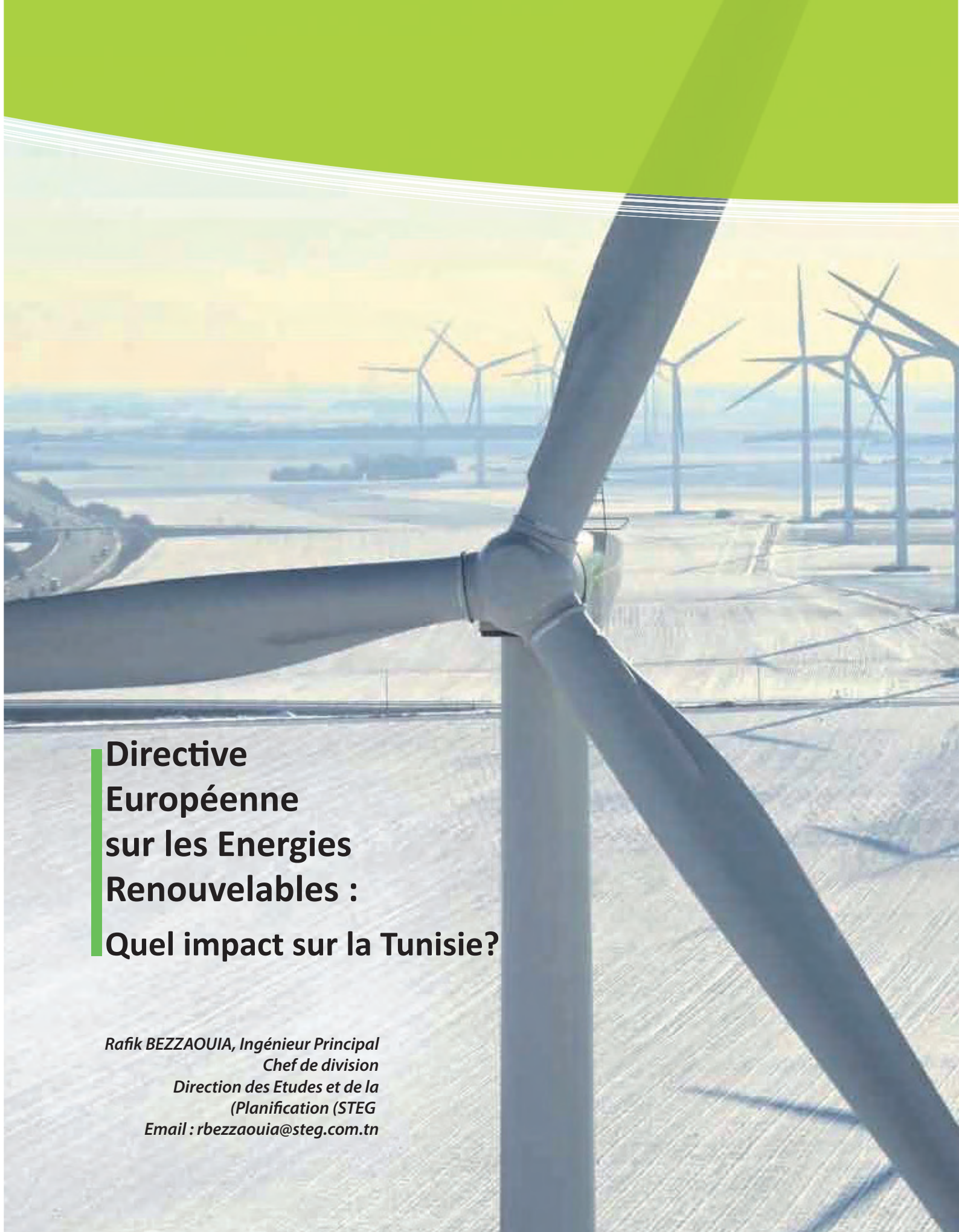
- Programme équipement gaz – STEG – Direction Production et Transport Gaz.

- Programme distribution gaz – STEG – Direction Distribution Electricité et Gaz (Département Techniques Distribution Gaz).

- ADEME : Agence de l'environnement et de la maitrise de l'énergie.

Rectif

*Nous avons publié lors de notre drenière édition (n° 84 datée de février 2013) un article intitulé « **La maitrise de l'energie dans le secteur du tourisme** » sans citer son auteur, cet article appartient à Mme Jihene Amri ingénieur à l'ANME.*



Directive Européenne sur les Energies Renouvelables :

Quel impact sur la Tunisie?

Rafik BEZZAOUIA, Ingénieur Principal
Chef de division
Direction des Etudes et de la
(Planification (STEG
Email : rbezzaouia@steg.com.tn

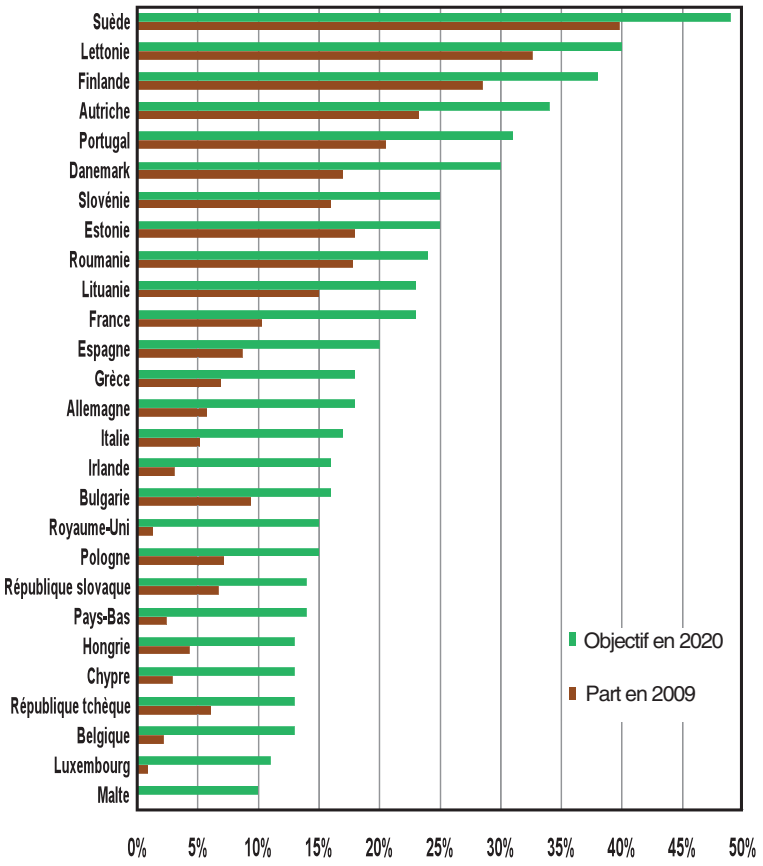
Eclairage

Cet article traite du cadre réglementaire européen régissant l'importation par l'Union européenne de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables : En l'occurrence, il s'agit de l'article 9 de la directive européenne 2009/28/CE sur les énergies renouvelables.

Dans cet article également, une présentation sommaire de certaines initiatives s'inscrivant dans le cadre de la mise en œuvre de l'article 9 susmentionné et qui intéressent d'une façon ou d'une autre le secteur énergétique en Tunisie.
Pour les besoins du présent article, les acronymes suivants ont été utilisés :
- SER : Sources d'énergie renouvelables.
- UE : Union européenne.

1. Cadre général de la directive européenne sur les énergies renouvelables

Pour que les états membres de l'UE se conforment au protocole de Kyoto à la convention des Nations-unies sur le changement climatique, et en vue notamment d'une diminution des émissions des gaz à effet de serre au-delà de 2012, la directive européenne 2009/28/CE du 23 avril 2009, relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, a fixé des objectifs nationaux contraignants en matière d'énergies renouvelables pour les états membres de l'UE d'ici à 2020. Cette directive a été adoptée à l'unanimité par le Conseil européen et a recueilli une large majorité au Parlement européen.
Ces objectifs permettent d'atteindre à l'horizon 2020 une part d'au moins égale à 20 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'UE.
Au niveau de chaque état membre de l'UE, des objectifs nationaux contraignants sont assignés par la directive 2009/28/CE concernant les parts de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans les consommations finales d'énergie, voir graphique1.



Graphique 1. Parts d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation finale d'énergie pour l'UE

Par ailleurs et selon la même directive, chaque état membre de l'UE doit veiller à ce que la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans toutes les formes de transport en 2020 soit au moins égale à 10 % de sa consommation finale d'énergie dans le secteur des transports.

2. Cadre juridique de l'importation de l'électricité verte par l'UE

Pour atteindre les objectifs qui leur sont fixés, les états membres de l'UE pourraient tenir compte, en vertu de l'article 9 de la directive 2009/28/CE (voir texte intégral en encadré), de l'électricité produite à partir de SER (dite encore «électricité verte») et importée d'en dehors de l'UE.

Directive européenne 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables

Texte intégral de l'article 9 : Projets communs entre États membres et pays tiers

1. Un ou plusieurs États membres peuvent coopérer avec un ou plusieurs pays tiers sur tous types de projets communs concernant la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Cette coopération peut impliquer des opérateurs privés.

2. L'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans un pays tiers n'est prise en compte que pour évaluer la conformité aux exigences de la présente directive concernant les objectifs nationaux globaux, si les conditions suivantes sont remplies :

a) l'électricité est consommée dans la Communauté, cette exigence étant supposée remplie dès lors que :

i) une quantité d'électricité équivalente à l'électricité considérée a été définitivement affectée à la capacité d'interconnexion allouée par tous les gestionnaires de réseau de transport responsables dans le pays d'origine, le pays de destination et, le cas échéant, chaque pays tiers de transit;

ii) une quantité d'électricité équivalente à l'électricité considérée a été définitivement enregistrée dans le tableau d'équilibre par le gestionnaire de réseau de transport du côté communautaire d'une interconnexion; et

iii) la capacité affectée et la production d'électricité à par-tir de sources d'énergies renouvelables par l'installation visée au paragraphe 2, point b), se rapportent à la même période;

b) l'électricité est produite par une installation récemment construite dont l'exploitation a débuté après le 25 juin 2009 ou par la capacité accrue d'une installation qui a été rénovée après cette date dans le cadre d'un projet commun visé au paragraphe 1;

c) la quantité d'électricité produite et exportée n'a bénéficié d'aucun soutien au titre d'un régime d'aide d'un pays tiers autre que l'aide à l'investissement accordée à l'installation.

3. Les États membres peuvent demander à la Commission que soit prise en compte, aux fins de l'article 5, l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables, produite et consommée dans un pays tiers, dans le contexte de la construction d'une interconnexion, avec des délais d'exécution très longs, entre un État membre et un pays tiers, si les conditions suivantes sont remplies :

a) la construction de l'interconnexion doit avoir démarré au plus tard le 31 décembre 2016;

b) l'interconnexion ne doit pas pouvoir être mise en service au 31 décembre 2020;

c) l'interconnexion doit pouvoir être mise en service au plus tard le 31 décembre 2022;

d) après sa mise en service, l'interconnexion est utilisée pour exporter vers la Communauté, conformément au paragraphe 2, de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables;

e) la demande porte sur un projet commun qui répond aux critères fixés au paragraphe 2, points b) et c), et qui utilisera l'interconnexion après sa mise en service, et sur une quantité d'électricité ne dépassant pas la quantité qui sera exportée vers la Communauté après la mise en service de l'interconnexion.

4. La proportion ou la quantité d'électricité produite par toute installation située sur le territoire d'un pays tiers qui doit être considérée comme entrant en ligne de compte pour l'objectif global national d'un ou de plusieurs États membres aux fins d'évaluer le respect des dispositions de l'article 3 est notifiée à la Commission. Quand plus d'un État membre est concerné, la répartition de cette proportion ou quantité entre les États membres est notifiée à la Commission. Cette proportion ou quantité ne dépasse pas la proportion ou quantité effectivement exportée vers la Communauté et consommée sur son territoire, qui correspond à la quantité visée au paragraphe 2, point a) i) et ii) du présent article, et qui satisfait aux conditions énoncées à son paragraphe 2, point a). Cette notification est faite par chaque État membre dont la proportion ou la quantité d'électricité doit entrer en ligne de compte pour l'objectif global national.

5. La notification visée au paragraphe 4 :

a) décrit l'installation projetée ou indique l'installation rénovée;

b) précise la proportion ou la quantité d'électricité produite par l'installation qui doit être considérée comme entrant en ligne de compte pour l'objectif national d'un État membre, ainsi que, sous réserve des exigences de confidentialité, les dispositions financières correspondantes;

c) précise la période, exprimée en années civiles entières, durant laquelle l'électricité doit être considérée comme entrant en ligne de compte pour l'objectif national global de l'État membre; et

d) comprend une déclaration écrite par laquelle le pays tiers sur le territoire duquel l'installation doit être exploitée reconnaît avoir pris connaissance des points b) et c) et la proportion ou la quantité d'électricité, produite par l'installation, qui sera utilisée dans et par ledit pays tiers.

6. La période visée au paragraphe 5, point c), ne s'étend pas au-delà de 2020. La durée d'un projet commun peut s'étendre au-delà de 2020.

7. Une notification faite au titre du présent article ne peut être modifiée ou retirée sans l'accord conjoint de l'État membre auteur de la communication et de l'État tiers qui a reconnu avoir pris connaissance du projet commun conformément au paragraphe 5, point d).

8. Les États membres et la Communauté encouragent les organes compétents qui relèvent du traité instituant la Communauté de l'énergie à prendre, conformément aux dispositions de ce traité, les mesures nécessaires pour que les parties contractantes audit traité puissent appliquer les dispositions en matière de coopération entre États membres fixées dans la présente directive.

En effet, l'article 9 prévoit la possibilité de projets communs entre des états membres de l'UE et des pays tiers en vue de promouvoir la production d'électricité à partir de SER dans un pays tiers et de transférer cette électricité à ces états membres, et ce afin d'atteindre les objectifs nationaux qui leur sont assignés.
Trois conditions doivent être dès lors réunies concernant l'électricité importée par l'UE d'origine renouvelable :
a) L'électricité doit être consommée à l'intérieur de l'UE.
b) L'électricité doit être produite par une installation dont l'exploitation a débuté après le 25 juin 2009 ou par la capacité accrue d'une installation rénovée après cette date.
c) L'électricité produite et exportée ne doit bénéficier d'aucun soutien autre que l'aide à l'investissement accordée à l'installation.
Par ailleurs, et étant donné que les projets menés dans des pays tiers et éligibles pour permettre l'exportation d'électricité verte vers l'UE, sont succeptibles de nécessiter de longs délais avant d'être entièrement interconnectés avec le territaoire de l'UE, la directive 2009/28/CE autorise les états membres à prendre en compte, dans leurs objectifs nationaux, une quantité limitée d'électricité produite par ces projets pendant la construction de l'interconnexion.

3. Initiatives en relation avec l'article 9 de la directive européenne sur les énergies renouvelables

Pour atteindre l'objectif global de 20 % du mix énergétique européen en 2020, l'UE est contrainte de chercher des SER en dehors de son territoire et d'importer ainsi de l'électricité verte produite notamment à partir du Moyen Orient et de l'Afrique du nord (région MENA, Middle East and North Africa).
Dans le présent chapitre, nous présentons un aperçu sur certaines initiatives entrant dans le cadre de la mise en œuvre de l'article 9 de la directive européenne 2009/28/CE sur les énergies renouvelables et intéressant directement le secteur énergétique en Tunisie, à savoir :
a) le Plan Solaire Méditerranéen ;
b) Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan ;
c) Medgrid ;
d) et Desertec Industrial Initiative.

Tableau 1. Principales initiatives s'inscrivant dans le cadre de la mise en œuvre de l'article 9 de la directive européenne 2009/28/CE

Initiative	Identité visuelle	Année de lancement	Nombre d'associés
Plan Solaire Méditerranéen	The Mediterranean Solar Plan	2008	43
Desertec industrial initiative	Dii Renewable energy bridging continents	2009	57
Medgrid	Medgrid	2010	21 (y inclus TuNur [1] et l'ONEE [2])
Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan	PWMSP Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan	2010	5 (y inclus SONELGAZ [3])

1 TuNur a été constituée en 2011 en tant que joint-venture entre la société britannique Nur Energie et un groupe d'investisseurs tunisiens. Objectif visé : Réaliser le premier projet solaire d'exportation d'électricité de la Tunisie vers l'Europe via l'installation, à partir de 2014, de centrales solaires à tour d'une puissance totale de 2 GW dans la région de Réjim Maâtoug (à Kébili).
2 Office National de l'Electricité et de l'Eau potable (Maroc).
3 Société Nationale de l'Electricité et du Gaz (Algérie).

3.1. Plan Solaire Méditerranéen (PSM)

Le PSM est l'un des projets prioritaires de l'Union pour la Méditerranée (UpM) qui a été lancé en juillet 2008 lors du sommet de Paris, bien avant la parution de la directive européenne sur les énergies renouvelables. Ce projet vise à promouvoir une politique énergétique de coopération et de développement dans la région méditerranéenne basée sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

Concrètement, le PSM a pour objectif de :

a) construire une capacité de production d'électricité à partir de SER de 20 GW à l'horizon 2020 dans les pays des rives sud et est de la Méditerranée, qui sont par ailleurs des pays membres de l'UpM (y inclus la Tunisie), ainsi que des infrastructures connexes de transport d'électricité, y compris les interconnexions internationales ;

b) réserver une partie de l'électricité produite pour la consommation locale et exporter la partie restante vers l'UE afin de garantir la rentabilité de ces projets ;

c) et améliorer l'efficacité énergétique et les économies d'énergie dans les pays de la région méditerranéenne.

En février 2013, une réunion s'est tenue à Barcelone sous l'initiative du Secrétariat de l'UPM pour discuter de la version-projet du plan directeur du PSM avec la participation de 20 pays (y inclus la Tunisie), de la Commission européenne, d'institutions financières (WB, EIB, AFD et Casa di Depositi), d'organismes régionaux (MEDENER, MEDENEC, MED-TSO, RCREEE, OME et MEDREG), d'initiatives industrielles (Medgrid et Dii, § 3.3 et 3.4) ainsi que d'experts du PWMSP (§ 3.2).

Le plan directeur du PSM, dont la version finale sera soumise aux ministères chargés de l'énergie de l'UpM en réunion prévue en décembre 2013, consiste à évaluer l'existant et le potentiel en termes d'énergies renouvelables dans les rives sud et est de la Méditerranée, préciser les besoins pour l'atteinte des objectifs du PSM et faire, enfin, des recommandations pratiques pour chaque étape de mise en œuvre.

3.2. Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan (PWMSP)

Lancée en 2010, soit deux années après le lancement du PSM, l'initiative PWMSP (Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan, soit en français «Ouvrir la voie pour le PSM») couvre 9 pays du sud de la Méditerranée, y inclus la Tunisie. Ce projet aide ces pays à regrouper leurs efforts pour créer un cadre favorable pour la mise en œuvre du PSM.

Les 4 axes d'intérêt du PWMSP sont :

a) Soutenir l'harmonisation du cadre légal et réglementaire pour les investissements dans le secteur de l'électricité à partir de SER ;

b) Faciliter le transfert de connaissances et l'échange d'expériences entre les pays partenaires méditerranéens et les états membres de l'UE dans le domaine des technologies des énergies renouvelables ;

c) Soutenir les pays partenaires méditerranéens à mettre en œuvre des politiques énergétiques durables basées sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

d) Assister les pays partenaires méditerranéens à améliorer le cadre économique et financier pour les investissements dans le secteur de la production d'électricité à partir de SER notamment le solaire.

L'initiative PWMSP aborde également l'élaboration de feuilles de route nationales et régionales dans le double objectif d'établir un marché régional d'électricité libéralisé et de promouvoir les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

PWMSP engage ses activités en étroite synergie avec des institutions régionales (telles que le Centre Régional pour l'Energie Renouvelable et l'Efficacité Energétique) et en collaboration avec d'autres projets financés par l'UE (tels que MEDREG, Association Méditerranéenne des Régulateurs).

Financé par la Commission européenne sur une durée de trois années, PWMSP est confié à un consortium mené par la firme allemande MVW et comprenant notamment deux opérateurs nationaux (un français et un italien) du système de transport électrique dans l'UE.

3.3. Medgrid

Etant un projet-support pour le PSM, l'initiative Medgrid a été lancée en juillet 2010 et vise à développer l'interconnexion des réseaux de transport d'électricité à l'échelle du bassin méditerranéen afin de pouvoir affecter une partie (5 GW) de la capacité de production à partir de SER dans la région MENA prévue par le PSM au marché européen à l'horizon 2020.

En décembre 2010, le consortium Medgrid a été officiellement créé par l'association d'une vingtaine de groupes industriels, français en bonne partie, leaders dans les do-maines de la production, du transport et de la distribution d'électricité, ainsi que du financement des infrastructures et des services en relation. Medgrid est également conduit par deux organismes gouvernementaux français : AFD et CDC Infrastructure (Caisse des Dépôts et Consignations).

Les missions de Medgrid consistent à:

a) proposer un schéma directeur technico-économique, basé sur des projets concrets, d'un réseau électrique transméditerranéen d'une capacité d'export vers l'UE de 5 GW à l'horizon 2020 ;

b) promouvoir un cadre réglementaire favorable pour attirer les projets d'investissement dans la rive sud de la Méditerranée ;

c) évaluer les impacts de ces projets d'investissement ainsi que ceux des échanges d'électricité sur les aspects socio-économiques de la région ;

d) développer la coopération technico-économique avec les pays de la rive sud de la Méditerranée autour de projets d'interconnexion transméditerranéenne ;

e) et promouvoir les technologies et les industries européennes dans les secteurs de production d'électricité à partir de SER, le transport d'électricité en courant continu, ainsi que les câbles sous-marins à très haute tension.

En fin 2014, un plan directeur est attendu d'être publié par Medgrid fournissant les possibilités d'échange d'électricité et précisant les solutions optimales aux besoins énergétiques spécifiques aux pays concernés. Des scénarios économiques devront être également publiés, donnant des recommandations sur des modèles pertinents de financement.

3.4. Desertec industrial initiative (Dii)

Dii a été lancé en 2009, soit une année après le lance-ment du PSM, et a pour objectif de développer un système énergétique intégré de production d'électricité dans les déserts de l'Afrique du nord capable de produire de l'électricité à partir de SER afin d'exporter une partie vers l'UE et de consommer le reste en local dans les pays producteurs.

Dans ce cadre, l'étude «Desert Power 2050», publiée en juin 2012 par Dii, présente différents scénarios basés sur une optimisation de coûts à l'horizon 2050 pour produire de l'électricité à plus de 90 % à partir de SER (principalement solaire et éolienne) dans la région MENA. Selon cette étude, l'un des scénarios, dit «connecté», fournira un approvisionnement durable et sécurisé en électricité à la région MENA tout en permettant à l'UE d'importer jusqu'à 20 % de ses besoins en électricité. Dans ce scénario, l'approche «gagnant-gagnant» associée à la vision

de Dii est mise en valeur : 63 milliards d'euros générés annuellement pour les pays de la région MENA par l'exportation d'électricité vers l'UE d'une part, et une électricité moins chère et plus propre avec des économies de 30 euros par MWh importé pour l'UE d'autre part.

Toujours dans ce même scénario, la capacité d'interconnexion sous-marine entre l'UE et la région MENA serait de 222 GW à l'horizon 2050, alors que le transfert net d'électricité entre le Sud et le Nord atteindrait 1 110 TWh par an.

Entre Dii et Medgrid, certains points communs soutiennent leur complémentarité et nient a priori toute forme de concurrence entre eux, et ce bien que Medgrid et Dii soient soutenus respectivement par la France pro-nucléaire et l'Allemagne qui est en phase de quitter le nucléaire et donc pro-renouvelable.

En effet, ces deux initiatives s'accordent sur le rôle que doit jouer l'UE pour l'exploitation des ressources en énergies renouvelables dans la région méditerranéenne. Certes, les objectifs fixés par Dii s'étendent sur un horizon plus lointain (2050) par rapport à Medgrid (2020). Aussi, l'activité principale de Dii s'attelle principalement sur le volet production d'électricité, alors que pour Medgrid, c'est plutôt le côté transport d'électricité qui prend plus d'intérêt. En tous cas, il y a une reconnaissance mutuelle que les travaux menés dans le cadre de Medgrid pourraient être intégrés dans ceux menés par Dii pour étudier les moyens de transporter l'électricité verte au réseau européen et éviter ainsi le «double travail». C'est ce qui a du moins été concrétisé par la signature d'un «memorandum of understanding» en novembre 2011 entre Dii et Medgrid.

4. Contexte tunisien pour l'application de l'article 9 de la directive 2009/28/CE

Dans notre contexte national tunisien, toute initiative visant à déployer les SER pour des fins d'exportation de l'électricité verte vers l'UE devrait servir avant tout l'intérêt national, et ce sous plusieurs angles :

a) allant de l'exploitation rationnelle et intelligente des ressources nationales en énergies renouvelables pour surtout sauvegarder le potentiel solaire dont jouit notre pays et afin de contribuer à sécuriser notre avenir énergétique, et ce tenant compte de la forte dépendance de notre production d'électricité vis-à-vis du gaz naturel actuellement, conjuguée avec le déclin annoncé des ressources gazières et avec la hausse des prix des combustibles d'autre part ;

b) passant à la nécessité de la maîtrise par le secteur industriel de la technologie des énergies renouvelables et de la fabrication locale des composants industriels en relation, sans oublier l'aspect Recherche et Développement qui devrait être amplement structuré et développé;

c) et arrivant aux développements socio-économiques en encourageant l'intégration industrielle et la création d'emplois. Ces concepts sont fort particulièrement visés désormais par la société civile.

Dans le même contexte, cette mutation énergétique annoncée présume que les cadres réglementaire, institutionnel et légal devraient être revus en conséquence tout en préservant et favorisant les intérêts nationaux. A ce titre, nous rappelons les deux points essentiels suivants :

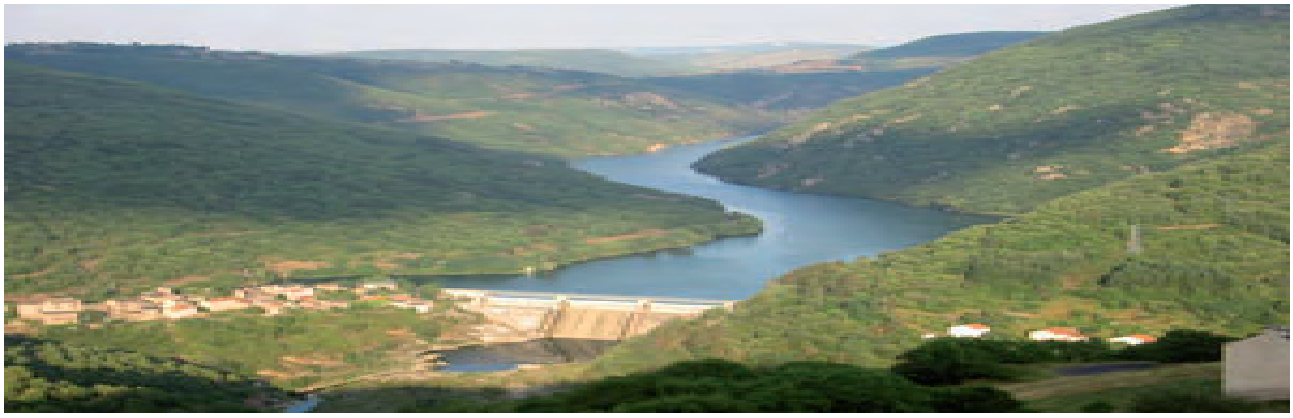
a) Le transport et l'exportation de l'électricité sont les monopoles de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) et sont demeurés les monopoles naturels de l'Etat dans plusieurs pays vu leur caractère stratégique pour la sécurité de fourniture de l'électricité.

b) Le décret n° 96-1125 du 20 juin 1996 a introduit la possibilité de recourir à la production privée d'électricité par l'octroi de concessions de production après mise en concurrence par appel d'offres. L'électricité ainsi produite doit être obligatoirement cédée en totalité à la STEG. Par conséquent, il n'y a pas actuellement un cadre légal régissant la production indépendante d'électricité pour l'exportation.

Par ailleurs, nous pensons qu'au niveau national, la mise en œuvre de l'article 9 de la directive européenne 2009/28/CE devrait découler d'une vision stratégique claire de l'avenir du système électrique en Tunisie. A cet effet, l'établissement d'une feuille de route et des plans directeurs serait plus qu'impératif pour harmoniser les objectifs de tous les acteurs intervenants dans le secteur énergétique national et pour regrouper les efforts consentis de la part de tous ces intervenants.

LES STOCKAGES D'ENERGIE PAR POMPAGE TURBINAGE PROJET D'UNE CENTRALE STEP A OUED EL MALEH

ELMANAA Said : Sous-directeur (DGE)



I : APERCU GENERAL DU SECTEUR D'ELECTRICITE POUR L'ANNEE 2012

I-1 : La production d'électricité

En 2012, la production nationale d'énergie électrique injectée dans le réseau de transport (STEG, IPP, Echanges et achats auprès des auto-producteurs) a atteint 16842 GWh dont 81.2% produite par la STEG et 18.4% produite par la production indépendante du site de Radés II.

Au cours de l'année 2012, le combustible de base utilisé pour la production d'électricité a été le gaz naturel à concurrence de 98.1%. La part des énergies renouvelables (éolienne & hydraulique) représente 1.8% de la production. Quant à la production d'électricité à partir du gas-oil, elle reste très faible. De plus, il est à noter qu'il n'y a eu aucun recours au fuel lourd.

La répartition de la production nationale par type d'équipement (hors achats tiers et échanges) est comme suit :

- 51.6% provenant des cycles combinés (renforcé par l'entrée en exploitation du cycle combiné de Ghannouch en juin 2011),
- 32.4% provenant du parc thermique,
- 14% provenant des turbines à gaz,
- 1.8% provenant des énergies renouvelables.

I-2 : Parc de production d'électricité

La STEG a adopté le gaz naturel en tant qu'énergie primaire propre et a utilisé les équipements les plus appropriés tels que le cycle combiné qui occupe d'ailleurs une place prépondérante dans la production de l'énergie électrique. Elle dispose d'un parc de production diversifié d'une puissance installée de l'ordre de 3646 MW en 2012.

La puissance installée des équipements du parc national est de l'ordre de 4144 MW en 2012, répartie comme suit: 26.3% turbines thermique-vapeur, 30.4% cycles combinés, 37.6% turbines à gaz, 1.5% hydrauliques et 4.1% éoliennes.

La puissance maximale de pointe a atteint 3353 MW en 2012.

I-3 : Consommation spécifique

Au cours de l'année 2012, la consommation de combustible (STEG & IPP Radés II) a atteint 3831 Ktep pour produire 16475 GWh d'électricité.

La consommation spécifique globale des moyens de production de la STEG et d'IPP Radés II a atteint 232.5 tep/GWh en 2012. Elle ne cesse d'améliorer durant les dernières années, celle-ci s'explique principalement par la participation du cycle combiné de Ghannouch et par l'optimisation du placement des moyens disponibles.

I-4 : La demande d'électricité

En 2012, la demande d'électricité s'est élevée à environ 14107 GWh. La structure de cette demande selon le niveau de tension a évolué comme suit :

- La demande Haute Tension (HT) en augmentation de 10.7% par rapport à 2011 et représente 10% de la demande,
- La demande Moyenne Tension (MT) en augmentation de 6.8% par rapport à 2011 et représente 45% de la demande,
- La demande Basse Tension (BT) en augmentation de 9.8% par rapport à 2011 et représente 45% de la demande.

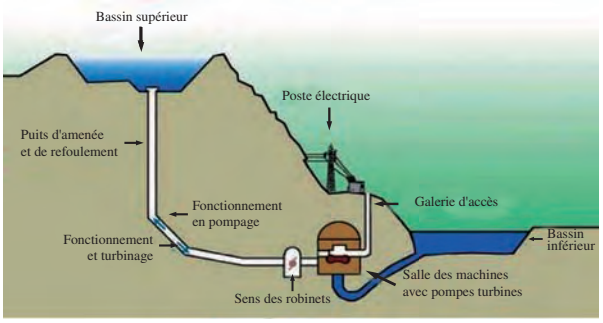
II: LES STOCKAGES D'ENERGIE PAR POMPAGE TURBINAGE

La technique de pompage-turbinage (STEP), ou « pumped storage power plants » (PSP) en anglais, est une technologie éprouvée connue depuis la fin du 19 ème siècle. Utilisée à travers le monde, elle permet de stocker de grande quantité d'énergie électrique par l'intermédiaire de l'énergie potentielle de l'eau. L'Agence Internationale de l'Energie estime que 140 GW de STEP sont aujourd'hui en place dans le monde, constituant 99% de la capacité de stockage mondiale disponible pour le réseau électrique.

Utilisant cette technique, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) permettent d'éviter le gaspillage d'énergie pendant les heures creuses (nuit, week-end) et de pallier à l'intermittence de la production électrique du secteur éolien et solaire qui ne peuvent pas fonctionner en permanence. Lors des pics de consommations, la compagnie électrique peut mettre en fonctionnement très rapidement en environ 6 minutes leurs barrages à retenue d'eau pour pallier à la forte demande.

II-1 : Principe de fonctionnement d'une STEP

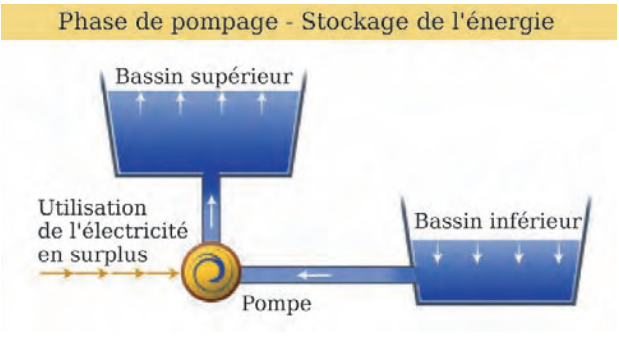
Les STEP sont des centrales dites «réversibles» car elles bénéficient de deux modes de fonctionnement qui sont utilisé pour transvaser de l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur et inversement.



Le premier mode de fonctionnement est le mode pompage

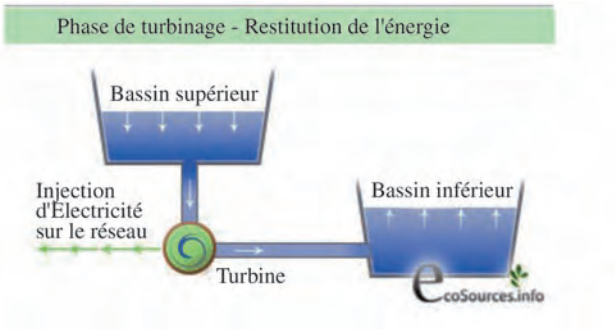
L'eau du bassin inférieur est pompée vers le bassin supérieur lorsque le bassin inférieur tend vers le vide et lorsque le réseau produit un surplus d'énergie lors d'heure creuse ou d'un pic de production. Ce surplus sert alors à actionner les pompes.

Sous l'effet de la pesanteur, cette masse d'eau représente une future capacité de production électrique.



Le second mode de fonctionnement est le mode turbinage

Lorsque le réseau connaît un déficit de production électrique, la circulation de l'eau est inversée. La pompe devient alors turbine et restitue l'énergie accumulée précédemment.



Cette opération engendre entre 15% à 30% de perte d'électricité, cependant elle permet de stocker de l'énergie inutilisée. On peut dire que le surplus de l'électricité est convertit en énergie potentielle gravitationnelle de l'eau.

On peut comparer les STEP à un robinet, lorsqu'on veut de l'électricité on ouvre l''eau, lorsqu'on n'en veut plus on ferme l'eau.

II-2 : Les avantages et inconvénients de STEP

Comme toute technologie cette technique a des avantages :

- Modulable: les groupes hydroélectriques peuvent démarrer en quelques minutes et injecter leur puissance sur le réseau ce qui n'est pas le cas des centrales nucléaires ou des centrales thermique-vapeur. Ceci est très utile pour notre gestionnaire du réseau (RTE) qui peut passer les pointes de consommation grâce à l'hydraulique de pointe,
- Renouvelable : cette énergie est renouvelable et n'émet aucun gaz à effets de serres,
- Il ya une sécurisation d'approvisionnement du réseau électrique,
- La technologie pompe, turbine et barrage hydroélectrique est simple et mainte fois éprouvé,
- En ces temps de crise énergétique, il y a une optimisation de la production énergétique avec le stockage de l'énergie produite en surplus.

Cependant cette technique a aussi des inconvénients :

- Il y a impact non négligeable sur le paysage et l'hydrologie,
- Le cycle de pompage turbinage engendre des pertes d'énergie allant de 15% à 30%.

II-3 : Modalités d'intervention

Les STEP peuvent être activées sur des courtes durées (parfois quelques minutes), en tant que capacités électriques d'appoint. Elles consomment plus d'électricité qu'elles n'en produisent et sont activées en dernier recours pour sécuriser le réseau électrique.

Suivant la capacité des réservoirs et le type de machine, la phase de production peut durer de quelques heures à plusieurs jours. Comme pour toutes les centrales hydroélectriques classiques, les STEP sont d'autant plus puissantes que la chute d'eau entre les deux bassins est haute.

On distingue les STEP ayant un potentiel d'utilisation :

- « journalier » lorsque les réservoirs disposent d'une capacité de stockage équivalente à quelques heures de production,
- « hebdomadaire » lorsque les réservoirs stockent un volume d'eau suffisant pour produire de l'électricité en continu durant plusieurs dizaines d'heures.

Lorsque la demande d'électricité est faible (et le coût de l'électricité peu élevé), la STEP pompe l'eau vers le bassin supérieur afin de stocker de l'énergie. Lorsque la demande d'électricité est forte (et le coût de l'élec-

tricité élevé), la STEP turbine l'eau, exploitant son énergie potentielle due au différentiel d'altitude entre les deux bassins. Elle restitue ainsi de l'électricité sur le réseau.

II-4 : Projet d'une centrale de pompage turbinage à Oued El Maleh

La Tunisie, au climat semi-aride, a un potentiel hydrographique faible et ne compte qu'une seule «rivière» pérenne, Oued Medjerda, il est exploité par 4 barrages principaux (entre 4 et 36 MW) qui atteignent aujourd'hui, avec le renfort des barrages plus petits, une puissance installé de 62 MW.

La centrale hydraulique de Sidi Salem, construite entre 1980 et 1984 avec une puissance installée brute de 34 MW, est le plus puissante des réalisations de ce genre dans le pays.

Un ensemble de sites potentiels a été identifié pour de nouvelles centrales (El Maleh Amont, Barbara, Sidi Saad & Siliana) par la STEG en coopération avec le ministère de l'agriculture.

Une étude de faisabilité d'une centrale de pompage turbinage (STEP de 400 à 500 MW) à Oued El Maleh pour le stockage de l'énergie a été envisagée par la STEG.

III : CONCLUSION

Les STEP sont, à l'heure actuelle, le meilleur système connu pour stocker le surplus d'électricité produit par les énergies intermittentes comme l'énergie éolienne ou l'énergie solaire et sont aussi la technique la plus mature de stockage stationnaire de l'énergie. Equipées de turbines à pompe, elles permettent en effet de gérer la fluctuation de la demande.

Les STEP permettent d'assurer l'équilibre entre production et consommation. Cet équilibre est déterminant pour la stabilité du réseau électrique, et son exploitation en continu, tout en limitant les coûts de production lors des pics de consommation.

Or les STEP à vitesse fixe permettent seulement la régulation électrique en mode production. Elles ne permettent pas d'ajuster la puissance absorbée lors du pompage. Le pompage n'est possible qu'avec une quantité fixe d'énergie.

Par conséquent, si la quantité d'énergie disponible pour le stockage est faible, une STEP équipée d'une turbine-pompe à vitesse fixe ne pourra pas la stocker.

Les STEP à vitesse variable permettent de réguler le niveau d'énergie qu'elles consomment, et donc de réguler la puissance absorbée pendant le pompage. Elles peuvent donc pomper de l'eau même si la quantité d'énergie disponible est faible.

Le rendement des cycles de pompage/turbinage est donc fortement amélioré car le réservoir d'une STEP à vitesse variable peut être rempli en permanence.

Cette souplesse permet de réduire les séquences d'arrêt et de redémarrage de la STEP, mais aussi d'améliorer la qualité de l'électricité injectée dans le réseau (maintient de la fréquence et de la tension).

De petites centrales à pompage-turbinage peuvent contribuer au stockage d'énergie et à une production flexible décentralisée afin d'intégrer les énergies intermittentes.

Il n'y aura pas de développement en masse de l'éolien et du solaire sans solutions de stockage à grande échelle. Seule la technologie de pompage-turbinage (STEP) permet de répondre à ce défi de méga-stockage. Les STEP sont indispensables dans la perspective d'une économie mondiale tournant à base d'éolien et de solaire.

ENERGIES RENOUVELABLES EN TUNISIE

REALITE ou UTOPIE ?

L'énergie constitue un domaine stratégique et l'un des fondements essentiels du progrès économique et de la stabilité sociale en Tunisie. La sécurité énergétique est un choix incontournable, une obligation même, tellement les défis, notamment économiques, de l'étape à venir sont importants.

Ghaddab Fethi
Directeur Central de la SITEP

L'OPTION DE LA TUNISIE PORTE SUR TROIS AXES ESSENTIELS :

1. DÉVELOPPEMENT DES OPÉRATIONS D'EXPLORATION ET DE PROSPECTION DES HYDROCARBURES DES ÉNERGIES FOSSILES, LE SOUS-SOL TUNISIEN N'A PAS ENCORE LIVRÉ TOUS SES SECRETS,

2. RATIONALISATION DE LA CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE,

3. ENERGIES RENOUVELABLES.

I.ENERGIES FOSSILES

Des efforts ont été déployés dans le domaine du développement de la législation relativé à la recherche et de la prospection des hydrocarbures, en vue de renforcer la capacité de la Tunisie à attirer des compagnies pétrolières mondiales. Sur ce point, qui est essentiel, la Tunisie a toujours été avant-gardiste pour ajuster périodiquement sa législation. Le nombre des compagnies actives dans le secteur n'a cessé d'augmenter au cours des dix dernières années.

L'incitation à l'augmentation des investissements d'exploration et de développement des hydrocarbures de façon continue, a permis progressivement la mise en valeur du potentiel pétrolier Tunisien, avec de nouvelles découvertes réalisées notamment dans le Sud tunisien (SITEP, ENI, OMV, etc.) favorisant une amélioration des ressources nationales d'hydrocarbures.

Toutefois une révision du code des hydrocarbures de la Tunisie en ce début du 21ème siècle s'impose, surtout que de nouveaux objectifs commencent à se profiler à l'horizon dont notamment les réservoirs non conventionnels.

L'utilisation et le développement des nouvelles technologies de pointe en matière de recherche et de prospection ainsi que les forages directionnels avec des multi-drains, les complétions intelligentes, les méthodes de récupérations, etc. ont pour but l'augmentation de l'extraction du pétrole à partir de la totalité des champs et même ceux marginaux.

Citons, enfin, le Projet gazier du sud tunisien « STGP » (South Tunisian Gas Project) qui permettra d'acheminer, le gaz associé et le condensat produits à partir des différentes concessions du sud Tunisien : La construction d'une station de compression de gaz et d'un pipeline de l'ordre de 320 kms.

L'objectif serait de stabiliser le déclin, ce qui est un beau challenge pour notre pays, objectif réalisable, à condition de déployer une synergie harmonieuse avec toutes les parties impliquées dans l'industrie Pétrolière en Tunisie.

II. RATIONALISATION DE LA CONSOMMATION DE L'ENERGIE

Les efforts sont multiples et doivent encore être consolidés, on peut résumer les principales actions réalisées dans ce domaine au cours de ces dernières années comme suit :

- Elimination du marché local des équipements énergivores, amélioration des performances énergétiques des équipements, assistance et incitation avec des primes à la réduction de la consommation d'énergie.

- Obligation pour les grands projets dont la consommation totale annuelle dépasse les 3 000 tep, d'une autorisation préalable du ministère chargé de l'énergie en vue de les orienter vers l'utilisation des procédés de fabrication énergétiquement performants ainsi que, l'encouragement des entreprises à acquérir les équipements économes en énergie,

- Donner la possibilité aux établissements produisant de l'électricité à partir des énergies renouvelables pour leurs besoins propres à vendre à la STEG leur surcoût de production, sans toutefois dépasser 30% de leur production totale.

- Favoriser la pénétration du gaz naturel dans le marché local.

- Incitation à mettre en place des chauffe-eau solaires, avec le succès remarquable rencontré dans les foyers Tunisiens, et la création en Tunisie d'unités de fabrication des chauffes eau solaires et d'unités de production de composants de capteurs photovoltaïques.

- Ajustement périodique des tarifications pour ce qui est des hydrocarbures et de l'électricité, dans l'objectif de rationaliser la consommation.

- Intensification des campagnes de sensibilisation à l'économie d'énergie, qui doivent être à mon sens, plus modernes, plus convaincantes, plus attractives et en phase avec l'ère du temps.

Il s'agit là aussi d'un axe stratégique porteur, car la rationalisation de la consommation est un gisement d'énergie inépuisable qui doit être ancré et gravé dans notre culture et enseigné pour que les générations futures soient prêtes à une meilleure utilisation et consommation de l'énergie.

III. ENERGIES RENOUVELABLES

La Tunisie ne doit pas être à la traine dans ce domaine, elle doit se munir d'une stratégie volontariste et proactive, les enjeux et la concurrence surtout sur le plan régional sont énormes.

Les énergies renouvelables, concernent essentiellement les énergies éolienne et solaire. Selon les spécialistes, en Tunisie et à l'horizon de 2030, la production de l'énergie verte dépassera celle de l'énergie fossile. Les énergies renouvelables ne doivent plus s'intégrer uniquement dans le cadre de la protection de l'environnement, mais dans une réalité plus concrète visant la sécurité énergétique, nécessaire pour le developpement socio-économique.

Il est donc évident que nous vivons un tournant où l'énergie verte aura plus d'importance. Les énergies renouvelables représentent l'unique alternative, outre l'énergie nucléaire, aux énergies traditionnelles (pétrole et gaz), appelées à s'épuiser au cours de ce siècle.

La Tunisie doit se préparer à l'ère de l'après pétrole. Le Plan Solaire Tunisien (PST) doit être réalisé à un rythme plus élevé, en lui donnant les moyens de ses ambitions. Les études préliminaires élaborées, ont estimé le potentiel de la Tunisie d'exploitation de l'énergie éolienne, solaire et organique, à 4700 mégawatts dont 1700 d'énergie solaire et 1800 d'énergie éolienne. Ou en est donc l'exploitation de ce potentiel ?

Il est vital d'accélérer la valorisation des énergies vertes, à un moment où les prix des hydrocarbures connaissent une tendance haussière, ce qui implique d'ailleurs, une convergence des coûts d'électricité produite par les différentes sources d'énergie (pétrole, gaz, énergies vertes, nucléaire...), et ce, à l'horizon (2016-2020).

Pour bien conduire ce programme, il est nécessaire d'intégrer le développement d'expertises nationales pour la promotion des énergies renouvelables et de dynamiser d'une manière significative la recherche scientifique à partir des technopoles existants dans le pays et notamment les technopoles spécialisés dans la recherche et le développement des énergies renouvelables et pour créer progressivement, toute une industrie en mesure d'assurer une meilleure exploitation de ce potentiel disponible. Grâce à cette démarche, il faut

espérer que la Tunisie n'aurait plus à se limiter au simple statut d'importateur d'équipements d'énergies renouvelables, pour devenir un véritable producteur.

Le Plan Solaire Tunisien comporte essentiellement les points suivants :

1) Un double objectif à l'horizon 2030 : les deux fois 40% : 40% d'économie d'énergie et 40% d'énergies renouvelables en 2030.

2) La Production d'électricité à partir des énergies renouvelables en 2009 a été de 55 Mégawatts. En 2010, à 144 MW, elle doit progresser dans les années à venir.

3) La première phase du PST se compose de projets ayant trait à : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'efficacité énergétique et à l'interconnexion électrique.

Le Plan Solaire Tunisien, en cours d'actualisation, doit faire de la Tunisie une plateforme internationale des énergies renouvelables dotée «d'une ingénierie à haut contenu technologique.

L'expertise qui sera acquise en matière de promotion des énergies renouvelables va aider la Tunisie à adhérer, dans de bonnes conditions, à des initiatives internationales tels que «Desertec» : le plan solaire méditerranéen, «Transgreen» et «Sahara Solar Breeder (SSB)», le projet Japonais.

Le souci commun est d'explorer de nouvelles opportunités de coopération dans le domaine des énergies renouvelables, plus particulièrement l'énergie solaire, créneau qui présente un grand potentiel à la production en Tunisie et au sud de la Méditerranée en général .

Les interconnexions électriques : Celles en vigueur avec l'Algérie et la Libye seront renforcées avec celle engagée avec l'Italie via un câble sous-marin d'une capacité de 1000 mégawatts, dont une partie verte, essentiellement, de l'énergie solaire.

Il est nécessaire que la Tunisie demeure dans la dynamique que connaît le monde en matière de maîtrise de l'énergie, de promotion des énergies vertes et de réduction des émissions de carbone, L'énergie Renouvelable en Tunisie doit devenir une réalité concrète et pas uniquement un rêve.

République Tunisienne
Ministère de l'Industrie

L'ENERGIE

La Revue «l'Energie» est une publication du Ministère de l'Industrie. Elle se veut multidisciplinaire, axée sur les questions liées directement ou indirectement à l'énergie en Tunisie et à l'étranger avec ses composantes essentielles qui sont l'exploitation et la production des hydrocarbures, l'électricité, le gaz naturel, la distribution, le raffinage, la maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables. Cette revue est ouverte à l'industrie et à l'université en Tunisie et à l'étranger afin de publier des articles en français ou en anglais dans le secteur de l'énergie. Elle est diffusée auprès des entreprises du secteur, des institutions nationales, régionales et internationales.

LA REVUE «L'ENERGIE» EST SUPPORTÉE FINANCIÈREMENT ET TECHNIQUEMENT PAR LES ENTREPRISES SUIVANTES :

ETAP	: Entreprise Tunisienne des Activités Pétrolières
STEG	: Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
SNDP	: Société Nationale de Distribution de Pétrole
STIR	: Société Tunisienne des Industries de Raffinage
TRAPSA	: Société de Transport du Pétrole par le Sahara
SITEP	: Société Italo-Tunisienne d'Exploitation Pétrolière
SEREPT	: Société d'Exploitation et de Recherche du Pétrole en Tunisie
SOTUGAT	: Société Tunisienne du Gazoduc
CFTP	: Compagnie Franco-Tunisienne de Pétrole
SOTULUB	: Société Tunisienne des Lubrifiants
CTF	: Compagnie Tunisienne de Forage
ANME	: Agence Nationale de Maîtrise de l'Energie
SODEPS	: Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud
SOTRAPIL	: Société de Transport de Pétrole par Pipeline