

L'ENERGIE

La référence de l'information sur l'énergie en Tunisie

N° 95

Octobre 2017

Conjoncture énergétique nationale durant les 8 premiers mois de 2017 : un bilan énergétique fortement impacté

Prix des produits pétroliers :
reflètent-ils les évolutions de leurs différentes composantes



La climatisation individuelle en Tunisie :
impacts sur le système électrique national

P.2 **EDITO**

Transition énergétique...La Tunisie s'engage

L'ENERGIE EN CHIFFRES

1. Conjoncture énergétique nationale durant les 8 premiers mois de 2017 : un bilan énergétique fortement impacté.
- P.4
2. Exploration, Production et Développement des Hydrocarbures durant les 8 premiers mois de 2017.
- P.9

ARRET SUR IMAGE

- P.37 Le nouveau centre de stockage du GPL de Gabès

ZOOM SUR

- P.14 Prix des produits pétroliers : reflètent-ils les évolutions de leurs différentes composantes.

AVIS D'EXPERT

- P.26 1- *Rétrospective de la production nationale de l'électricité*
- 2- Lecture dans les dernières perspectives énergétiques mondiales.
- P.31

DOSSIER

- P.18 *La climatisation individuelle en Tunisie : impacts sur le système électrique national et orientations pour un marché plus efficient énergétiquement.*



Les points de vue, avis et opinions exprimés dans les articles publiés dans cette revue (rubrique Avis des Experts) sont ceux des auteurs et ne reflètent pas la position officielle du ministère de l'Énergie, des Mines et des Énergies Renouvelables.

ÉQUIPE DE LA REVUE TUNISIENNE DE L'ENERGIE:**PRÉSIDENT DE LA PUBLICATION :**

M. Khaled KADDOUR
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Énergies Renouvelables

DIRECTEUR DE LA PUBLICATION :

M. Mohamed Ali KHELIL

DIRECTEUR DE LA RÉDACTION :

M. Naoufel SALHI

Administrateur :

M. KHALED BRAHAM

Directrice adjointe de la revue :

Mme. Afef CHACHI

Responsables Développement Digital :

M. Houcem HÉCHMI

M. Mohamed SDIRI

COMITÉ DE RÉDACTION

M. Afif MABROUKI

Mme. Amira TURKI

Mme. Rania MARZOUGUI

M. Mehdi BEN AMEUR

M. Rafik BEZZAOUIA

AVEC LA CONTRIBUTION DE :

- M. Fathi HANCHI (ANME)

- M. Ezzedine KHALFALLAH (Expert International en énergie)

CONCEPTION ET RÉALISATION

MEDIA HORIZON



édito

Transition énergétique... La Tunisie s'engage

La Tunisie s'est engagée sur la voie d'une politique de maîtrise de l'énergie volontariste et ambitieuse, et ce, depuis plus de trois décennies.

Les programmes de maîtrise de la demande d'énergie ont permis de réduire le taux de croissance de la consommation d'énergie de plus de 42% et de réduire substantiellement l'intensité énergétique de plus de 22% sur la période 1990-2016.

D'ailleurs, un rapport de la Banque Mondiale sur les indicateurs de l'énergie durable pour l'année 2016, publié en février dernier, classe la Tunisie à la 18ème place sur 111 pays dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Mais en dépit des efforts consentis en matière de maîtrise de l'énergie en Tunisie, la situation énergétique s'est caractérisée, ces dernières années, par :

▶▶ Un déficit croissant de la balance énergétique qui a été multiplié par 7 entre 2010 et 2016 représentant désormais 45% de la demande énergétique

▶▶ Une augmentation de la facture énergé-

tique et une dépendance accrue à l'égard des énergies fossiles.

A ces contraintes énergétiques nationales, viennent s'ajouter des contraintes extérieures associées à la sécurité énergétique et à la compétitivité.

“
30%
d'énergies renouvelables
à l'horizon
2030
”

Au vu de ces défis économiques et environnementaux auxquels le système énergétique tunisien sera confronté durant les deux prochaines décennies, la Tunisie s'est engagée à mettre en œuvre une stratégie de

maîtrise de l'énergie dont les objectifs sont essentiellement :

- Une réduction de la demande d'énergie primaire de 30% à l'horizon 2030, par rapport au scénario tendanciel et ce, par le biais du renforcement de l'efficacité énergétique dans l'ensemble des secteurs de l'activité économique notamment les bâtiments, l'industrie et les transports.
- Et une augmentation de la part des énergies renouvelables dans la production de l'électricité pour qu'elle atteigne 30% à l'horizon 2030.

Outre les économies attendues en matière de réduction de la facture énergétique et par conséquent une réduction du déficit de la balance commerciale, le nouveau modèle énergétique vise à développer de nouvelles filières industrielles par une intégration industrielle au niveau local, et à contribuer à la création d'emplois.

S'ajoute à cela, le Fonds de Transition

Energétique et le cadre réglementaire relatif à la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables qui constituent les deux leviers mis en place par le Gouvernement Tunisien pour assurer le changement d'échelle requis au niveau des investissements dans le domaine de la maîtrise de l'énergie.

Il est à rappeler que tous les projets des énergies renouvelables seront réalisés en partenariat Public-Privé en plus des projets à réaliser par la Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz (STEG).

Avec des objectifs ambitieux, une volonté déclarée et un cadre incitatif et réglementaire favorable, la Tunisie s'est engagée résolument dans la voie de la transition énergétique et économique et ce, vers une économie sobre en carbone contribuant ainsi, aux efforts visant la lutte contre les changements climatiques.

La Rédaction

L'ÉNERGIE EN CHIFFRES

Conjoncture énergétique nationale durant les huit premiers mois de l'année 2017

L'arrêt de la production dans le sud et la hausse de la demande durant la saison estivale ont fortement impacté le bilan énergétique



Afef CHACHI TAYARI :
Directrice de l'Observatoire
National de l'Energie et des Mines

Courant les huit premiers mois de 2017, la production d'énergie primaire s'est repliée de plus de 14% en glissement annuel, pour un total de 2,6 Mtep-pci. Elle a été impactée par les mouvements sociaux surtout dans le sud et la baisse de l'activité d'exploration et de recherche avec la poursuite du déclin naturel dans les principaux champs.

En revanche, le forfait fiscal sur le passage de gaz algérien a gardé presque le même niveau de l'année dernière (-1%).

La consommation d'énergie primaire, à 6,4 Mtep-pci, a augmenté de 5% en l'espace d'un an. Cette hausse est due à la combinaison de plusieurs facteurs : reprise de l'accroissement des ventes de carburants routiers (l'essence sans plomb et le gasoil), reprise

du secteur touristique et conditions climatiques sévères aussi bien durant la saison hivernale qu'estivale.

Dans ces circonstances particulières, le déficit du bilan énergétique s'est dégradé de 28% entre fin août 2016 et fin août 2017. Le taux d'indépendance énergétique a perdu 9 point en s'établissant à 49%, soit plus que la moitié de nos besoins ont été couverts par les importations. Par conséquent, le déficit de la balance énergétique commerciale s'est aussi dégradé de plus de 1 milliard de dinars, soit une hausse de plus de 77% toujours en comparant fin août 2017 par rapport à la même période en 2016. D'autres facteurs ont contribué à cette aggravation à savoir la hausse des prix sur le marché international et la détérioration du taux de change.



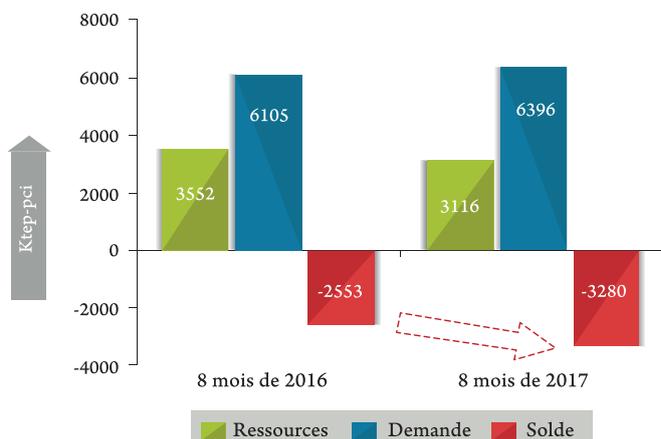


**Bilan énergétique :
augmentation du déficit**

Les ressources nationales d'énergie ont baissé de plus de 12% par rapport à la même période d'il y'a un an, pour un total ne dépassant les 3,12 Mtep. Cette décroissance est pour l'essentiel imputable à l'arrêt de la production des hydrocarbures dans la région de sud de près de 4 mois. La quasi-stabilité du forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a permis de compenser, partiellement, le recul de la production des hydrocarbures.

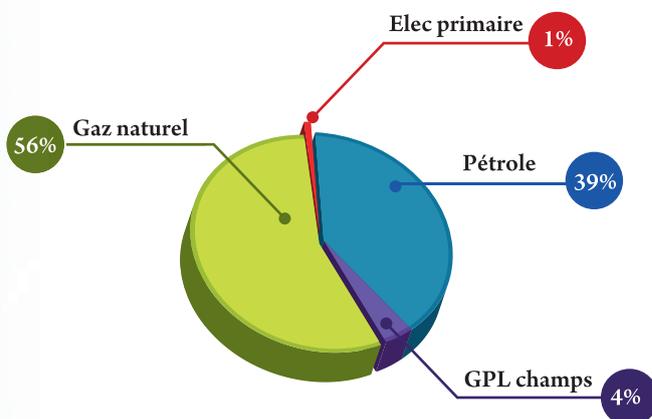
La consommation d'énergie primaire a gagné plus de 5 % entre fin août 2016 et fin août 2017 sous l'effet conjugué d'une augmentation de la demande en produits pétroliers (+6%) et de gaz naturel (+4%) .

Ressources et demande d'énergie primaire



La conjonction d'une baisse des ressources et d'une hausse de la demande s'est traduit par la dégradation du taux d'indépendance énergétique. Celui-ci a perdu 9% sur un an, à 49 %.

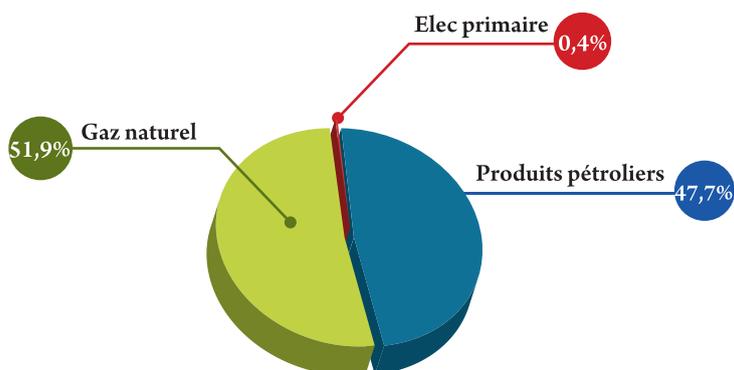
Répartition des ressources d'énergie primaire durant les 8 mois de 2017



Le gaz naturel (production+forfait fiscal) représente 56% de la totalité des ressources d'énergie primaire contre 39% pour le pétrole brut. La part de l'électricité primaire se situe à 1% à fin août 2017 restant ainsi insignifiante.

L'ÉNERGIE EN CHIFFRES

Répartition de la demande en énergie primaire durant les 8 mois de 2017



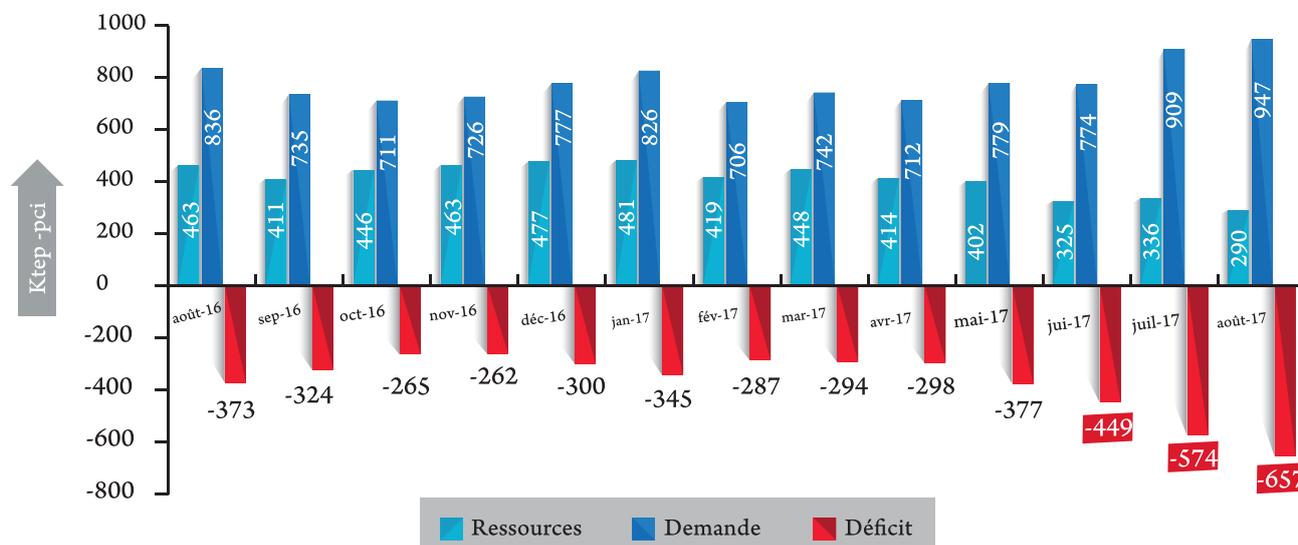
La consommation de gaz naturel est restée prépondérante en se situant à 52%.

L'évolution mensuelle du bilan énergétique courant les 8 premiers mois de 2017, montre :



- La baisse des ressources durant les 3 derniers mois
- La hausse de la demande en juillet et août 2017.
- Le déficit mensuel en 2017 s'est amplifié durant les 3 derniers mois

Evolution du bilan énergétique mensuel août 2016 - août 2017





Production des hydrocarbures en baisse :

La production nationale de pétrole brut (y compris condensats), courant les huit premiers mois de 2017, a enregistré une baisse de 21% par rapport à la même période en 2016. Cette baisse a touché presque la totalité des principaux champs et surtout les champs situés dans les gouvernorats de Tataouine et Kébili. Il convient de noter que les événements qui se sont déroulés entre mai et août 2017 ont causé la perte progressive de presque la moitié de la production de pétrole. Le gouvernorat de Tataouine compte 11 concessions d'exploitation en production et le gouvernorat de Kébili en compte 3. Les 2 gouvernorats ont assuré 48% de la production nationale de pétrole en 2016.

La production de gaz naturel a été touchée aussi par les événements mais à moindre degré. En 2016, ils ont assuré 25% de la production nationale de gaz.

D'ailleurs, les disponibilités en gaz naturel

(production nationale + forfait fiscal) ont baissé de 4%. La redevance sur le passage de gaz algérien a continué de suivre sa tendance haussière entamée depuis l'année dernière jusqu'à fin juillet 2017, à fin août, un léger repli a été enregistré (-1%).



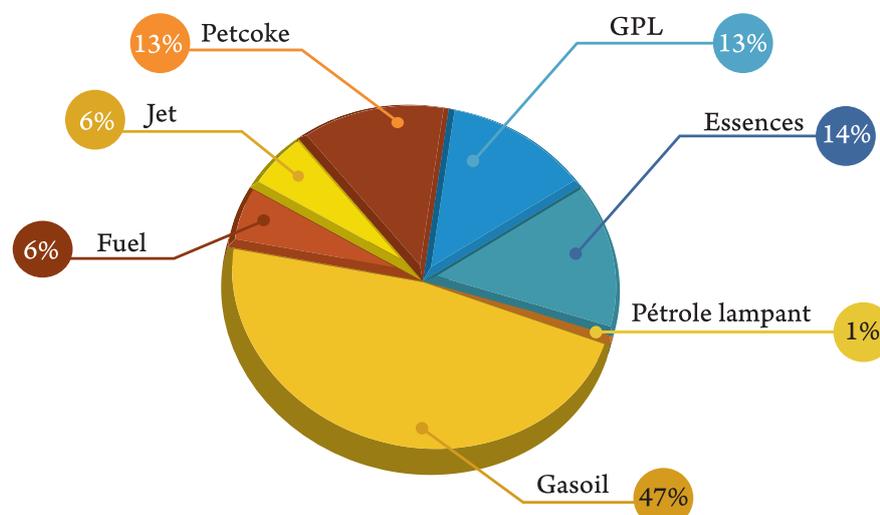
Consommation des produits pétroliers en hausse

La consommation des produits pétroliers, au cours des huit premiers mois de 2017, a enregistré une hausse de 6% par rapport à son niveau il y a un an. Cette augmentation est due principalement à la reprise de la demande des carburants routiers et du jet aviation.

La consommation de carburants routiers, a augmenté dans l'ensemble 9% contrairement à l'année dernière où la tendance était plutôt orientée vers la baisse.

Ainsi, la demande de l'essence sans plomb a augmenté de 10%, celle du gasoil ordinaire (+7%), du gasoil sans soufre (+14%), du jet aviation (+13%) et du GPL (+4%).

Répartition de la demande de produits pétroliers à fin août 2017



L'ÉNERGIE EN CHIFFRES



La demande de gaz augmente aussi

La demande en gaz naturel a augmenté de 4% à fin août 2017 tirée vers le haut au fil des mois par la hausse de la demande aussi bien du secteur électrique que des usages finaux.

La demande en gaz naturel destinée à la production électrique a augmenté de 3% à fin août 2017 par rapport à fin août 2016 accompagnée d'une hausse de la demande hors production électrique de 8%.

A noter aussi l'amélioration des performances des moyens de production électrique (STEG+IPP) de 4%. En effet, la production d'électricité à partir de gaz naturel a augmenté de 5% alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique n'a augmenté que de 3% sachant que la demande du secteur électrique représente 73% de la demande totale.



Electricité : demande en hausse

La production totale d'électricité a augmenté de 5% à fin août 2017 par rapport à celle réalisée à fin août 2016 en se situant à 13037 GWh. La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec 81% de la production nationale.

Quant à la pointe électrique de l'année, elle a enregistré un nouveau record en atteignant 4025 MW comme charge maximale appelée (août 2017), soit 18% de plus que l'année précédente.



Dégradation du déficit énergétique commercial : des ressources en baisse, une demande en hausse, des

prix en hausse et le dinar en dépréciation face au dollar.

Le déficit de la balance énergétique a augmenté remarquablement à fin août 2017 par rapport à son niveau de l'année dernière. Il s'est établi à 2,7 milliards de dinar, soit une amplification de 77%, qui a conduit à un alourdissement de plus de 1,1 milliards de dinar sur un an.

Les importations ont augmenté de 53%. Cette hausse a touché davantage les produits pétroliers (+62%) qui représentent plus de 60% des importations du secteur de l'énergie puis le gaz naturel (+50%). D'une part, les prix de tous les produits énergétiques ont augmenté en 2017 par rapport à 2016. D'autre part, les volumes de produits pétroliers importés ont nettement augmenté de 10%, ceux du gaz naturel de 6%.

Les exportations ont diminué en quantité de 12% et sous l'effet conjugué de la hausse des prix et la dépréciation du dinar, les exportations ont augmenté en valeur de 23%.

Tous les facteurs ont été malheureusement défavorables cette année : l'aggravation du déficit du bilan énergétique, la hausse des prix de tous les produits énergétiques sur le marché international : le baril de Brent a augmenté de 20% en cumul en un an s'établissant à 52 \$ en moyenne à fin août 2017 contre 41\$ en moyenne à fin août 2016. En plus, la dépréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique continue, favorisant plutôt la dégradation du déficit : notre monnaie a perdu 12% de son valeur par rapport au dollar : 1\$ vaut désormais plus de 2,39 en moyenne à fin août 2017.

Exploration, Production et Développement des Hydrocarbures (Janvier - Août 2017)



Rania Marzougui :
Sous Directeur Exploration



Amira Turki :
Sous Directeur Production



Depuis 2011, les activités d'exploration, de développement et de production des Hydrocarbures ont été marquées par un climat instable et une difficulté d'adaptation de la législation avec l'article 13 de la nouvelle constitution ce qui a engendré des retards des travaux d'exploration et de développement et des régressions dans la production.

Cependant, la promulgation de la Loi n°

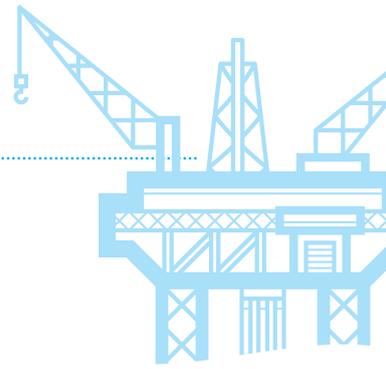
2017-41 du 30 mai 2017 modifiant certaines dispositions du code des hydrocarbures pour son adaptation avec les dispositions de l'article 13 de la Constitution.

Ce qui va permettre l'attribution et l'octroi de nouveaux permis et par la suite la relance des activités d'exploration et de prospection et la réalisation des nouvelles découvertes d'où l'amélioration de la production nationale.

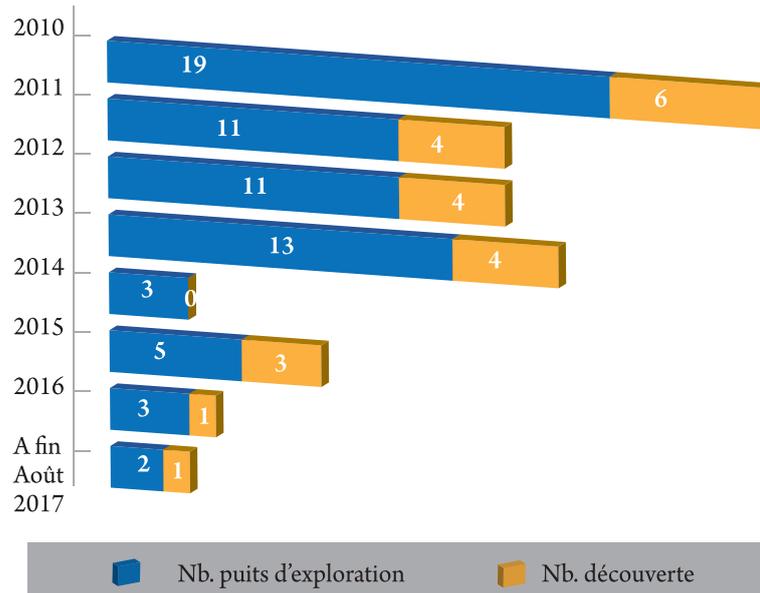
Récapitulatif des activités d'exploration, de production et de développement

	Réalisation 2016	A fin Août 2015	A fin Août 2016	A fin Août 2017
Nombre de permis octroyés	0	0	0	0
Nombre de permis en cours de validité	26	31	27	23
Nombre de puits d'exploration	3	4	1	2
Nombre de découvertes	1	2	0	1
Nombre de puits de développement	0	2	0	0
La production (Huile+ Gaz+ GPL) (TEP)	4691	3469	3119	2682

L'ÉNERGIE EN CHIFFRES



I. Activités d'Exploration et de prospection:



Nombre de puits d'exploration et de découvertes (2010-A fin Août 2017)

Les puits d'Exploration :

La période jusqu'à fin Août 2017 a été caractérisée par le forage de deux puits d'exploration

*«Laarich Est-2» situé sur la concession d'exploitation Laarich

* Démarrage des opérations de forage du puits «Makhrouga Sud Est-1» sur la concession d'exploitation Makhrouga

• Puits «Laarich Est-2» :

Les opérations de forage du dit puits ont démarré le 01 Février 2017 et se sont achevées vers le 20 Février 2017 en atteignant une profondeur finale de 3575 m dans la formation Acacus.

les essais de production réalisés ont montré un débit journalier de 460 bbls.

• «Makhrouga Sud Est-1» :

Les opérations de forage du dit puits ont démarré

le 16 Août 2017 en atteignant une profondeur de 1031 m dans le Jurassique et ce à fin Août 2017. Il est à signaler que les opérations de forage sont en cours pour atteindre une profondeur totale de 3413m.

Les découvertes :

Il y a eu la notification de la découverte «Mahdia-3» située sur le permis d'exploration offshore Kaboudia et ce en Janvier 2017.

Il est à mentionner que les travaux de forage du dit puits ont démarré le 08/10/2016 et se sont achevés le 13 Décembre 2016 en atteignant une profondeur finale de 2901 m dans la formation «Serdj». Les essais de production ont démarré le 11 Janvier 2017 et ont montré un débit journalier de 423 bbls à partir de la formation «Allem».

La sismique :

A fin Août 2017, on note l'enregistrement de 75 km de sismique 2D sur le permis de recherche



«Jenein Sud» et de 473 km² de de sismique 3D sur les permis de recherche «Jenein Sud», «Araifa» et «Chaal».

2. Activités de développement:

• Puits de développement :

Depuis 2015 et jusqu'à fin août 2017, aucun puits de développement n'a été foré et ce est dû principalement aux revendications et protestations sociales en plus de la chute du prix international du brut, particulièrement en 2016.

• Les projets de développement :

* Projet de développement de la concession Nawara :

Les travaux de développement de la dite concession se sont arrêtés depuis le 29 Avril 2017 et ce suite au sit-in d'«El Kamour», ce qui a induit un retard de la date d'entrée en

production du dit projet qui est reporté à la fin du premier semestre de l'année 2018 ainsi que des pertes financières importantes.

* Il est à mentionner que les travaux de développement sur les concessions Ghrib (gouvernorat Kebili), Halk El Menzel (Golf Hammamet) et Mazrane (gouvernorat Medenine) sont en cours.

3. Production des Hydrocarbures:

A fin Août 2017, la production des hydrocarbures a atteint environ 2685.3 kTep enregistrant une baisse de 14%, en comparaison avec la même période en 2016 (environ 3119 KTeP).

▶▶ Production d'Huile et GPL :

A fin Août 2017, la production de l'huile et du GPL a enregistré une forte baisse de 20% comparée à la même période de 2016 (1298 kTep contre 1620 kTep à la fin d'Août 2016).

Ceci est dû aux :

- Les événements de sit-ins et les troubles sociaux dans le sud tunisien, principalement dans les gouvernorats Tataouine et Kébili.

Gouvernorat Tataouine:

● **Avril** • 03 Avril 2017: Début de l'arrêt de la production dans le champ Bir Ben Tartar suite à la limitation de stockage due au blocage de la route par les sit-inneurs et l'arrêt du transport de pétrole au port de la Skhira.

● **Avril** • 23 Avril 2017: Début de sit -in à la région d'El Kamour

● **Mai** • 20 Mai 2017: Fermeture de la vanne SP4 de la société «TRAPSA» à El Kamour par les protestataires ce qui a engendré un arrêt de la production aux champs Chourouq, Anaguid Est, Durra et une réduction importante au champ El Borma, Adam, Oued Zar, Makhrouga, Laarich et Debbech.

L'ÉNERGIE EN CHIFFRES

● Juin

• 16 Juin 2017: Elaboration d'un accord entre le gouvernement et les protestataires d'El Kamour et reprise progressive de la production aux champs cités ci- dessus.

● Juin

• 27 Juin 2017: Fermeture de la vanne de sectionnement de la société «TRAPSA» à la localité 'Om Lihbel' au gouvernorat de Kébili ce qui a engendré un arrêt de la production dans les champs des gouvernorats Tataouine et Kébili à l'exception du champ d'El Borma où il y a eu une réduction importante de la production et ce jusqu'au 26 Août 2017, la date de l'ouverture de la vanne.

Gouvernorat de Kébili:

● Mai

• 07 Mai 2017: Arrêt de la production au champ Tarfa suite aux protestations

● Mai

• 16 Mai 2017: Arrêt de la production aux champs Franig et Baguel et arrêt progressif au champ Sabria suite aux protestations.

● Juin

• 27 Juin 2017: Fermeture de la vanne de sectionnement de la société «TRAPSA» à la localité Om Lihbel

● Août

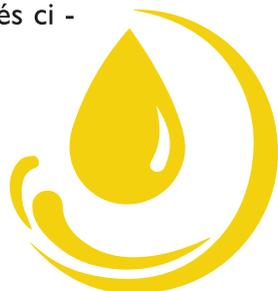
• 26 Août 2017: Elaboration d'un accord entre le gouvernement et les protestataires du gouvernorat de Kébili et reprise progressive de la production aux champs du Sud tunisien.

• Arrêt de la production dans plusieurs puits pour des raisons techniques surtout au champ Ashtart.

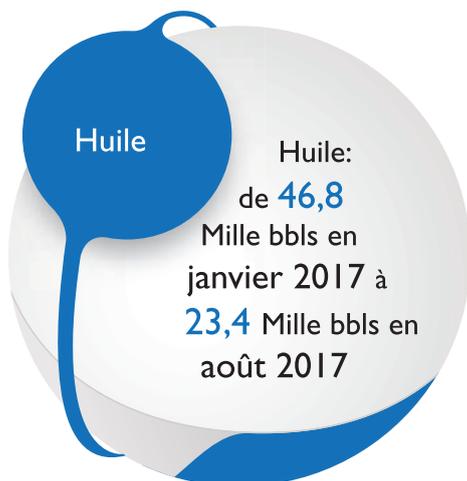


Commercialisation du gaz naturel :

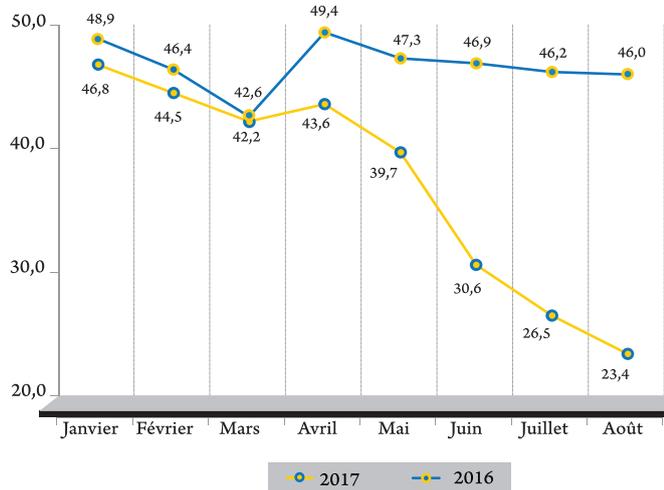
A fin Août 2017, la quantité du gaz commercial a atteint environ 1384 Ktep enregistrant une baisse de 8% en comparaison avec la même période de 2016 (environ 1499 Ktep). Cette baisse est due essentiellement aux sit-ins et aux troubles sociaux mentionnés ci-dessus.



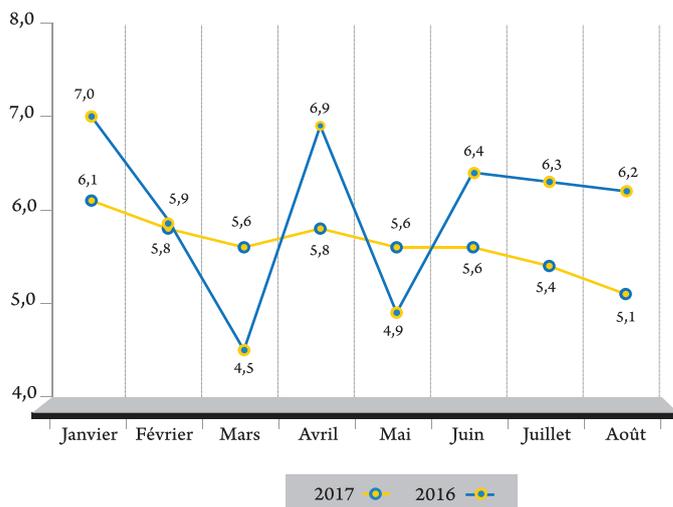
Il est à signaler que les troubles sociaux mentionnés ont causé une diminution de la production journalière comme suit:



Evolution de la moyenne journalière de la production nationale d'huile (en milles barils)



Evolution de la moyenne journalière du Gaz commercial (en Millions m3)



Il est à noter qu'après le déblocage des manifestations et des sit-ins mentionnés et l'entrée en production des projets de développement Ghrib et Halk El Menzel, il est prévu d'améliorer la production nationale des Hydrocarbures en 2018 pour atteindre environ 4115 KTEP selon les prévisions pré- initiales de

juillet 2017.

En 2018, on prévoit une relance de l'activité d'exploration et de développement. En effet, il est prévu de forer 6 puits d'exploration (03 onshore et 03 offshore) et 06 puits de développement.

ZOOM SUR



Afif Mabrouki

Directeur Raffinage,
Transport et
Distribution des
Hydrocarbures
Ministère de
l'Énergie, des Mines
et des Énergies
Renouvelables

Prix des produits pétroliers:

reflètent-ils les évolutions de leurs différentes composantes



Ce n'est un secret pour personnes, la Tunisie souffre d'un déficit énergétique que les pouvoirs publics s'efforcent de corriger par multiples mesures. Un effort particulier a été consenti par le budget de l'Etat qui a réservé la somme de **650** millions de Dinars pour la compensation et qui a été révisé vers la hausse dans le budget complémentaire de la loi de finance 2017 pour passer à **1550** millions de Dinars.

Dans ce contexte, le consommateur qui a vu les prix des carburants augmenter de près de 6% s'interroge sur les raisons et le « timing » de cet ajustement, surtout qu'il a subi une augmentation de sa facture d'électricité et de gaz de 6 %,

en moyenne, au début de l'année.

Dans l'exposé qui suit, nous revenons sur l'évolution de la conjoncture du secteur de l'énergie durant la période écoulée, principalement au niveau de la production locale, de la demande et des cours du pétrole brut et de

change qui se sont directement traduits sur la facture énergétique et la subvention.

Du côté de l'offre, le secteur a été profondément affecté par les mouvements sociaux qui ont conduit à l'arrêt total de la production des principaux gisements dans les gouvernorats de Tataouine et de Kebili. Le niveau de la production pour la période est passé de 44.000 baril de pétrole par jour à 36.000 baril par jour. Le déficit énergétique des 5 premiers mois de l'année est passé de 1 872 ktep à 2 002 ktep enregistrant ainsi une baisse de 7 %.

Les revendications sociales en plus de la mauvaise conjoncture internationale et régionale durant les dernières années ont profondément affecté les investissements et l'activité d'une manière générale résultant en une régression de 50 % dans la production depuis 2010, l'annulation ou le report d'investissements dans le secteur en majorité des IDE.

Notre facture énergétique est principalement affectée par la hausse des cours internationaux du pétrole et de ses dérivés ainsi que la dépréciation continue de notre monnaie locale face aux principales monnaies étrangères le dollar américain et l'euro.

Pour la demande d'énergie primaire, une évolution d'environ 1% est enregistrée durant les cinq derniers mois par rapport à la même période de 2016. Cette évolution est la résultante d'une baisse pour le gaz naturel de 1.4 % et d'une augmentation pour les produits pétroliers de 4%

en moyenne. Une part de cette croissance est imputable aux conditions climatiques sévères qui ont sévit pendant l'hiver de 2017. Il s'agit du Gaz de pétrole liquéfié, produit social fortement subventionné et consommé en majorité par des ménages. La part importante est enregistrée pour les carburants routiers dont en particulier le gasoil qui a connu une croissance de 8% en moyenne à fin mai 2017. Le gasoil sans soufre utilisé de plus en plus par les nouvelles voitures à moteur diesel a cru de 15 % depuis le début de l'année (Ce produit conforme aux spécifications actuelles strictes du marché européen est importé depuis le début de cette année en remplacement du gasoil 50 (contenant une teneur en soufre maximale de 50 parties par million - ppm). Introduit dans le marché local depuis 2007, ce produit n'a pas dépassé encore le taux de 12 % dans la consommation des carburants et 16 % de la consommation des gasoils. Son prix étant renchérit de 290 millimes par litre soit 24 % de plus par rapport au gasoil ordinaire qui présente encore un taux de soufre élevé (2000 ppm réduite à 1000 ppm au niveau de l'importation depuis le début de cette année) et largement consommé dans les secteurs de transport, de l'agriculture et la pêche.

La figure 1 montre la décomposition des prix actuels des trois carburants. Un écart des prix est constaté essentiellement au niveau de la fiscalité (le taux de fiscalité actuel est de 20 % pour le gasoil ordinaire, 30% pour le gasoil sans soufre et 40 % pour l'essence sans plomb).

ZOOM SUR

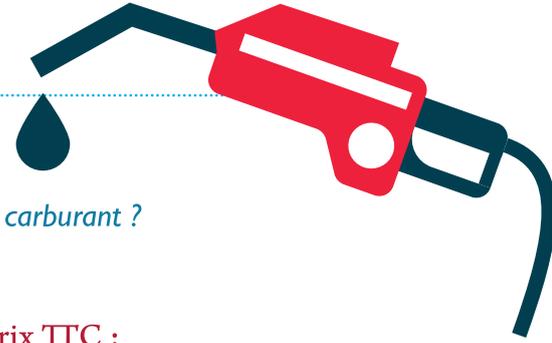
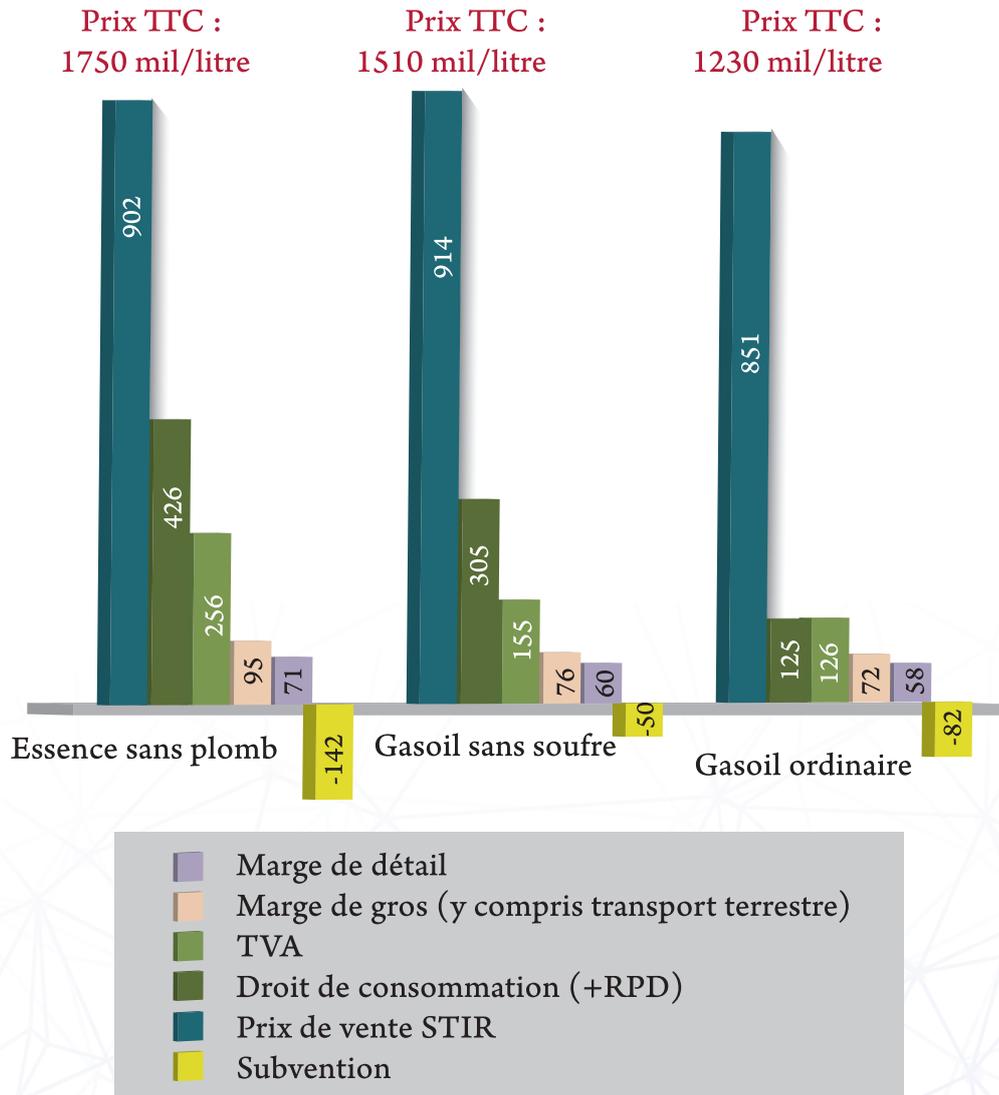


Fig 1: Que paie le consommateur tunisien pour un litre de carburant ?



La figure 2 montre l'évolution des prix des trois produits pétroliers gasoil ordinaire, gasoil sans soufre et essence sans plomb qui ont subi un ajustement au début du 2ème semestre de l'année. Les coûts de leur importation réalisés durant le premier semestre de l'année par la STIR sont également présentés.

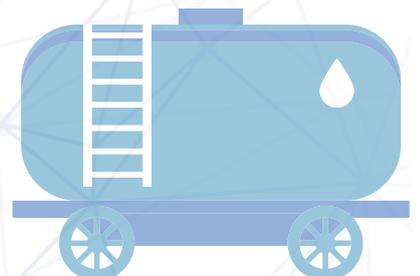
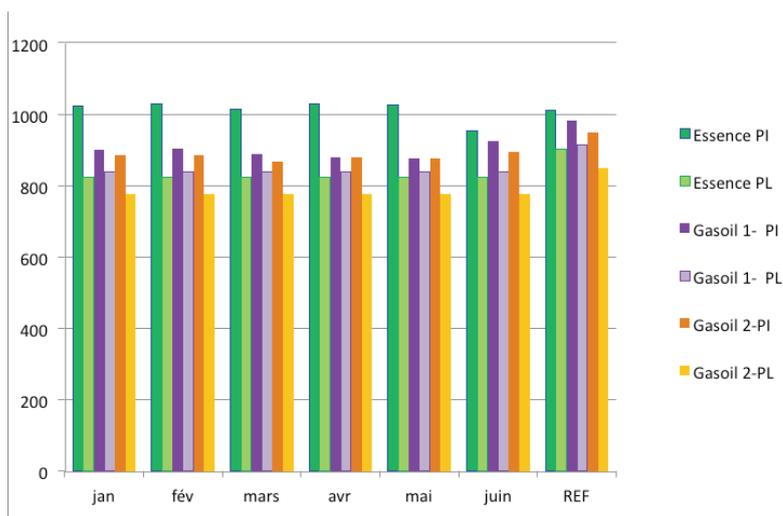


fig 2 : évolution des prix à l'importation des carburants durant le 1er semestre de l'année 2017

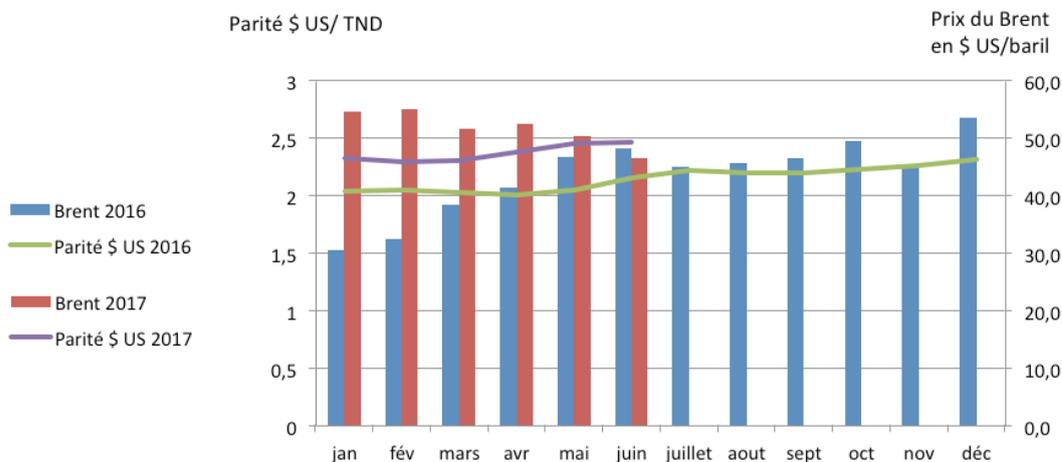


PI : prix mensuel moyen d'importation par la STIR
 PL : Prix de vente local par la STIR aux distributeur Hors taxes
 Gasoil : 1 : sans soufre - 2 : ordinaire
 REF : prix moyen d'import des 6 mois / prix local à partir du 2 juillet 2017



La subvention allouée dans le budget pour l'énergie estimée sur la base d'un prix de 50 \$ pour le baril de Brent et un taux de change du dollar de 2.25 Dinars est de 650 MD. Vu la fluctuation du prix du baril du Brent à un niveau de 5% au-delà de 50 \$ et la dépréciation continue du dinar face à la monnaie verte d'environ 6% et du déficit de la balance énergétique le montant de la subvention pourra doubler au bout de cette année (voir la figure 3).

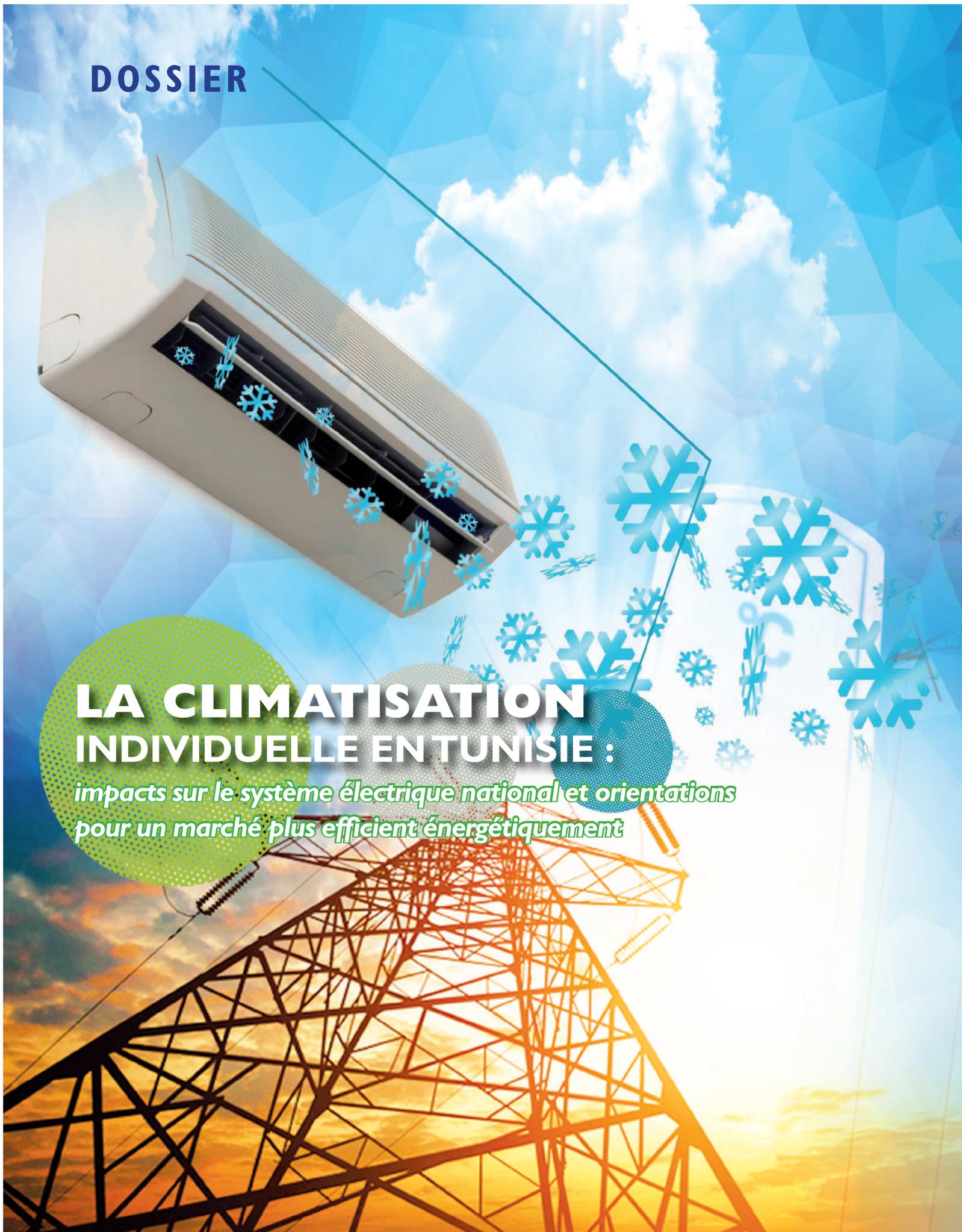
Fig 3 :Tendance des cours du Brent et de la parité de change \$ US/TND



DOSSIER

LA CLIMATISATION INDIVIDUELLE EN TUNISIE :

*impacts sur le système électrique national et orientations
pour un marché plus efficient énergétiquement*



La climatisation individuelle en Tunisie :

impacts sur le système électrique national et orientations pour un marché plus efficient énergétiquement



Fathi Hanchi
Directeur de l'Utilisation Rationnelle de l'Energie à l'ANME



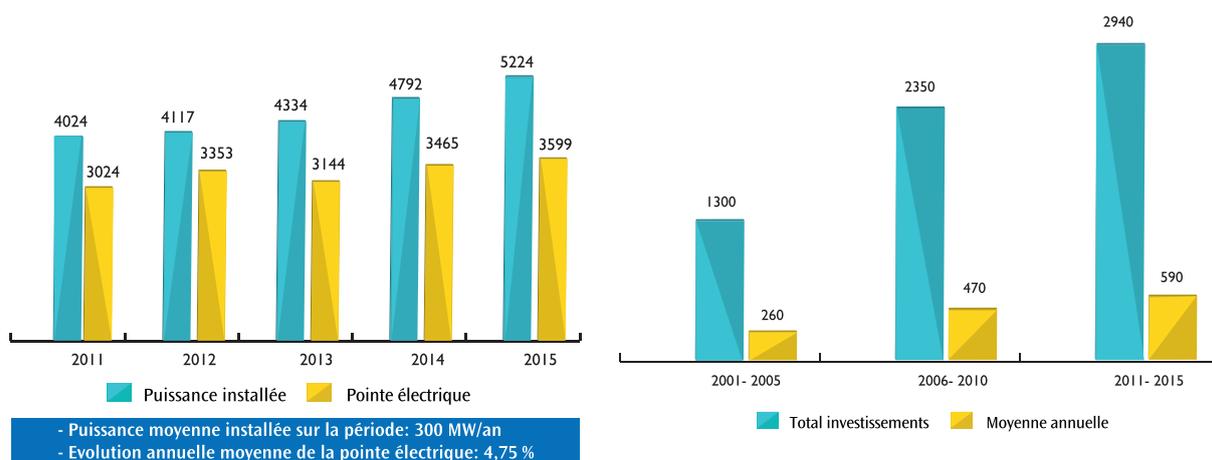
Ezzedine Khalfallah
Consultant en énergie auprès de la Banque Mondiale

Le secteur électrique en Tunisie a connu ces dernières années la poursuite de la croissance de la demande électrique et surtout de la pointe à un rythme soutenu d'année en année. De plus, la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) a enregistré ces dernières années un changement structurel de la courbe de charge suite à l'augmentation de la pointe journalière annuelle durant la saison d'été d'une moyenne de 6% par an.

Afin de faire face à cette problématique, la STEG a dû augmenter continuellement son parc de production par l'installation de nouvelles centrales électriques et un renforcement des réseaux de transport et de distribution qui ont nécessité

des investissements colossaux de 2940 Millions de Dinars Tunisiens (MDT) sur les cinq années (2011-2015) ; soit une moyenne de 590 MDT/an contre un total d'investissement de 2350 MDT sur la période 2006-2010 et 1300 MDT sur la période 2001-2005.

En effet, la puissance installée des équipements du parc national de production a enregistré une évolution de l'ordre de 7,5% en moyenne par an passant de 4024 MW en 2011 à 5224 MW en 2015 ; soit une centrale de 300 MW tous les ans en moyenne. Quand à la pointe, elle a évolué de 3024 MW en 2011 à 3599 MW en 2015 ; soit un accroissement moyen annuel de l'ordre de 4,75%.



<< Figure n°1 : Evolution de la puissance électrique installée et de la pointe électrique (en MW)

<< Figure n°2 : Evolution des investissements de production, de transport et de distribution d'électricité (en MDT)

Toutefois, les études menées par la STEG ont astructure et de l'accroissement de la pointe est imputable à la climatisation dans les différents secteurs d'activités, notamment dans le résidentiel. Ces études ont montré également que la climatisation a des impacts importants sur le système électrique national, il s'agit d'impacts sur : la consommation spécifique, les prévisions de la demande, l'exploitation du système, le programme d'investissement et la composition du parc de production. Afin de cerner cette problématique et pouvoir engager des actions pour pallier à ce phénomène, la STEG a réalisé courant l'été 2013 une enquête sur la climatisation auprès d'un certain nombre de ses clients Moyenne Tension (MT) et Basse Tension (BT). Les principaux résultats issus de cette enquête se résument dans ce qui suit :

IMPACTS DE LA CLIMATISATION SUR LA PUISSANCE ET LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE

- La puissance totale installée en climatisation MT & BT est de 2 446 MW dont 1639 MW en résidentiel, représentant 56,4% de toute la puissance installée et 77,8% de la pointe électrique en 2013. La répartition de cette puissance par usage montre une part prépondérante pour le résidentiel (67%).

- Au niveau de la demande électrique, la climatisation a généré dans la MT et la BT une consommation totale de 904 GWh avec une

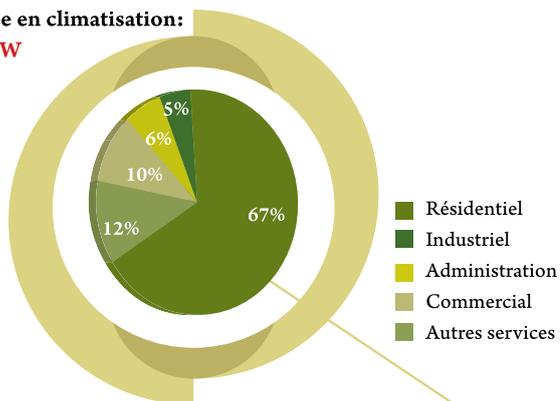
part toujours dominante du résidentiel(44%).

- La décomposition sectorielle de la courbe de charge – jour de pointe (juillet 2013) montre la part prépondérante de la climatisation du secteur résidentiel dans la pointe électrique.

- Entre 2009 et 2013, la puissance installée en climatisation dans le secteur résidentiel BT a augmenté d'environ 250 MW/an ;

- Une variation de 10 % du foisonnement de l'utilisation des climatiseurs dans le secteur résidentiel BT peut engendrer une puissance appelée supplémentaire de 100 MW.

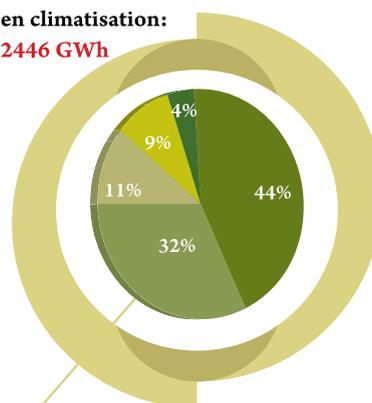
**Puissance totale
installée en climatisation:
2446 MW**



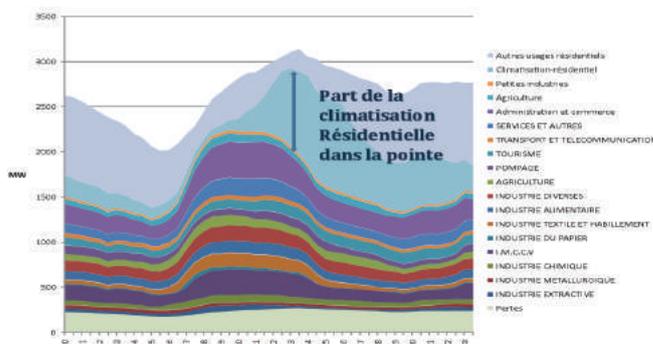
<< Figure n°3 : Répartition de la puissance totale installée en climatisation par usage

<< Figure n°4 : Répartition de la demande électrique en climatisation par usage

**Consommation totale
en climatisation:
2446 GWh**



<< Figure n°5 : Décomposition sectorielle de la courbe de charge en période estivale



IMPLICATIONS DE LA CLIMATISATION SUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

En plus de ses implications sur la pointe de consommation, la climatisation présente également des impacts importants sur l'ensemble du système électrique ; à savoir :

- Impact sur la consommation spécifique du parc de production du fait de l'utilisation de pratiquement l'ensemble des équipements de production pour répondre à la pointe électrique, y compris les turbines à gaz de faible puissance (20/30 MW) et les turbines à gasoil reconnues par leur faible

rendement et leur forte consommation en combustible.

- Impact sur les prévisions de la demande où l'évolution de la pointe devient déconnectée de l'évolution de la consommation avec un taux d'accroissement aléatoire et difficilement prévisible au niveau des réalisations, notamment à partir de 2009. Pour les futurs horizons et compte tenu de la climatisation, il va falloir prendre une marge supplémentaire dans les prévisions (de l'ordre de 5%) pour parer les aléas de la température.

- Impact sur l'exploitation des parcs électriques où la loi régissant l'évolution de la pointe reste difficile à cerner car elle dépend non seulement de la température, mais aussi de l'humidité, du nombre de jours successifs de canicule, de l'occurrence de la canicule (un jour ouvrable ou en weekend).

- Impact sur la composition du parc de production caractérisé par une faible demande en énergie avec un nombre limité d'heures de forte charge, notamment ces dernières années. En plus, nous assistons à une forte dégradation du facteur de charge qui a favorisé l'installation de turbines à gaz au dépend des cycles combinés.

AUTRES RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE

- Le taux d'équipement en appareils de

climatisation des clients BT varie selon l'usage et selon la nature de la climatisation (centrale ou individuelle). Globalement et pour tout usage confondu, ce taux est de 33%. C'est l'usage administratif qui est le plus équipé avec un taux de l'ordre de 37%

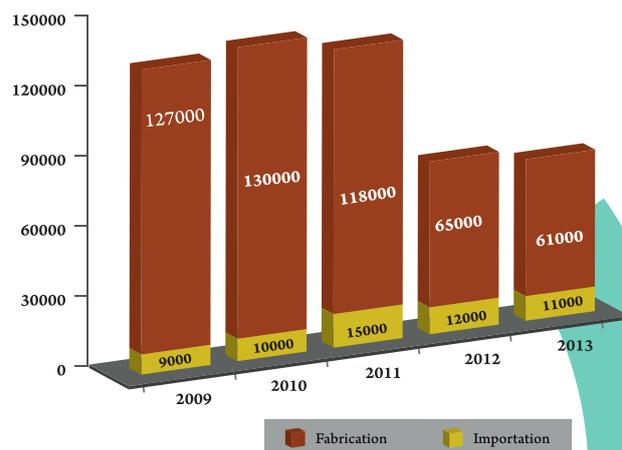
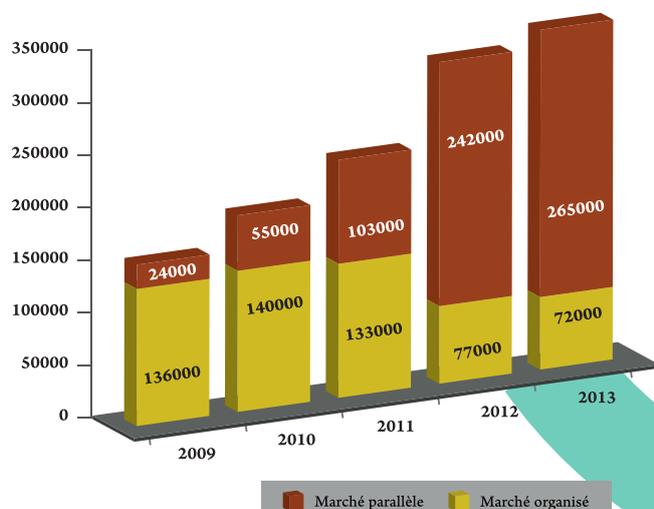
- Environ 33 % des ménages possèdent au moins un climatiseur, contre 15 % en 2009;

- Plus que 50 % des climatiseurs installés datent de moins de 4 ans, et plus de 70% sont dotés d'une capacité entre 9 000, 12 000 BTU;

- En BT, environ 70 % des personnes interviewées choisissent leur climatiseur d'une façon individuelle sans demander conseil à un expert dans le domaine;

- Le grand Tunis accapare environ 50 % des climatiseurs installés.

<< Figure n°6 : Evolution du marché organisé des climatiseurs individuels en Tunisie



<< Figure n°7 : Evolution du parc total des climatiseurs individuels installé en Tunisie et sa répartition par type de marché

LE MARCHÉ DE LA CLIMATISATION EN TUNISIE

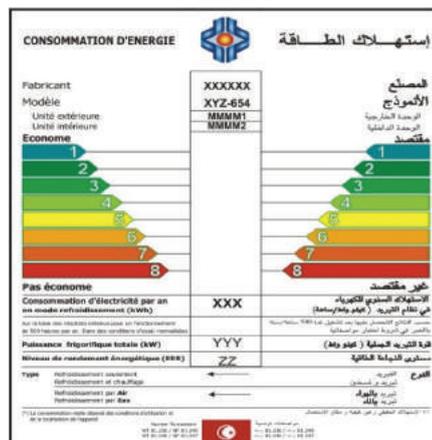
Au niveau du marché des climatiseurs individuels objet d'une enquête réalisée par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME) au courant de l'année 2014, le parc du marché organisé est composé de plus d'une trentaine de marques de climatiseurs individuels dont la moitié est assemblée localement par des fabricants et l'autre moitié est complètement importée.

En 2013, le nombre de climatiseurs individuels de type split vendus sur ce marché est de l'ordre de 72 000 unités dont 61 000 unités sont fabriqués localement et 11 000 unités totalement importés. L'analyse de ce marché sur les cinq dernières années montre une régression du nombre de climatiseurs vendus sur ce marché qui a dépassé les 136 000 unités en 2009 ; soit une réduction de 47% sur la période.

Selon les données de l'enquête STEG, le nombre total de climatiseurs mis sur le marché a connu un

accroissement qui a atteint environ 337 000 unités en 2013 contre 160 000 en 2009. De ce fait, le nombre de climatiseurs commercialisés sur le marché parallèle est estimé à 265 000 unités en 2013 représentant 79% de l'ensemble du parc installé durant cette année contre environ 15% en 2009.

Cette évolution spectaculaire du marché parallèle s'explique essentiellement par l'écart important des prix entre ce marché et celui organisé (le prix moyen d'un climatiseur de 9000 BTU sur le marché organisé est de l'ordre de 750 DT, alors qu'il ne dépasse pas les 450 DT sur le marché parallèle). En effet, les climatiseurs vendus sur le marché formel s'avère assez taxé où la part de l'ensemble des taxes (taxes douanières et celle de maîtrise de l'énergie) représente environ 55% du coût total du produit ou 125% de son prix d'achat à l'importation. Le manque à gagner pour l'Etat de point de vue fiscalité sur le nombre de climatiseurs commercialisés sur le marché parallèle est estimé à 130



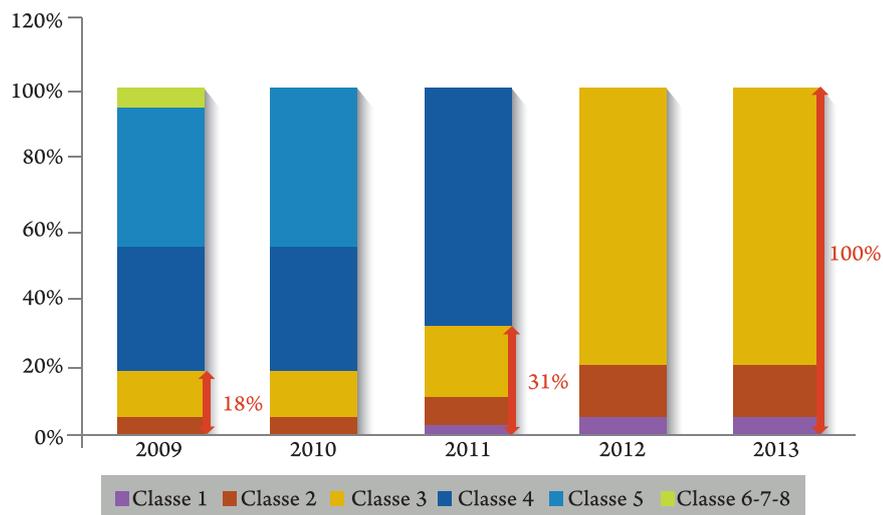
2009: Obligation de l'Etiquetage

2010: Elimination des Classes 8,

2011: Elimination de la Classe 5

2012: Elimination de la Classe 4

DOSSIER



<< Figure n°7 : Evolution du parc total des climatiseurs individuels installé en Tunisie et sa répartition par type de marché

MDT en 2013 contre uniquement 9 MDT en 2009. La gamme de puissances frigorifiques des climatiseurs individuels entre 7000 et 18000 BTU représente environ 90% des volumes des ventes et la part de la gamme de ces appareils de 9000 et 12000 BTU est de l'ordre de 65%. Quant aux unités de climatisation réversibles (système chaud et froid), ceux-ci représentent près de 80% des ventes.

Au niveau des performances énergétiques des climatiseurs vendus sur le marché organisé qui n'offre que des appareils de classes d'efficacité énergétique 1, 2 et 3 conformément à la réglementation en vigueur, l'enquête ANME a révélé que pour l'année 2013, 80% des climatiseurs sont de classe 3, 15% de classe 2 et 5% de classe 1.

Quand aux climatiseurs commercialisés sur le marché parallèle, les tests

réalisés sur un échantillon ont montré que la moyenne d'efficacité énergétique de ces produits est de classe 7 et donc de très mauvaise performance énergétique. Ce genre de climatiseurs a engendré une puissance électrique détectée au niveau de la pointe de l'ordre de 460 MW contre 335 MW pour les équipements vendus sur le marché organisé, d'où une puissance électrique additionnelle estimée pour l'année 2013 à 125 MW. Sur la période 2009-2013, la puissance additionnelle totale a atteint 297 MW engendrant une surconsommation d'énergie de l'ordre de 185 GWh. De ce fait, le coût total pour la collectivité nationale engendré par la vente des climatiseurs sur le marché parallèle est estimé à 728 MDT sur la période de cinq ans dont 49% en investissement de production d'électricité, 44% en taxes et 7% en surconsommation d'énergie. Cette puissance additionnelle qui a engendré d'import-



tants investissements pour la STEG et pour la collectivité de l'ordre de 350 MDT, aurait pu être évitée si les climatiseurs du marché parallèle auraient les mêmes performances énergétiques que celles des équipements vendus sur le marché organisé. Une telle puissance additionnelle aurait été beaucoup plus importante si la Tunisie n'a pas mis en œuvre les actions d'efficacité énergétique liées à la certification des équipements électroménagers en général et ceux de la climatisation en particulier.

ORIENTATIONS POUR UN MARCHÉ PLUS EFFICIENT ÉNERGÉTIQUEMENT

En effet, la Tunisie a déjà accompli une étape avancée dans la certification énergétique des appareils de climatisation individuelle depuis le milieu des années 80 : études de marché, mise en place de l'organisation institutionnelle, réglementaire et opérationnelle, communication, sensibilisation et information des consommateurs, préparation des fabricants locaux aux nouvelles exigences du marché, mise en place des laboratoires d'essais de certification, formation et renforcement des capacités techniques des opérateurs et des instances de contrôle, etc.

Malgré ces acquis en termes de certification des appareils de climatisation et afin de réduire l'effet de la puissance appelée en climatisation et de faire face à la problématique posée par le marché parallèle, un certain nombre de recommandations ont été dégagées et qui se résument dans ce qui suit

- Intensifier les actions de mise en œuvre de la réglementation relative à la certification des appareils de climatisation, notamment les actions de contrôle des performances énergétiques de ces appareils aussi bien au niveau de l'importation qu'au niveau de la production locale et de la commercialisation sur le marché ;

- Améliorer l'impact du programme de certification énergétique sur le marché des climatiseurs en actualisant la réglementation en vigueur, et ce en vue de garantir plus d'efficacité énergétique sur ce marché (création d'autres classes au sein de la classe I telles que les classes I+ et I++);

- Réviser le système de taxation des climatiseurs vendus sur le marché organisé, de façon à abaisser leurs prix et les rapprocher le plus possible de ceux des appareils vendus sur le

marché parallèle ; et ce en vue de diminuer progressivement les ventes sur ce genre de marché et consolider ainsi le marché formel

- Prévoir un programme d'encouragement à l'acquisition d'appareils énergétiquement plus performants (classes 1 et 2 et modèles de type inverter), et ce par la mise en place d'un mécanisme incitatif de bonification de ces appareils (système de bonus-malus) qui garanti la réussite d'un tel programme ;

- Encourager l'usage de la climatisation au gaz naturel et toute autre technologie n'utilisant pas l'électricité par des avantages fiscaux à l'importation et des primes à l'investissement ;

- Créer une Task Force regroupant les principaux acteurs de la climatisation et coordonnée par l'ANME, en charge de proposer et de suivre la mise en place de diverses actions d'orientation et même d'obligation pour l'acquisition de climatiseurs performants ; telles que :

- L'élaboration d'un cahier des charges type pour l'acquisition de climatiseurs par les entreprises publiques ;

- L'application de la réglementation au niveau de l'audit sur plan pour les bâtiments grands consommateurs d'énergie avec mise en place de gardes fous par la STEG par exemple (vérification au niveau de l'autorisation du branchement électrique et autres).

Rétrospective de la production nationale de l'électricité



Rafik BEZZAOUIA

Ingénieur de direction / Chef de département /
Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) /
Groupe des Études Stratégiques
Email : rbezzaouia@steg.com.tn



Depuis 1962, année de création de la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz, la production nationale de l'électricité s'est vue transformée au rythme de la croissance de la demande en électricité et en totale synergie avec la dominance du gaz naturel dans le paysage énergétique national.



L'électricité dans le paysage énergétique

La part de l'énergie primaire (pétrole + gaz naturel) dédiée à la production nationale de l'électricité a connu une croissance significative. En effet, en 1962, alors que le pétrole constituait le combustible quasi-exclusif du mix énergétique, cette part a été de 18,4% seulement. Toutefois, la montée progressive des ressources gazières nationales a fait aboutir à un mix énergétique

plus ou moins équilibré entre le gaz naturel (50,5% en 2015) et le pétrole (49,0% en 2015). En 2015, la part de l'énergie primaire dédiée à la production nationale de l'électricité a été de 39,4%, doublant ainsi en cinquante ans. Une des raisons de cette mutation dans le paysage énergétique est la pénétration massive du gaz naturel comme combustible quasi-unique pour les centrales thermiques, de quelque type que ce soit. Le graphique (1) montre l'évolution des contributions du pétrole et du gaz naturel dans la demande nationale en énergie primaire. Il est

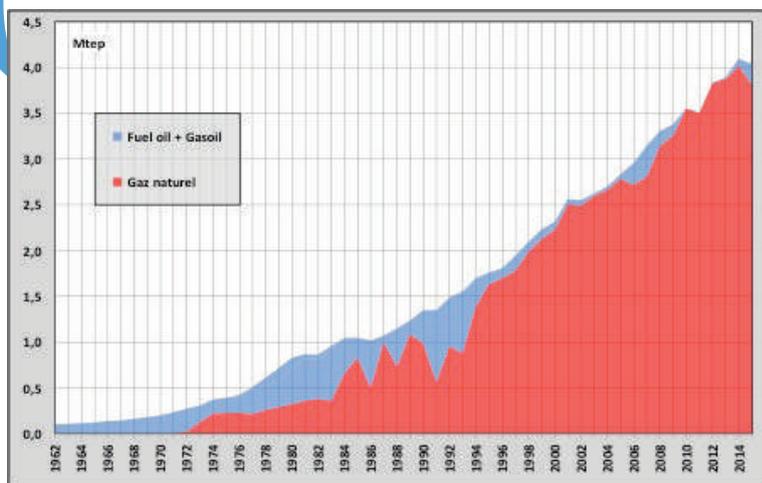
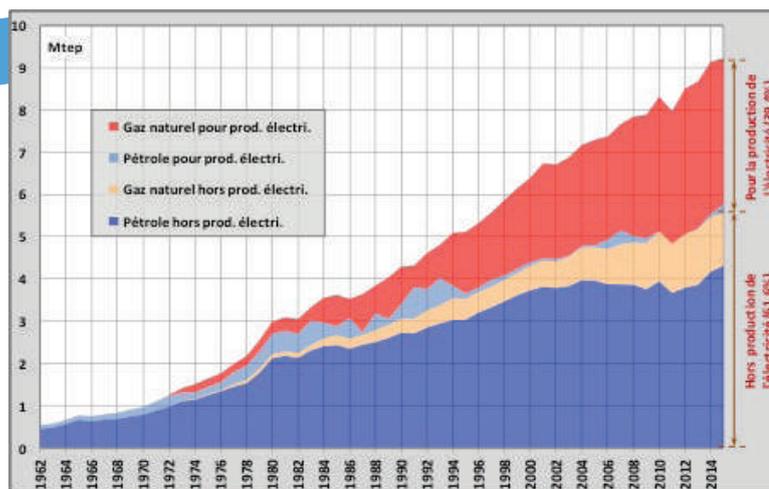
à noter que la part des sources d'énergie renouvelables, totalement réservée à la production de l'électricité et étant égale à 0,5% en 2015, demeure relativement insignifiante et ne pouvant être, en conséquence, représentée dans ce même graphique.

La transformation observée dans le mix énergétique ne devra pas nous faire perdre de vue l'évolution fulgurante de la demande en électricité finale. En effet, la consommation finale de l'électricité, en kWh/habitant, s'est vue multipliée par presque 21 depuis 1962 : (1630 kWh/habitant en 2015, contre 78 kWh/habitant en 1962). Il n'en est pas de même quant à la consommation totale de l'énergie

primaire, qui s'est vue presque septuplée -seulement- durant cette même période (0,83 tep/habitant en 2015 contre 0,13 tep/habitant en 1962).

Encore faudrait-il noter que la progression, puis la quasi-exclusivité, de la dominance du gaz naturel comme source d'énergie primaire dans le mix électrique (voir graphique 2), a été possible grâce notamment à la mise à disposition, à partir de 1983, du forfait fiscal prélevé sur le gazoduc transtunisien et aussi à la mise en exploitation, en 1996, du gisement off-shore Miskar dans le golfe de Gabès. L'installation des cycles combinés ont, en conséquence, tiré plein parti de cette mutation du paysage énergétique.

<< Graphique 1. Évolution rétrospective du mix énergétique



<< Graphique 2. Évolution rétrospective de la demande en combustibles fossiles pour la production de l'électricité

AVIS D'EXPERTS

Évolution du parc de production de l'électricité

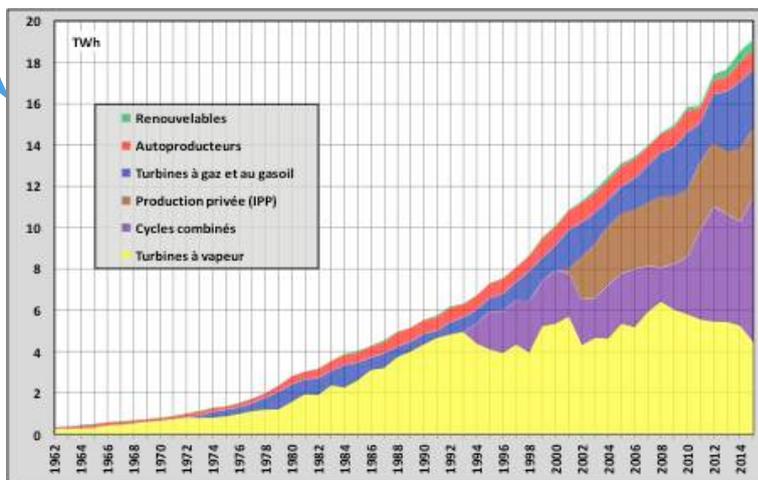
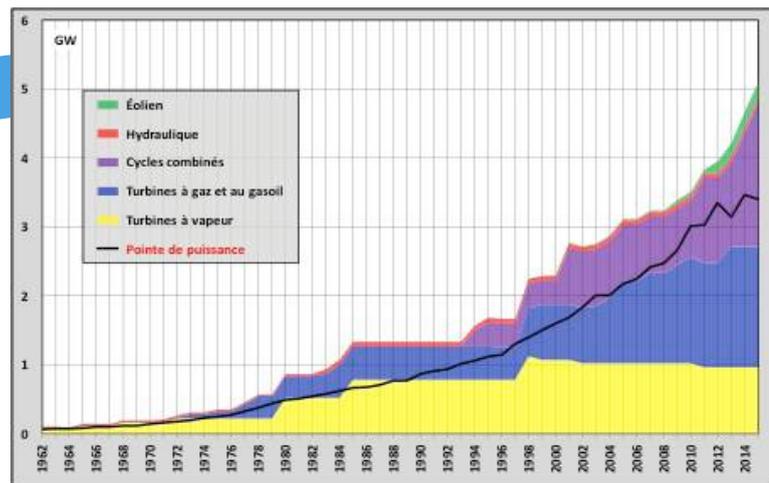
La capacité de production de l'électricité a été développée au rythme de l'évolution de la demande, voir graphique 3. En effet et à titre illustratif, une capacité additionnelle de production de l'ordre de 2,9 GW (ce qui constitue 58% de la capacité installée à fin 2015) a été mise en service durant la dernière quinzaine d'années (2000-2015). Cette capacité additionnelle est même supérieure à celle qui a été installée durant la période antérieure de 1962 à 1999, soit 2,2 GW.

La taille et la technologie des moyens de

production de base ont passé progressivement des centrales à turbines à vapeur de palier 25-30 MW (Goulette II, au fuel oil, en 1965 et Ghannouch, au gaz naturel, en 1972), puis 150 MW (Sousse A en 1980 et Radès A en 1985), jusqu'aux cycles combinés à base de turbines à gaz de type «E» (Sousse B en 1994 et Radès II en 2001), puis de type «F» (Ghannouch en 2011, Sousse C et D en 2014-2015).

Historiquement, le passage à de paliers supérieurs, quoiqu'ayant le risque de pouvoir perturber le système électrique, a été d'une grande réussite et témoignait des grands défis qui ont pu être relevés. Les deux turbines à vapeur de Sousse A en sont un bel exemple illustratif : Le palier introduit alors de 150 MW correspondait à cinq fois la

<< Graphique 3. Évolution rétrospective de la capacité nette installée de production de l'électricité



<< Graphique 4. Évolution rétrospective de l'électricité produite par type d'équipement

taille des groupes thermiques de Ghannouch (juste précédemment installés) et à environ 30% de la pointe de puissance enregistrée à cette époque.

D'autre part, les turbines à combustion (au gaz naturel et au gasoil), qui sont à l'origine des moyens de production de pointe, furent massivement installées durant les années 70 pour répondre aux besoins de pointe du pays mais aussi pour constituer un débouché du gaz fatal du gisement d'El Borma (tel fut l'exemple des 4 turbines à gaz mises en service à Ghannouch et Bouchemma). C'est ainsi qu'une capacité additionnelle d'environ 300 MW composée de 12 turbines à gaz fut installée entre 1973 et 1978. En fait, l'année 1972 a constitué le début d'une synergie glorieuse «gaz naturel-électricité»! D'autres turbines à gaz, de palier 120 MW, ont suivi à partir de 1997, ce qui a constitué une source importante de flexibilité de conduite du système de production de l'électricité.

Aussi, faudrait-il souligner les améliorations de rendement obtenues à travers l'installation de centrales thermiques de plus en plus économes en combustibles (notamment les cycles combinés). La consommation spécifique, exprimant le rapport entre les tep consommées de combustible et les GWh produits d'électricité, a connu une baisse notable, passant de 390 tep PCI/GWh en 1962 à 230 tep PCI/GWh en 2015.

L'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le parc de production est restée mitigée. En effet, le parc éolien, qui a marqué ses débuts en 2000, présente une capacité de 240 MW à fin 2015, soit à peine 6% de la capacité globale de production, dispersée sur les sites de Sidi

Daoued, Khabta et Metline. La capacité du parc hydraulique, quant à elle, est de l'ordre de 66 MW. La centrale hydraulique la plus importante est celle de Sidi Salem (36,4 MW installée en 1983).

À fin 2015, la part des moyens de base dans le parc de production est de l'ordre de 60%, entre cycles combinés (41%) et turbines à vapeur (19%). Les moyens de pointe (turbines à combustion) constituent une part de 34%, alors que le reste du parc (6%) est d'origine renouvelable. L'orientation vers l'utilisation du gaz naturel par les centrales électriques comme combustible quasi-unique (comme c'est précédemment évoqué) s'argumente, aussi, par la convenance de ce combustible aussi bien pour la production de pointe par les turbines à gaz compte tenu de leur souplesse d'exploitation, que pour la production de base au moyen des cycles combinés qui sont, à la fois plus efficaces et moins coûteux au MW installé que les turbines à vapeur au fuel oil ou au charbon. L'utilisation du fuel oil est actuellement possible pour les 4 turbines à vapeur de Radès A et B, pouvant fonctionner au gaz naturel et au fuel oil. Généralement, le recours au fuel oil est conjoncturellement économique et ce pour un ratio des prix fuel oil / gaz naturel proche de l'unité.

➤ Défis face au développement du parc de production de l'électricité

Le développement du parc de production à moyen et long terme devra faire face à certains défis à surmonter. D'abord, c'est la sécurité d'approvisionnement en sources d'énergie primaires. À ce titre et compte tenu du déficit énergétique structurel, certaines solutions potentielles ont

pu être identifiées et sont actuellement en cours d'étude. Nous en citons notamment le projet d'interconnexion électrique entre la Tunisie et l'Italie, l'option du GNL (gaz naturel liquéfié) et les sources d'énergie renouvelables dont l'objectif volontariste est annoncé pour atteindre un taux d'intégration de 30% en termes d'électricité produite à l'horizon 2030. Toutes les solutions identifiées permettront de diversifier le mix énergétique et de réduire la dépendance envers des sources d'approvisionnement bien déterminées.

Par ailleurs, une intégration importante des sources d'énergie renouvelables, intermittentes soient-elles, imposera un besoin accru en flexibilité du système électrique, ce qui constitue en soi un défi non négligeable.

Certes, les turbines à gaz sont des moyens de production flexibles par excellence. Mais, les derniers progrès techniques au niveau des cycles combinés lui ont aussi conféré une flexibilité notamment lors des variations de régime de charge et une meilleure stabilité à faible charge.

Enfin, un autre défi, qui mérite d'être mentionné, consiste en le renouvellement du parc de production, étant donné qu'il est attendu de déclasser, durant la décennie 2020-2030, une capacité de production de l'ordre de 2,1 GW, soit 40% de la capacité installée à fin 2015. Ceci induirait inéluctablement une cadence soutenue de construction des nouvelles centrales et une bonne maîtrise de gestion des projets en conséquence.



Lecture dans les dernières perspectives énergétiques mondiales



➤ Rafik BEZZAOUIA

Ingénieur de direction / Chef de département
Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) /
Groupe des Études Stratégiques
Email : rbezzaouia@steg.com.tn

Dans cet article, il est dégagé d'une façon non exhaustive quelques aspects saillants relatifs aux perspectives énergétiques mondiales parues en 2016 par l'Agence Internationale de l'Énergie, plus connues sous le nom de World Energy Outlook (WEO-2016), avec un focus sur le secteur de l'électricité.

I. Préambule

La dernière édition du rapport World Energy Outlook (WEO-2016), parue en novembre 2016 par l'Agence Internationale de l'Énergie, décrit les perspectives énergétiques mondiales, s'étendant à l'horizon 2040 et s'ap-

puyant sur les trois scénarios suivants:

- «Current Policies Scenario»: Scénario prenant uniquement en compte les politiques énergétiques déclarées dans différents pays du Monde et adoptées à mi-2016. Il s'agit du scénario

«Business as usual».

- «New Policies Scenario»: Scénario, dit central, prenant en compte les politiques énergétiques adoptées à mi-2016 et intégrant, en plus, les engagements relatifs aux objectifs de l'Accord de Paris sur le climat, pris par quelques 190 pays (COP 21/Décembre 2015) et entré en vigueur en novembre 2016.

- «450 Scenario»: Scénario ayant pour objectif de limiter le réchauffement climatique à 2°C avec une probabilité de 50%, visant ainsi à limiter la concentration à long terme de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 parties par million (ppm) d'équivalent de CO₂. Des trajectoires de décarbonisation plus radicales ont été également examinées dans le WEO-2016 pour atteindre des objectifs climatiques plus ambitieux.

Il est à noter que le quatrième scénario «Low Oil Price Scenario», présenté pour l'unique fois lors de l'édition du WEO-2015, a été délaissé. En fait, ce scénario a examiné les éventuelles implications de la baisse soutenue des prix des combustibles sur le système énergétique mondial.

2. La demande énergétique mondiale selon le scénario central

Dans le scénario central, la demande énergétique mondiale enregistrerait en 2040 une hausse de 30% par rapport à 2014 (année de référence dans tout ce qui suit), avec un taux de croissance annuel (TCA) de 1,0%. Cependant, les évolutions agrégées entre les sources d'énergie montreraient des diversités, voire même des disparités (voir tableau 1).



	Demande totale en énergie primaire (Mtep)							Part (%)		TCA (%)	
	1990	2000	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2014	2040	2014-2040
	8 774	10 043	13 684	14 576	15 340	16 185	17 057	17 865	100	100	1,0
Charbon	2 220	2 316	3 926	3 906	3 955	4 039	4 101	4 140	28,7	23,2	0,2
Pétrole	3 237	3 669	4 266	4 474	4 577	4 630	4 708	4 775	31,2	26,7	0,4
Gaz naturel	1 663	2 071	2 893	3 141	3 390	3 686	4 011	4 313	21,1	24,1	1,5
Nucléaire	526	676	662	796	888	1 003	1 096	1 181	4,8	6,6	2,3
Hydraulique	184	225	335	377	420	463	502	536	2,5	3,0	1,8
Bioénergie	907	1 026	1 421	1 543	1 632	1 721	1 804	1 883	10,4	10,6	1,1
Autres renouvelables	37	60	181	339	478	643	835	1 037	1,3	5,8	6,9

<< Tableau 1. Évolution par source de la demande mondiale totale en énergie primaire (Source: Scénario central/WEO-2016)

Les sources d'énergie renouvelables, qui font l'objet d'un focus spécial de 3 chapitres dans le WEO-2016, connaîtraient le déploiement le plus rapide, avec un TCA de 6,9% sur la période 2014-2040. Cette forte tendance serait due en grande partie à l'expansion du solaire photovoltaïque et de l'éolien dans le mix électrique mondial. Il serait attendu, d'ici 2040, des diminutions des coûts moyens de ces deux filières de 40 à 70% pour le solaire photovoltaïque et de 10 à 25% pour l'éolien

terrestre.

Le gaz naturel serait le combustible fossile le plus dynamique avec une augmentation de sa consommation de 50% et un TCA de 1,5% sur la période 2014-2040. Ce taux est toutefois en deçà de celui observé sur les 25 dernières années (2,3%). L'expansion de ce combustible s'observerait quasi-partout dans le Monde à l'exception du Japon à cause de la réintroduction des centrales nucléaires. L'expansion la plus importante serait enregistrée en Chine

La Chine, principal moteur de la tendance énergétique mondiale depuis les années 2000, continuerait à jouer ce rôle jusqu'à la mi-décennie 2020-2030, quand l'Inde prendrait la relève. Selon les projections du WEO-2016, le modèle de développement économique chinois se réorienterait des secteurs industriels énergivores (tels que les secteurs sidérurgique et cimentier) vers la consommation intérieure et les activités tertiaires. Il est à noter que la Chine sera l'objet d'un focus spécial dans la prochaine édition du WEO-2017.

Enfin, le WEO-2016 note que malgré la croissance continue de la demande mondiale en énergie, des millions de personnes sont laissées pour compte et privées d'accès aux services énergétiques modernes: Plus d'un demi-milliard de personnes, de plus en plus concentrées dans les zones rurales de l'Afrique subsaharienne, n'auraient toujours pas accès à l'électricité en 2040 contre 1,2 milliard actuellement.

3. Perspectives du secteur de l'électricité

Dans le scénario central, la consommation mondiale d'électricité à l'horizon 2040 augmenterait de 64% avec un TCA de 1,9% sur la période 2014-2040, se découplant ainsi de la croissance du PIB mondial dont le TCA est de 3,4% au même horizon. L'efficacité énergétique serait pour principale cause quant à la rupture du couplage marquant au préalable la période 1990-2014. À ce titre, le WEO-2016 met en exergue le potentiel d'amélioration de la performance des systèmes motorisés à entraîne-

ment électrique, qui représentent plus de la moitié de la consommation actuelle d'électricité dans une multitude d'usages finaux.

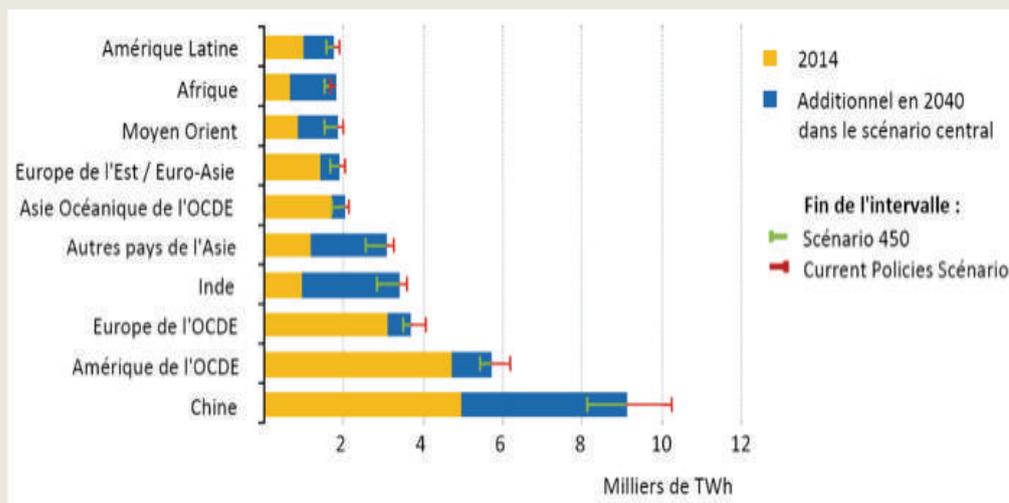
À l'horizon 2040, plus de 80% de l'augmentation de la consommation mondiale d'électricité émanerait des pays hors de l'OCDE dont notamment la Chine avec une augmentation de 85% et l'Inde qui voit sa demande d'électricité plus que tripler (voir graphique 2), et ce principalement dans les secteurs des bâtiments (25%) et des industries (21%). Pour les pays de l'OCDE, l'électricité figure parmi les rares énergies à prendre de l'ampleur.

Du côté de l'offre, les trajectoires du mix électrique mondial varient selon les scénarios et les politiques respectives de décarbonisation du secteur électrique, voir graphique 3. À l'exception du pétrole qui demeure une source mineure dans tous les scénarios (moins que 1,5%), les autres sources marquent des différences.

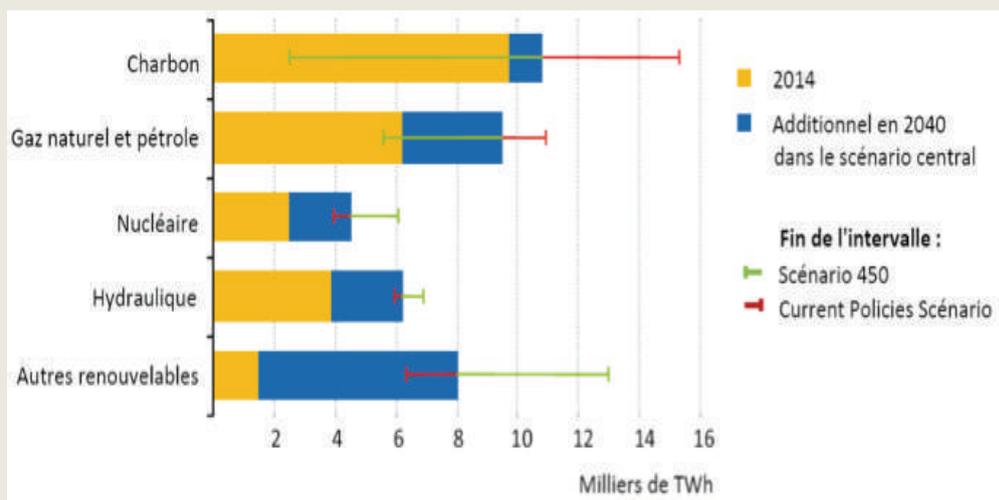
L'électricité produite à partir du charbon, ayant doublé durant les vingt dernières années, serait fortement impactée par les objectifs climatiques, vu l'intensité carbone élevée de ce combustible fossile. Dans le scénario central, la part du charbon dans le mix électrique devrait chuter de 41% actuellement à 28% en 2040. Dans le scénario 450, cette part serait fortement réduite à 7%.

Dans le scénario central, la production d'électricité à partir du gaz naturel, ayant doublé entre 2000 et 2014, augmenterait de 73% sur la période 2014-2040 pour atteindre une part de 23% dans le mix électrique mondial en 2040.





<< Graphique 2. Évolution de la demande en électricité par région et par scénario énergétique [Source:WEO-2016]



<< Graphique 3. Évolution de la production d'électricité par combustible et par scénario énergétique [Source:WEO-2016]

Toutefois, cette production atteindrait son summum à la fin de la décennie 2020-2030, enregistrant une augmentation d'environ 25% par rapport aux niveaux actuels de production pour descendre au-delà.

La production d'électricité à partir du nucléaire augmenterait dans tous les scénarios à l'horizon 2040, avec des TCAs variant de 2,3 à 3,4%. Toutefois, la part conséquente dans le mix élec-

trique mondial maintiendrait son niveau actuel (11 à 12%) dans le scénario central, alors qu'elle augmenterait à 18% dans le scénario 450, étant donné que la filière nucléaire est à bas-carbone. Le secteur de l'électricité est largement décarboné dans le scénario 450. En effet, environ 60% de la production d'électricité proviendraient des énergies renouvelables en 2040 (contre 35% dans le scénario central), dont près de la moitié serait

d'origine éolienne et solaire photovoltaïque. Globalement, le niveau moyen d'émissions de CO₂ dégagées de la production d'électricité, actuellement de 515 g de CO₂/kWh, chuterait fortement à 80 g de CO₂/kWh dans le scénario 450, contre 335 g de CO₂ dans le scénario central. Dans ce dernier scénario, les émissions globales de CO₂ augmenteraient, tout de même, de 6% d'ici 2040.

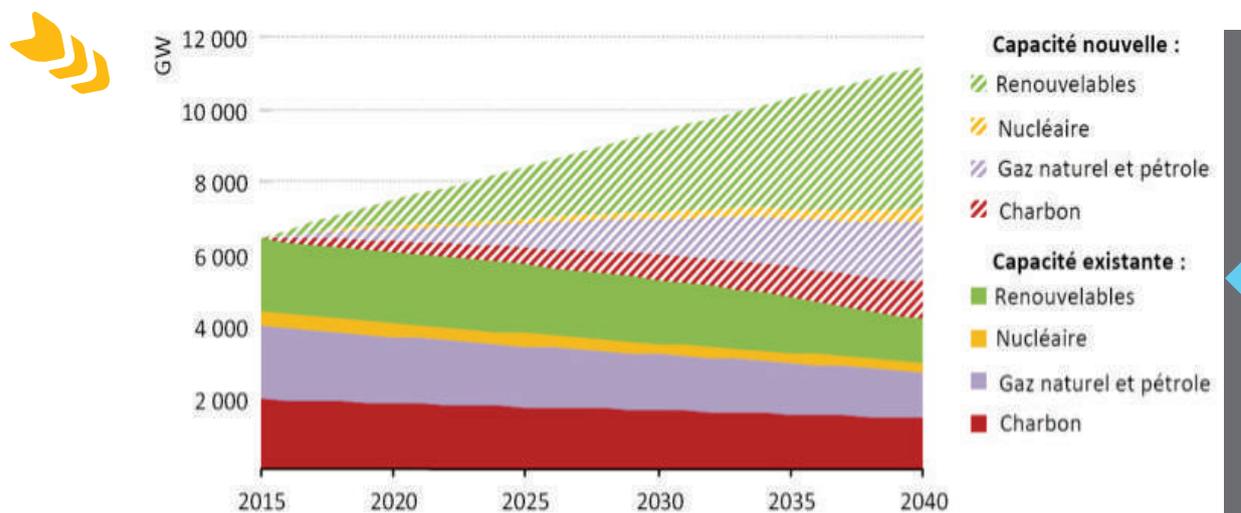
D'un autre côté, la capacité mondiale de production d'électricité évoluerait de 6400 GW en 2015 à 11200 GW en 2040 dans le scénario central. Ceci sous-entendrait, à la fois, le déclassement d'une capacité de 2400 GW (dont environ 22% au charbon et 20% au gaz naturel), et l'installation d'une capacité additionnelle de 7200 GW dont près de 60% seraient renouvelables, voir graphique 4.

4. Quelques changements structurels

Selon le WEO-2016, le déploiement rapide des sources d'énergie renouvelables intermittentes devrait s'accompagner de mesures susceptibles de gérer efficacement la varia-

bilité de la production électrique issue de l'éolien et du solaire, telles que notamment le renforcement des réseaux de transport et de distribution qui devraient être de plus en plus «intelligents». Parmi les mesures aussi, la flexibilisation du système électrique, et ce afin d'assurer la disponibilité de centrales électriques pouvant être mises en marche dans des délais très courts.

Par ailleurs, le pilotage de la demande (ou «Demand-Side Response») et le stockage de l'énergie deviennent impératifs afin d'éviter la déconnexion d'installations éoliennes lors de périodes de production abondante. Dans le scénario 450 et à défaut de telles mesures, des délestages pourraient survenir, à l'horizon 2040, jusqu'à un tiers du temps en Europe (65 TWh) et 20% du temps aux États-Unis d'Amérique (80 TWh) et en Inde (60 TWh). Globalement, ces délestages pourraient atteindre 2,5% de la production annuelle éolienne et solaire en 2040 et rendraient vains, du point de vue économique, jusqu'à 30% des investissements réalisés en faveur de nouvelles unités éoliennes et solaires.



<< Graphique 4. Évolution de la capacité globale de production d'électricité (Source: Scénario central/WEO-2016)

Le nouveau centre de stockage du GPL de Gabès



Le nouveau centre de stockage GPL de Gabès constitue le tout dernier projet de grande envergure que « AGIL » réalise après le centre d'emplissage de Radès.

Le nouveau centre fait appel à une technologie très avancée qui répond d'une manière sûre aux normes internationales les plus pointues en

matière de sécurité et de protection de l'environnement.

Avec une capacité de stockage de 12 milles Tonnes, il répond d'une manière efficace à des considérations macro-économique de sécurité et d'approvisionnement national.

A propos du Centre de GPL de Gabès

Le centre de stockage de Gabès de capacité de 12 milles tonnes d'hydrocarbures liquéfiés est composé de :

6 sphères sous talus protégées contre les effets thermiques et mécaniques (sarcophage béton) de capacité unitaire de 2000 tonnes.

Des installations de mouvements des produits composées principalement par une salle de pompes, 6 bras de chargement camions citernes, 2 ponts bascules et une ligne de réception bateau d'environ 2000 m.

Une unité automatique de mélange de GPL

Une salle de contrôle.

Un système de conduite composé essentiellement d'automates programmables, d'un système de Gestion de Production Assistée par Ordinateur (GPAO) et d'un système de télé jaugeage pour la conduite automatique et centralisée de l'ensemble des installations.

Des unités d'utilités (électricité, air, installation).

Des moyens de lutte contre l'incendie y compris un réservoir d'eau douce de 5000 m³ et 2 groupes de pompage de 500m³/h chacun.

Un système de télésurveillance et de détection anti-intrusion

Bâtiment administratif, bâtiment médicosocial, locaux annexes et aménagements divers.

Le centre par les chiffres

Situation géographique : zone industrielle Gannouche Gabès

Superficie du centre : Environ 8ha.

Capacité de stockage d'hydrocarbures liquéfiés = 12 milles tonnes.

Capacité de chargement bateaux = 3600 tonnes / 24 heures.

Capacité de chargement des camions-citernes = 10 camions / heure

Coût du projet : 220 millions de dinars.

Date de démarrage du projet : 02 Aout 2010

Date de mise en Gaz : Novembre 2016

Date d'entrée en activité : Mars 2017

Création d'emplois : 70 employés

PARTENAIRES

LA REVUE « L'ÉNERGIE »

La Revue « **L'Énergie** » est supportée financièrement et techniquement par les entreprises suivantes :

La Revue «L'Énergie» est une publication du Ministère de l'Énergie, des Mines et des Energies Renouvelables. 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 à savoir 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, entre autre, à l'industrie et à l'université en Tunisie et à l'étranger afin de publier des articles en français, en arabe ou en anglais dans le secteur de l'énergie. Elle est diffusée auprès des entreprises du secteur, des institutions nationales, régionales et internationales, des écoles et instituts d'énergie, des Ambassades...

ETAP

Entreprises 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

CTF

Compagnie Tunisienne de
Forage

ANME

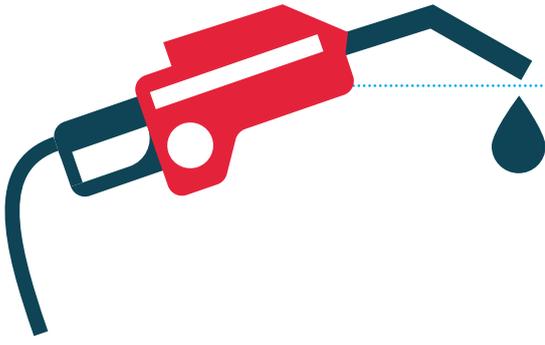
Agence Nationale pour la
Maîtrise de l'Énergie

SODEPS

Société de Développement
de d'Exploitation du Permisis
du Sud

SOTRAPIL

Société de Transport de
Pétrole par Pipeline



الخلاصة

• وضع إجراءات عملية لمواكبة التطورات العالمية في مجال جودة المحروقات لتيسير إدراج تقنيات المحافظة على البيئة والاقتصاد في الطاقة التي تعتمد من طرف قطاع السيارات بالبلدان المتطورة.

• تبسيط الإجراءات وتنظيم مسالك التوزيع وتأطير العلاقات المهنية من خلال :

◀▶ تيسير إجراءات فتح محطات الوقود ومخازن قوارير الغاز المنزلي واستكمال وتطوير الإطار التنظيمي لتوريد وترويج زيوت التشحيم وذلك في إطار العمل بصفة مشتركة مع القطاع والهيكل المعنية الإدارية.

◀▶ تجاوز الصعوبات المتعلقة باستعمال قوارير الغاز من قطاعات النقل والخدمات والصناعة وخلق فرص لتطوير القطاع ومزيد إدماج المنتج الوطني من البروبان.

◀▶ العمل على تطوير العلاقة بين المهنيين وتطويرها وإخضاع بعض الأنشطة لكراسات شروط تنظيمها وتمكّن من تأطيرها.

لقد كان تنظيم الأيام الأولى لتوزيع المواد البترولية إشارة واضحة من المشرفين على القطاع للتأكيد على دوره الاستراتيجي والتعرف على صعوباته وتحدياته الحالية والمستقبلية. كما مكّن من وضع ملامح لرؤية استشرافية شاملة للقطاع وتحديد جملة من الأهداف الأولية أدرجت ضمن «اتفاق إطاري» تم إمضاؤه بين وزارة الطاقة والمناجم والطاقت المتجددة وبين الغرف المتدخلة في القطاع على هامش اللقاء. وقد شمل الاتفاق جملة من النقاط يمكن حوصلتها في المحاور التالية :

• وضع خطة لتوزيع طاقت الخزن ودعم سلامتها وخلق آليات للاستثمار في مشاريع الخزن الجديدة ومراجعة بعض النصوص الترتيبية لضمان استجابة أوفر للمتدخلين ودعم قدرتهم على مجابهة المخاطر والطوارئ التي قد تؤدي إلى انقطاع التزويد وخاصة في مادة غاز البترول المسال التي تشكو من بعض الاضطرابات خلال فترة ذروة الاستهلاك المتزامنة مع فصل الشتاء.



المنجزة أخيرا من طرف أحد مكاتب الاستشارة « Sigma Conseil » أن حجم مبيعات القطاع الموازي تطور إلى 30 % من حجم السوق المنظم وأصبحت له إمكانياته ووسائله الترويجية المتطورة التي تعتمد على القرب (5000 نقطة بيع للمستهلك) والتأثير المباشر على المستهلك فضلا عن السعر المغربي الذي لا يخضع لأي أعباء جبائية. وتتكبد الدولة سنويا خسائر جبائية تفوق 300 م د حسب نفس الدراسة فضلا عن خسارة رقم معاملات للقطاع بـ 120 م د سنويا. وفي المقابل لم يتطور هامش الربح بتكيفية أسعار المواد البترولية بنسق متكافئ مع تطور الأعباء. كما لم يأخذ في الاعتبار حاجيات القطاع المالية لتغطية الاستثمارات الهامة خلال الفترة القادمة والتي تتعلق بالمحافظة على المخزون الاحتياطي وتطوير الشبكة وتعهد المعدات والتجهيزات بمراكز الخزن والتعليب.

وفضلا عن ذلك، فقد تمّ تشخيص جملة الصعوبات التي تعيق نشاط المتدخلين في القطاع وتنتج عنها خسائر مباشرة وغير مباشرة للمجموعة الوطنية وضياح فرص للتشغيل وخلق الثروة، وذلك على غرار الصعوبات أمام بعث محطات بيع محروقات جديدة التي تقدر استثماراتها على المدى العاجل بحوالي 50 م.د وفرض شغل يمكن أن توفرها بحوالي 500 موطن قار.

وتم على هامش اللقاء التطرق لسوء تنظيم مسالك توزيع غاز البترول المسال الذي يتم تحويل دعمه وتوجيهه لغير الاستعمالات المنزلية على غرار قطاع النقل (مع ما يشكله ذلك من أخطار على مستوى السلامة والبيئة وخسائر اقتصادية لمستعملي السيارات جراء ارتفاع كلفة الصيانة والسلامة). ومن ذلك أيضا غياب المراقبة لجودة زيوت المحركات والتي تشكل تحديا على مستوى البيئة والجودة والتحكم في استهلاك الطاقة وكلفة الصيانة للمعدات.

ومن بين التحديات الهامة التي ستواجه القطاع خلال الفترة القادمة تم التطرق إلى الوضع الحالي للبنية التحتية للتزويد والخزن وآفاق تطويرها حيث سيتعين القيام باستثمارات كبيرة لتعهدتها وتطويرها وإعادة توزيعها مع الحرص على تحسين استجابتها لمجابهة الطوارئ والأخطار المحتملة على سلامة التزويد.

وتختصّ بنشاط توزيع المواد البترولية حاليا خمس شركات وهي الشركة الوطنية لتوزيع البترول «عجيل» (بحصة تدخل بالسوق سنة 2016 تساوي 38 %) وثلاثة فروع لشركات أجنبية وهي طوطال (حصة بـ 21 %) وفيفو إنرجي (حصة بـ 22 %) وليبيا أويل (حصة بـ 14 %) وشركة خاصة برأس مال وطني وهي ستار أويل (حصة بـ 5 %). وتمثل الشركة التونسية لصناعات التكرير المزود الرئيسي للسوق الوطنية من خلال إنتاجها المحلي بمصفاة بنزرت الذي يغطي حوالي 30 % من الاستهلاك الوطني أو من خلال عمليات التوريد التي تؤمنها عبر صفقات سنوية تخضع للمنافسة العالمية. وتعتمد شركات التوزيع على جملة من المتعاقدين معها على غرار أصحاب محطات بيع المحروقات ومستودعي وموزعي قوارير الغاز المنزلي بمختلف الجهات وشركات النقل البري التي تمكنها من إيصال خدماتها إلى المستهلك النهائي.

وقد بلغ معدل القيمة السنوية لاستثمارات القطاع حوالي 100 م د موجهة أساسا لتطوير البنية التحتية للخزن. وقد استأثرت الشركة الوطنية لتوزيع البترول بنسبة هامة من هذه الاستثمارات من خلال مشروع طاقة الخزن لغاز البترول المسال بقابس المقدر سعتة بـ 12.000 طن والذي يستجيب لأحدث معايير السلامة بكلفة ناهزت 200 م د. وقد برمّج دخول المستودع حيز الاستغلال خلال النصف الثاني من سنة 2017).

وللقطاع طاقة تشغيلية هامة تقدر بحوالي 15000 موطن قار منها حوالي 3000 موطن بالشركات الكبرى و12000 بمختلف نقاط البيع الموزعة على كامل تراب الجمهورية. كما تقدر العائدات الجبائية غير المباشرة بأكثر من ألف مليون دينار سنويا منها 600 م د كمعروف على الاستهلاك فقط.

ويشهد القطاع منذ عدة سنوات تطورا في الأعباء الاجتماعية نتيجة إلغاء المناولة وتطور أعباء الأجور بأكثر من نسبة 6 % سنويا إضافة للتضخم الكبير في أعباء الاستغلال وتكاليف الصيانة والتعهد. كما تقلص رقم معاملات القطاع نتيجة اكتساح السوق من طرف المهربيين والتجار العشوائيين للمحروقات الذين باتوا يعتمدون على إمكانيات تتجاوز بكثير إمكانيات السوق المنظمة حيث تؤكد الدراسة





عفيف مبروكي :

مدير تكرير ونقل وتوزيع المحروقات
وزارة الطاقة والمناجم والطاقات
المتجددة

واقع قطاع توزيع المواد البترولية في تونس



مختلف المتدخلين والاستماع إلى مشاغلهم. وقد تم في هذا الإطار تنظيم «الأيام الأولى لتوزيع المواد البترولية» يومي 8 و9 ماي 2017.

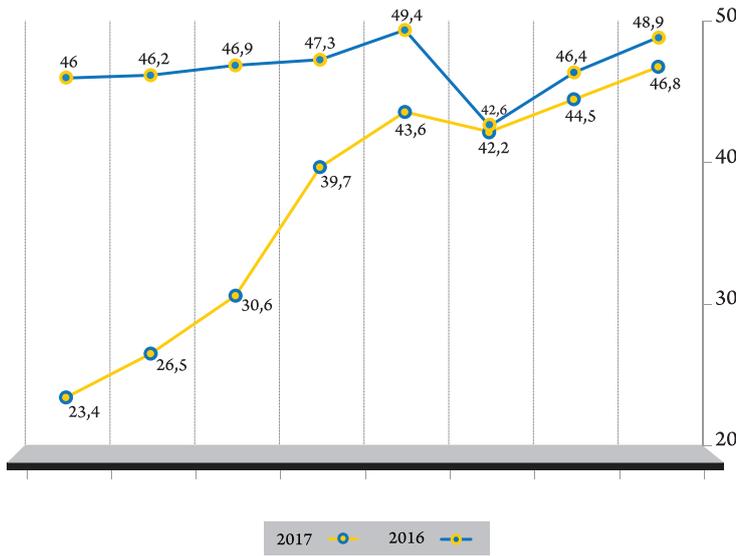
وتم خلال هذا الملتقى الذي حضره عدد من ممثلي الهياكل الإدارية المعنية والمهنيين من مختلف الغرف النقابية لأنشطة التوريد والخزن والنقل والتوزيع وجملة من المهتمين بالقطاع تشخيص واقع القطاع وعرض جملة من التصورات والآليات الضرورية للمحافظة على مكتسباته ودوره في تأمين الخدمات الأساسية ودعم قدرته على مواكبة حاجيات الاقتصاد الوطني من الاستثمار والتنمية والتشغيل بجميع الجهات لا سيما منها الداخلية.

يؤمن قطاع توزيع المواد البترولية خدمات أساسية للاقتصاد الوطني بصفة متواصلة منذ عقود بفضل الاستثمارات الكبيرة والمتواصلة في مراكز الخزن ووحدات تغليب قوارير غاز البترول المسال إضافة إلى شبكة توزيع منتشرة على كامل تراب الجمهورية تعدّ ما يزيد عن 800 محطة بيع محروقات للعموم و150 موزعا جهويا لقوارير الغاز المنزلي بالجملة بمختلف الولايات وحوالي 1500 نقطة تزويد مباشر للمستهلكين بالمواد البترولية في قطاعات الفلاحة والصناعة والخدمات.

وقد حرصت وزارة الطاقة والمناجم والطاقات المتجددة منذ بداية السنة الحالية على الإحاطة بالصعوبات والإشكاليات التي يمر بها هذا القطاع من خلال التواصل المستمر مع

أدى الحراك الاجتماعي المذكور سابقاً إلى تراجع معدل الانتاج اليومي على النحو التالي:

تطور المعدل اليومي للانتاج الوطني من النفط (ألف برميل)



بالنسبة للنفط

من
46.8 ألف برميل
في جانفي 2017
إلى
23.4 ألف برميل
في أوت 2017

تطور المعدل اليومي للغاز المسوق (مليون متر مكعب)



بالنسبة للغاز

من
6.1 مليون متر
مكعب في جانفي 2017
إلى
5.1 مليون متر مكعب
في أوت 2017

كما أنه من المتوقع أن تشهد أنشطة الاستكشاف والتطوير انتعاشة حيث من المتوقع أن يتم تسجيل ارتفاع في عدد الآبار الاستكشافية ليبليغ العدد الجملي 06 آبار 03 منها بحرية والباقي برية بالإضافة إلى حفر 06 آبار تطويرية.

وتجدر الإشارة أنه على إثر فك الاحتجاجات والاعتصامات المذكورة وبدخول مشاريع تطوير 'غريب' و'حقل المنزل' طور الانتاج فإنه من المتوقع أن يتحسن نسق الانتاج خلال سنة 2018 ليبليغ الانتاج الوطني للمحروقات حوالي 4115 ألف طن موازي نفط وذلك حسب التوقعات الأولية لجويلية 2017 .

إحصائيات قطاع الطاقة

الاعتصامات والاحتقان الاجتماعي بالجنوب التونسي خاصة بولايتي تطاوين وقبلي. تتمثل هذه الأحداث أساسا في:

ولاية تطاوين:

- 03 أفريل 2017: بداية توقف الإنتاج بحقل بن ترتر بعد غلق الطريق ومنع نقل النفط من الحقل إلى مرفأ الصخيرة بواسطة شاحنات صهاريج.
- 23 أفريل 2017: بداية اعتصام المحتجين بمنطقة الكامور.

أفريل

- 20 ماي 2017: غلق صمام شركة «الترابسا» Vanne SP4 على مستوى منطقة الكامور مما أدى إلى توقيف الإنتاج بحقول شروق وعناقيد شرقي ودرة وتقليصه بشكل ملحوظ بحقول آدم وواد زار ومخروقة والعريش ودبش والبرمة.

ماي

- 16 جوان 2017: إبرام اتفاق مع معتصمي الكامور تم على إثره رفع الإعتصام والعودة التدريجية للإنتاج في الحقول التي وقع ذكرها سابقا.
- 27 جوان 2017: غلق صمام شركة «الترابسا» على مستوى منطقة أم الحبال من طرف محتجي ولاية قبلي مما أدى إلى توقيف الإنتاج بحقول وولايتي تطاوين وقبلي مع التقلص الحاد بحقل البرمة وذلك إلى غاية 26 أوت 2017 تاريخ فض الإعتصام وفتح الصمام.

جوان

ولاية قبلي:

- 07 ماي 2017: توقف الإنتاج كليا نتيجة الاحتجاجات والاعتصام بحقل طرفة.
- 16 ماي 2017: توقف الإنتاج كليا بحقل باقل و الفرانيق وبداية التوقف في حقل صبرية نتيجة الاحتجاجات.

ماي

- 27 جوان 2017: غلق صمام شركة «الترابسا» على مستوى منطقة أم الحبال

جوان

- 26 أوت 2017: إبرام اتفاق مع معتصمي قبلي والعودة التدريجية للإنتاج في حقول الجنوب التونسي.

أوت

توقف الانتاج بعدة آبار وذلك لأعطاب تقنية خاصة بحقل «عشروت».

1499 ألف طن موازي نפט إلى موفى أوت 2016 ويعود هذا التراجع أساسا إلى الاعتصامات والاحتقان الاجتماعي بالجنوب التونسي الذي تطرقنا إليه آنفا.

- تسويق الغاز الطبيعي : سجل إنتاج الغاز انخفاضا بنسبة 8 % إلى موفى أوت 2017 مقارنة بسنة 2016 إذ بلغ الإنتاج 1384 ألف طن موازي نפט مقابل



- الإكتشافات :

تم إلى موفى أوت 2017 الإعلان عن العثور على إكتشاف «مهديّة-3» على رخصة البحث عن المحروقات البحرية «قبودية» وذلك خلال شهر جانفي 2017.

وتجدر الإشارة أنه تم حفر البئر التقييمية «مهديّة 3-» خلال الفترة الممتدة من 8 أكتوبر إلى غاية 13 ديسمبر 2016 إلى عمق نهائي قدره 2901م بطبقة «السرّج» الهدف الرئيسي للبئر.

ولقد أدى تقييم نتائج الحفر إلى العثور على مؤشرات إيجابية بطبقة «العلام» (2726م - 2734م).

هذا وقد إنطلقت تجارب الإنتاج بتاريخ 11 جانفي 2017 على الطبقة المذكورة وأدت إلى معدل تدفق يومي قدر بحوالي 423 برميل من النفط (فتحة 24/64). وستمكن هاته النتائج من دعم مأمولية رخصة البحث عن المحروقات «قبودية».

وللتذكير فإن رخصة البحث عن المحروقات البحرية «قبودية» تتمتع بها كل من الشركة المشتركة التونسية الجزائرية الجنسية «نوميدي» والمؤسسة التونسية للأنشطة البترولية في إطار عقد مقاسمة إنتاج.

- المسح الزلزالي:

تم إلى موفى شهر أوت من سنة 2017 تسجيل

75 كم من المسح الزلزالي ثنائي الأبعاد على

رخصة البحث عن المحروقات «جنابن

الجنوبي» و473 كم من المسح

الزلزالي ثلاثي الأبعاد على رخص البحث

عن المحروقات «عريفة» و«جنابن

الجنوبي» و«شعال».

وللتذكير فقد شهدت عمليات المسح

الزلزالي على كلا رخصتي «عريفة» و«شعال»

عديد التعطيلات وذلك نتيجة الإحتجاجات والحراك الإجتماعي.

2. الأشغال التطويرية:

• الآبار التطويرية:

لم يتم حفر أي بئر تطويرية منذ سنة 2015 وذلك إلى موفى أوت 2017 ويعود هذا أساسا إلى المطالب والاحتجاجات الاجتماعية بالإضافة إلى تدني السعر العالمي للنفط خاصة سنة 2016 .

المشاريع التطويرية:

* مشروع تطوير امتياز استغلال 'نؤارة': على إثر اعتصام 'الكامور'

توقفت الأشغال بحقل 'نؤارة' بالجنوب التونسي منذ 29 أبريل 2017 وتم إجلاء حوالي 700 عاملا مما انجر عنه تأخيرا إضافيا على تاريخ انتهاء المشروع ليكون مع نهاية السداسي الأول لسنة 2018 بالإضافة إلى الخسائر المادية التي تكبدها المشروع.

* هذا ويتواصل التقدم في إنجاز مشاريع امتيازات استغلال 'غريب' بولاية قبلي و'حلق المنزل' بخليج الحمامات و'مزران' بولاية مدنين.

3. إنتاج المحروقات:

بلغ إنتاج المحروقات إلى موفى أوت 2017، حوالي 2685.3 ألف طن موازي نفط مسجلا انخفاضا بنسبة 14 % مقارنة بنفس الفترة من سنة 2016 حيث بلغ حوالي 3119 ألف طن موازي نفط.

- إنتاج النفط و الغاز المسال:

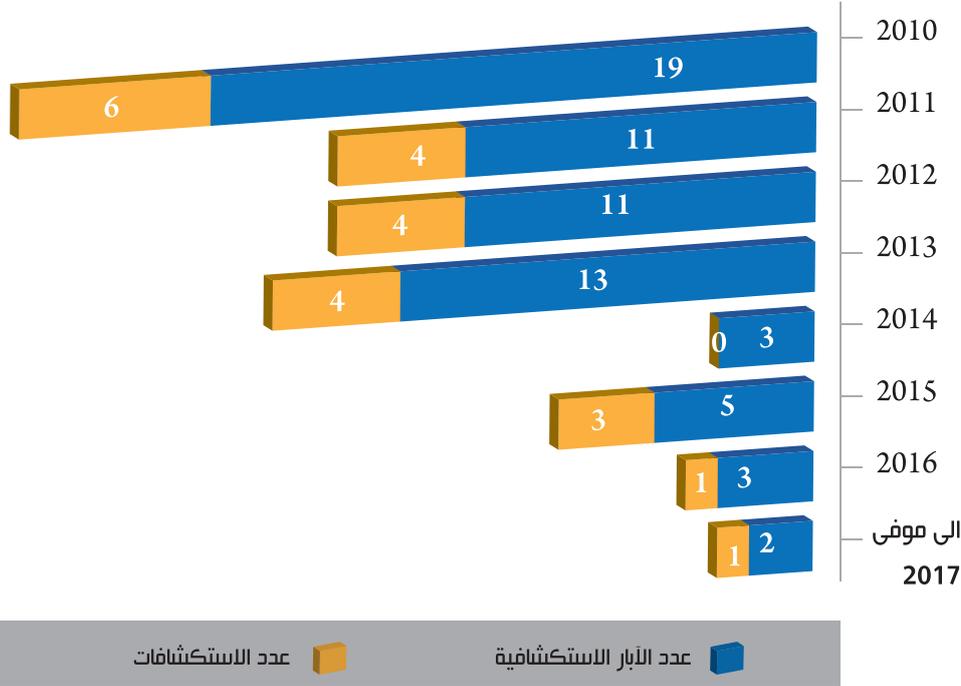
سجل إنتاج النفط و الغاز المسال إلى موفى أوت 2017 انخفاضا حادا بنسبة 20 % مقارنة بنفس الفترة من سنة 2016 (إذ بلغ الإنتاج 1298 ألف طن موازي نفط مقابل 1620 ألف طن موازي نفط خلال نفس

الفترة من سنة 2016).

ويعود هذا إلى التراجع الكبير إلى الأسباب التالية:

إحصائيات قطاع الطاقة

عدد الآبار الاستكشافية والاكتشافات (-2010 موفى أوت 2017)



وتجدر الإشارة أن إمتياز الإستغلال «لعريش» تتمتع به شركة «آني تونس ب ف» بالإشتراك مع المؤسسة التونسية للأنشطة البترولية بنسبة 50 % لكل منهما وتقوم شركة «SODEPS» بدور المشغل عليه.

مخروقة جنوب شرقي 1- :

إنطلقت أشغال حفر بئر «مخروقة جنوب شرقي 1-» على إمتياز إستغلال «مخروقة» بتاريخ 16 أوت 2017 وقد بلغ عمق البئر إلة موفى شهر أوت 2017 1031م بطبقة «الجوراسيك».

وتتمثل الأهداف الجيولوجية للبئر في طبقتي «الأكاكوس» والإوردوفيسيان. وتجدر الإشارة أن عمليات الحفر متواصلة حاليا حيث أنه من المتوقع أن يبلغ العمق النهائي للبئر 3413م.

وللتذكير فإن إمتياز الإستغلال «مخروقة» تتمتع به شركة «آني تونس ب ف» بالإشتراك مع المؤسسة التونسية للأنشطة البترولية بنسبة 50 % لكل منهما وتقوم شركة «SODEPS» بدور المشغل عليه.

1. أنشطة الإستكشاف والبحث :

عدد الآبار الاستكشافية والاكتشافات (-2010 موفى أوت 2017) - الآبار الإستكشافية

تم إلى موفى أوت 2017 حفر بئر إستكشافية «لعريش شرقي 2-» على إمتياز إستغلال «لعريش» والشروع في حفر بئر إستكشافية ثانية «مخروقة جنوب شرقي 1-» على إمتياز الإستغلال «مخروقة» مقابل حفر بئر إستكشافية واحدة مقارنة بنفس الفترة من سنة 2016.

لعريش شرقي 2- :

إنطلقت أشغال حفر بئر «لعريش شرقي 2-» على إمتياز إستغلال «لعريش» خلال الفترة الممتدة من 1 فيفري 2017 إلى غاية 20 فيفري 2017 إلى عمق نهائي بلغ 3575م بطبقة الأكاكوس .

وقد أدت تجارب الإنتاج المنجزة على البئر إلى معدل تدفق يومي بلغ حوالي 460 برميل من طبقة الأكاكوس.

الاستكشاف وإنتاج وتطوير المحروقات (جانفي - أوت 2017)



رانيا مرزوقي :
كاهية مدير الاستكشاف



أميرة التري :
كاهية مدير الانتاج



مر قطاع الاستكشاف وإنتاج وتطوير المحروقات خلال السنوات الأخيرة بفترة ترقب وشك بسبب غموض على المستوى الإجرائي الذي جاء به الفصل 13 من الدستور وذلك منذ سنة 2011.

إلا أن صدور قانون عدد 41 لسنة 2017 المؤرخ في 30 ماي 2017 والمتعلق بملائمة مجلة المحروقات مع أحكام الفصل 13 من الدستور التونسي سيساهم في تحسن وضعية القطاع حيث سيتمكن القانون المذكور من تسهيل إسناد رخص جديدة وبالتالي استعادة النسق الطبيعي لأنشطة الإستكشاف والبحث و العثور على إكتشافات جديدة تمكن من ارتفاع نسق الإنتاج.

ملخص لأنشطة الاستكشاف وإنتاج وتطوير المحروقات

إنتاجات سنة 2016	إلى موفى أوت 2015	إلى موفى أوت 2016	إلى موفى أوت 2017	
0	0	0	0	عدد الرخص المسندة
26	31	27	23	عدد الرخص السارية المفعول
3	4	1	2	عدد آبار الإستكشاف
1	2	0	1	عدد الاكتشافات
0	2	0	0	عدد آبار التطوير
4691	3469	3119	2682	الإنتاج (نفط + غاز + غاز مسال) (ألف طن موازي نفط)

إحصائيات قطاع الطاقة

وارتفعت الواردات بنسبة 53 % وخاصة على مستوى المواد البترولية (+62 %) والتي تمثل حوالي 60 % من إجمالي الواردات تليها مشتريات الغاز الطبيعي (+ 50 %). فعلاوة على ارتفاع أسعار كل المواد الطاقية الموردة، ارتفعت الكميات الموردة من المواد البترولية بنسبة 10 % وكميات الغاز الطبيعي بنسبة 6 %.

في حين انخفضت الكميات المصدرة بنسبة 12 % إلا أنه تحت تأثير ارتفاع الأسعار وانخفاض قيمة الدينار مقابل الدولار، سجلت قيمة الصادرات ارتفاعا بنسبة 23 %.

وكانت جميع العوامل سلبية للأسف هذه السنة: تفاقم العجز في ميزان الطاقة، وارتفاع أسعار جميع منتجات الطاقة في السوق الدولية: ارتفع سعر برميل البرنت بنسبة 20 % في سنة واحدة (معدل 52 دولارا في المعدل إلى موفى أوت 2017 مقابل معدل 41 دولارا إلى موفى أوت 2016). وبالإضافة إلى ذلك، تواصل انخفاض قيمة الدينار التونسي مقابل الدولار الأمريكي إذ فقد الدينار أكثر من 12 % من قيمته أمام الدولار إلى موفى أوت 2017.

ارتفاع الطلب على الغاز الطبيعي أيضا

شهد الطلب على الغاز الطبيعي ارتفاعا بنسبة 4 % ويرجع ذلك إلى تطور الطلب على الغاز الطبيعي لإنتاج الكهرباء بنسبة 3 % للاعتماد عليه كليا إلى جانب الطاقات المتجددة بالتزامن مع ارتفاع الطلب للاستهلاك النهائي بنسبة 8 %.

وتجدر الإشارة إلى تسجيل تحسن في الاستهلاك النوعي الوطني لمحطات إنتاج الكهرباء. ففي حين سجل إنتاج الكهرباء من الغاز الطبيعي ارتفاعا بنسبة 5 %، لم يتعدى تطور استهلاك الغاز لإنتاج الكهرباء نسبة 3 %. وتبلغ حصة قطاع الكهرباء من الاستهلاك الجملي من الغاز الطبيعي 73 %.

الكهرباء: ارتفاع الطلب وتسجيل أرقام قياسية للذروة

ارتفع إجمالي إنتاج الكهرباء بنسبة 5 % إلى موفى أوت 2017 مقارنة بموفى أوت 2016، حيث بلغ 13037 ج.و.س. واحتفظت الشركة التونسية للكهرباء والغاز بنصيب الأسد في توليد الكهرباء حيث تغطي 81 % من الإنتاج الوطني.

وتجدر الإشارة إلى أن شهر أوت 2017 قد سجل الرقم القياسي للذروة (4025 ميغاواط)، بارتفاع بنسبة 18 % بالمقارنة بالذروة المسجلة في أوت 2016.

تسجيل لتدهور الميزان التجاري الطاقى: موارد في تراجع، طلب في ارتفاع، انتعاشة نسبية للأسعار في السوق العالمية وتواصل انخفاض قيمة الدينار.

سجل الميزان التجاري الطاقى تدهورا ملحوظا إلى موفى أوت 2017 بالمقارنة بنفس الفترة من سنة الماضية متجاوزا 2,7 مليار دينار، أي بارتفاع بأكثر من 1.1 مليار دينار خلال سنة واحدة (+77 %).



الجزائري العابر للبلاد التونسية قد وصلت الارتفاع حتى موفى جويلية 2017 لتسجل تراجعاً طفيفاً إلى موفى أوت 2017 (-1%).

إنتاج المحروقات في تراجع



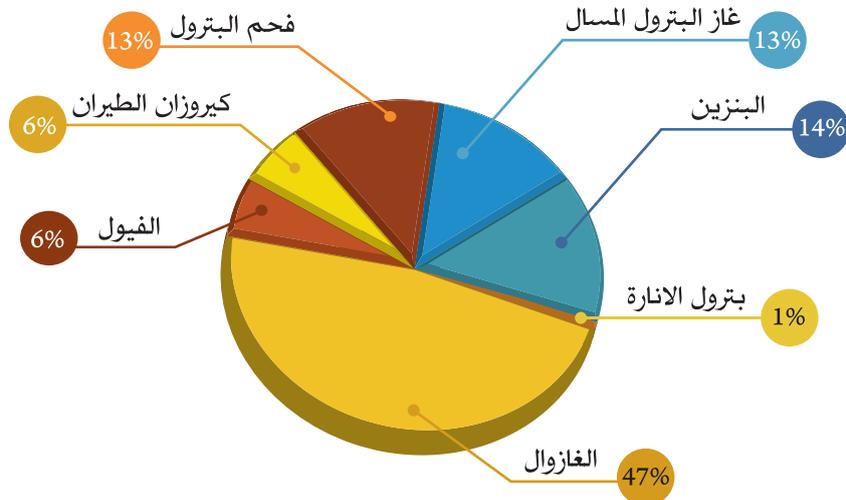
تراجع الإنتاج الوطني من النفط الخام، خلال الثمانية أشهر الأولى من سنة 2017، بنسبة 21 % مقارنة بنفس الفترة من سنة 2016. وقد تراجع الإنتاج في معظم الحقول الرئيسية وخاصة في حقول الجنوب. وتجدر الإشارة إلى أن الأحداث التي وقعت خلال الفترة الممتدة من ماي إلى أوت 2017 في ولايتي تطاوين وقبلي تسببت في فقدان التدريجي لحوالي نصف الإنتاج الوطني. ويوجد بولاية تطاوين 11 امتياز استغلال منتجا و3 بولاية قبلي. وقد ساهمت الولايتين بنسبة 48 % في الإنتاج الوطني للنفط خلال سنة 2016. كما تأثر إنتاج الغاز الطبيعي بالأحداث، ولكن بدرجة أقل. فخلال سنة 2016، غطت الولايتين 25 % من الإنتاج الوطني للغاز. وتبعاً لذلك تراجعت موارد الغاز الطبيعي (إنتاج+اتاقوة على الغاز الجزائري) بنسبة 4 %. وتجدر الإشارة إلى أنّ كميات الاتاقوة على الغاز

استهلاك المواد البترولية في تزايد



ارتفع استهلاك المنتجات البترولية خلال الفترة بنسبة 6 % مقارنة بمستواه قبل سنة واحدة. ويرجع ذلك بالأساس إلى انتعاش الطلب على البنزين الخال من الرصاص والغازوال وكيروزان الطيران. إذ ارتفع الطلب على البنزين الخال من الرصاص والغازوال في المجمل بنسبة 9 % خلافاً للسنة الماضية عندما كان الاتجاه نحو الانخفاض. وبذلك ارتفع استهلاك والبنزين الخال من الرصاص (10 %) والغازوال العادي (7 %) والغازوال الخال من الكبريت (7 %) وكيروزان الطيران (13 %) وغاز البترول المسال (4 %).

توزيع الطلب على المواد البترولية إلى موفى أوت 2017



توزيع استهلاك الطاقة الأولية الى موفى أوت 2017

مساهمة الغاز الطبيعي بنسبة 52% في الاستهلاك الجملي للطاقة الأولية.

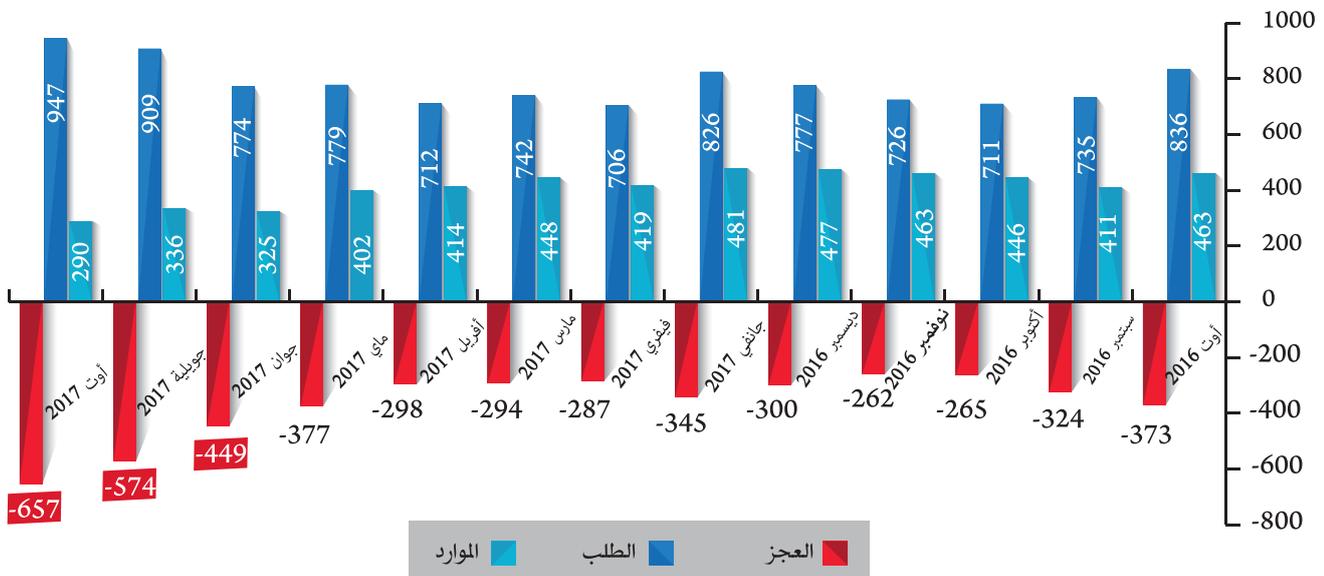


ومن خلال متابعة التطور الشهري لميزان الطاقة الأولية خلال الثمانية أشهر الأولى من سنة 2017، يمكن أن نلاحظ:

- تراجع الموارد خلال الثلاثة أشهر الأخيرة،
- ارتفاع الطلب خلال شهري جويلية وأوت 2017،
- تدهور عجز ميزان الطاقة خلال الثلاثة أشهر الأخيرة.

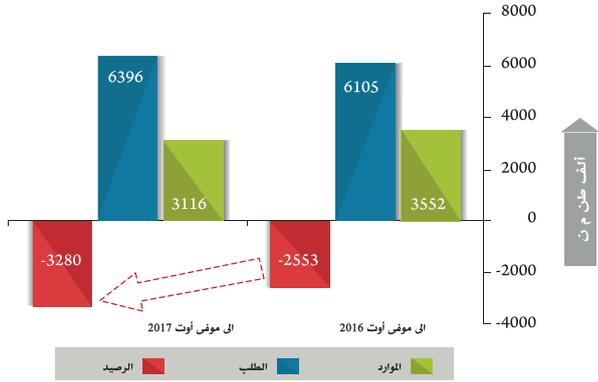


تطور ميزان الطاقة الأولية أوت 2016 - أوت 2017



ميزان الطاقة الأولية: تفاقم العجز

الموارد والطلب على الطاقة الأولية

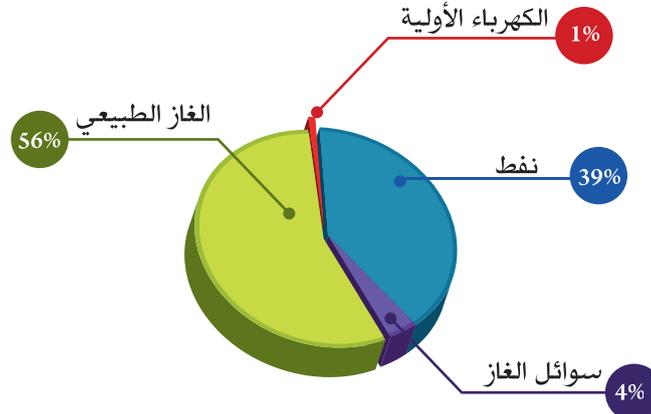


تراجعت موارد الطاقة الأولية خلال الثمانية أشهر الأولى من سنة 2017 بنسبة 12 %، لتستقر في حدود 3.12 مليون ط.م. ن. ويمثل تراجع إنتاج النفط السبب الرئيسي خاصة اثر توقف الإنتاج لقراية الأربعة أشهر بحقول الجنوب قد سجلت كمية الاتاوة المتأتية على عبور الغاز الجزائري شبه استقرار معوضة بذلك جزئيا النقص الحاصل في إنتاج المحروقات.

في المقابل، ارتفع استهلاك الطاقة الأولية بنسبة 5 % بين موفى أوت 2016 وموفى أوت 2017 تحت تأثير زيادة الطلب على المنتجات النفطية (6%+) وعلى الغاز الطبيعي (4%+). وقد أدى الجمع بين انخفاض الموارد وارتفاع الطلب في تسجيل تراجع في نسبة الاستقلالية الطاقية بـ 9 نقاط لتستقر في حدود 49 %.

توزيع موارد الطاقة، الأولية الى موفى أوت 2017

مثل الغاز الطبيعي (إنتاج + اتاوة) 56 % من مجموع موارد الطاقة الأولية متقدما بذلك على النفط الخام (39 %). وبقيت مساهمة الكهرباء الأولية ضئيلة اذ لم تتعدى 1 %.



إحصائيات قطاع الطاقة

وضع قطاع الطاقة خلال الثمانية أشهر الأولى من سنة 2017

توقف الانتاج في الجنوب وارتفاع الطلب على الطاقة خلال فصل الصيف خاصة زاد في تفاقم عجز ميزان الطاقة



غلاف شاشي الطياري:
مديرة المرصد الوطني للطاقة والمناجم

السياسي الى جانب العوامل المناخية الصعبة خلال فصلي الشتاء والصيف. في خضم هذه الأوضاع الاستثنائية، سجل ميزان الطاقة الأولية تفاقما في العجز بنسبة 28 ٪ إلى موفى شهر اوت 2017 بالمقارنة بموفى شهر اوت 2016 وهو ما انعكس سلبا على نسبة الاستقلالية الطاقية التي تدهورت بتسع نقاط ليستقر في حدود 49 ٪ أي أنّ أكثر من نصف حاجياتنا تمت تغطيتها بالواردات.

وبالتالي شهد عجز الميزان التجاري تفاقما أيضا بأكثر من 1 مليار دينار، حيث سجل ارتفاعا بأكثر من 77 ٪ مقارنة بموفى اوت 2016 خاصة مع ارتفاع أسعار الطاقة في الأسواق العالمية وارتفاع سعر صرف الدولار مقابل الدينار.

شهد إنتاج المحروقات خلال الثمانية أشهر الأولى من سنة 2017 تراجعا بنسبة 14 ٪ في المجممل، حيث لم يتجاوز 2,6 مليون طن مكافئ نفط. ومن أهم الأسباب التي أدت إلى هذا التراجع تواصل الحراك الاجتماعي خاصة الأحداث الأخيرة بالجنوب وتراجع نشاط الاستكشاف والبحث عن المحروقات إلى جانب التقلص الطبيعي للإنتاج في أهم الحقول.

في المقابل، حافظت كمية الاتاوة المتأتية على عبور الغاز الجزائري على نفس مستوى السنة الفارطة تقريبا (-1 ٪). وارتفع الطلب على الطاقة الأولية إلى 6,4 مليون طن مكافئ نفط أي بنسبة 5 ٪ في غضون سنة. ويعود هذا الارتفاع إلى عدة عوامل من أهمها استعادة نسق استهلاك البنزين الخال من الرصاص والغازوال وانتعاشة القطاع

رئيس النشرية

السيد خالد قدور
وزير الطاقة والمناجم والطاقات المتجددة

مدير النشرية

السيد محمد علي خليل

مساعد مدير النشرية

السيدة عفاف شاشي

مدير التحرير

السيد نوفل الصالحي

المسؤول الإداري والمالي

السيد خالد براهيم

المسؤول على النسخة الإلكترونية

السيد حسام الهاشمي

السيد محمد السديري

لجنة التحرير :

السيد عفيف مبروكي

السيدة أميرة التركي

السيدة رانيا مرزوقي

السيد مهدي بن عامر

السيد رفيق بالزاوية

ساهم في هذا العدد :

السيد فتحي الحنشي (الوكالة الوطنية للتحكم

في الطاقة)

السيد عز الدين خلف الله (خبير دولي في الطاقة)

التصميم والإخراج والطباعة

MEDIA HORIZON

إحصائيات قطاع الطاقة

ص 2 1. وضع قطاع الطاقة خلال الثمانية أشهر الأولى من سنة 2017 :
تفاقم عجز الميزان الطاقي.

ص 7 2. الإستكشاف وإنتاج وتطوير المحروقات خلال 8 أشهر الأولى من
سنة 2017.

زوم على

ص 12 واقع قطاع توزيع المواد البترولية في تونس.



إن آراء وأفكار أصحاب المقالات
المنشورة (ركن آراء الخبراء) لا
تعكس بالأساس توجه وزارة
الطاقة والمناجم والطاقات
المتجددة.

الطاقة

عدد 95
أكتوبر 2017

المرجع الرسمي للمعلومات الطاقةية بتونس

وضع قطاع الطاقة خلال الثمانية أشهر
الأولى من سنة 2017: تفاقم عجز الميزان الطاقي

الإستكشاف وإنتاج وتطوير المحروقات :
خلال 8 أشهر الأولى من سنة 2017

واقع قطاع توزيع المواد البترولية في تونس