

REPUBLIQUE TUNISIENNE
MINISTRE DE L'ENERGIE, DES MINES
ET DES ENERGIES RENOUVELABLES
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des Mines

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, décembre 2017

Version du 6 février 2018





Conjoncture énergétique

SOMMAIRE

01

Exploration et développement



02

Production d'hydrocarbures



03

Consommation d'hydrocarbures



04

Bilan d'énergie primaire



05

Electricité



06

Echanges commerciaux



07

Prix de l'énergie



Faits marquants de 2017

Les cours internationaux

- Prix moyen mensuel du Brent : **64.2 \$/bbl** en décembre 2017, **62.7\$/bbl** en novembre 2017, **53.6\$/bbl** en décembre 2016.

Exploration et développement

- Nombre total de permis : 23 en 2017 contre 26 en 2016.
- Forage de deux nouveaux puits d'exploration et notification de deux découvertes « Mehdi-3 » et KRD SW-1 (forés en 2016).

Production de pétrole brut

- Une moyenne de **38.7** mille barils/j en 2017 contre **45.9** mille barils/j en 2016.
- Baisse de la production de **16%** en 2017 par rapport à 2016.

Gaz naturel

- **5,8** millions de m³/j en 2017 contre **6,1** millions de m³/j en 2016.
- Légère hausse du forfait fiscal sur le transit du gaz d'origine algérienne de **0,3%** entre 2016 et 2017 dont 79% est perçue en nature (cédé à la STEG).

Bilan d'énergie primaire

- Baisse des ressources disponibles en 2017 par rapport à 2016 (-10%).
- Hausse de la demande d'énergie primaire de **5%** en 2017 par rapport à 2016.
- Hausse du déficit du bilan d'énergie primaire : **4,7** Mtep-pci en 2017 contre **3,7** Mtep en 2016.
- Dégradation du taux d'indépendance énergétique : **51%** en 2017 contre **59%** en 2016.

Demande de produits pétroliers

- Hausse de la demande de produits pétroliers de **6%**, notamment de l'essence (+11%), de gasoil (+7%) et du Jet (+19%).

Demande de gaz naturel

- Hausse de la demande totale de gaz naturel en 2017 par rapport à 2016 (5%): hausse de la demande hors secteur électrique de 10%.
- **72%** de la demande totale est destinée à la production d'électricité.

Electricité

- Hausse de la production d'électricité (**5%**) en 2017 par rapport à 2016.
- Nette amélioration de la consommation spécifique globale (**3%**).
- **81%** d'électricité est produite par la STEG.
- Enregistrement d'un nouveau record de la pointe électrique en août 2017 : 4025 MW

Commerce extérieur

- Hausse en valeur des importations de **44%** et des exportations de **14%** : le déficit de la balance commerciale énergétique a atteint **4173 MD**, soit **une aggravation de 67%** par rapport à 2016.

Exploration et développement



	Réalisé 2016	décembre		A fin décembre	
		2016	2017	2016	2017
Nb de permis octroyés	0	0	2	0	2
Nb permis abandonnés	5	0	0	5	5
Nb total des permis	26	26	23	26	23
Nb de forages explo.	3	0	0	3	2
Nb forages dévelop.	0	0	0	0	0
Nb de découvertes	1	0	0	1	2

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin décembre 2017, est de **23** dont **21** permis de recherche et deux permis de prospection, couvrant une superficie totale de 66 249km². Le nombre total de concessions est de 57 dont 36 en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans 29 de ces concessions en production et directement dans 3.

Il est à signaler :

- La signature de la convention et de ses annexes portant autorisation de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures sur le permis de recherche « **Nefzaoua** », le 9 juin 2016. La loi, ayant été élaboré et approuvé (17 juillet 2017), a été publié en août 2017 (Loi n° 2017-60 du 24 août 2017), le permis a été octroyé le 22/12/2017 (Jort n° 102 du 22 décembre 2017).
- L'octroi d'une nouvelle concession d'exploitation « **Mazrane** »: l'arrêté a été publié en février 2017 (Jort n° 17 du 28 février 2017).
- La signature de la convention et de ses annexes portant autorisation de prospection, de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures sur le permis de prospection « **Douiret** », le 16 février 2017. La loi, ayant été élaboré et approuvé (17 juillet 2017), a été publié en août 2017 (Loi n° 2017-61 du 24 août 2017), le permis a été octroyé le 22/12/2017 (Jort n° 102 du 22 décembre 2017)
- La renonciation au permis de recherche « **Anaguid** » en avril 2017 et dépôt d'une demande officielle pour l'octroi d'une concession d'exploitation suite à la confirmation de la découverte « Sondes », l'arrêté d'octroi a été publié en octobre 2017 (Jort n° 83 du 17 octobre 2017).

- L'octroi d'une nouvelle concession d'exploitation « **Jinene** »: l'arrêté a été publié en mai 2017 (Jort n° 43 du 30 mai 2017).
- L'arrivée à l'échéance du permis de recherche « **Chorbene** » le 12 mai 2017.
- La renonciation au permis de recherche « **Borj El Khadhra Sud** » en juillet 2017.
- L'arrivée à l'échéance du permis de recherche « **Nord Mednine** » en octobre 2017.
- L'Annulation du Permis de recherche « **Ksar Hdada** », en octobre 2017.

Exploration

Poursuite des deux campagnes d'acquisition sismique démarrées en 2016

- Acquisition de 280 km² de sismique 3D (dont 118 km² en 2016) sur le permis «Jenein Sud » (sismique achevée).
- Acquisition de 657,4 km² de sismique 3D (dont 415 km² en 2016) sur le permis « Araifa » (sismique achevée).

Compagnes d'acquisition sismique démarrées en 2017

- Acquisition de 75 km 2D sur le permis «Jenein Sud » (sismique achevée).
- Acquisition de 73 km² de sismique 3D sur le permis «Chaal» : Arrêt des opérations le 20/10/2017 suite aux mouvements sociaux à "Bir Ali Ben Khelifa".

Forage en 2017 de deux puits d'exploration.

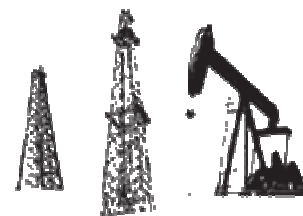
nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Fin du forage	Résultats
01	Laarich Est-2	Laarich	01/02/2017	20/02/2017	Profondeur finale : 3575m. Les résultats du test ont montré un débit journalier moyen d'huile de l'ordre de 460bbls/j (puits d'appréciation pour confirmer la découverte de 2016)
02	Makhrougua SE-1	Makhrougua	16/08/2017	13/10/2017	Profondeur finale : 3413 m. Présences d'indices encourageants. Puits actuellement fermé en attente de la préparation d'un programme d'intervention.

Réalisation de deux découvertes (puits forés en 2016):

- « **Mahdia-3** » sur le permis « kaboudia » dans le gouvernorat de Mehdiya en date du 27/01/2017, détenue par l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières en tant que titulaire du permis et Numhyd en tant qu'entrepreneur. Les tests de production réalisés sur ce puits ont révélé un débit de 423 bbl/j d'huile.
- « **KRD SW-1** » sur la concession d'exploitation « Debbech » dans le gouvernorat de Tataouine, détenue par ENi et ETAP et opérée par SODEPS. Les tests de production réalisés sur ce puits ont révélé un débit de 1300 bbl/j d'huile et 81 milles m³ de gaz.

Développement

- Pas de nouveau forage de développement en 2017.



2-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2016	A fin décembre		
		2016	2017	Var (%)
Ashtart	293	293	232	-21%
Hasdrubal	272	272	245	-10%
El borma	262	262	238	-9%
Adam	194	194	132	-32%
El Hajeb/Guebiba	117	117	113	-3%
Cherouq	120	120	92	-23%
Cercina	62	62	94	52%
Ouedzar	98	98	65	-34%
Franig/Bag/Tarfa	111	111	52	-53%
M.L.D	63	63	75	20%
Miskar	89	89	84	-6%
Barka	66	66	27	-59%
Maamoura	37	37	59	62%
Bir Ben Tartar	52	52	40	-23%
Autres	333	333	282	-15%
TOTAL pétrole (kt)	2 168	2 168	1 831	-15,6%
TOTAL pétrole (ktep)	2 221	2 221	1 875	-15,6%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	2 197	2 197	1 852	-15,7%
TOTAL pétrole brut et Condensat (ktep)	2 251	2 251	1 897	-15,7%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	233	233	202	-13%
TOTAL GPL primaire (ktep)	255	255	222	-13%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 429	2 429	2 055	-15,4%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 506	2 506	2 119	-15,4%

La production nationale de pétrole brut s'est située à 1831kt à fin décembre 2017 accusant ainsi une baisse de 16% par rapport à fin décembre 2016.

Cette baisse revient principalement à la diminution de la production des champs suivants : Adam (-32%), Ashtart (-21%), Franig, B.T. (-53%), Baraka (-59%), Cherouq (-23%) et Oudzar (-34%).

En effet, il convient de noter que la production nationale a été impactée par l'arrêt graduel au niveau de plusieurs champs à Tataouine et Kébili à partir de fin avril 2017 suite aux mouvements sociaux.

L'impact a été progressif, la date de l'arrêt dépendant de la saturation de la capacité de stockage sur site. Ainsi pour Bir ben Tartar, la production s'est arrêtée du 25 avril 2017 au

24 juin 2017, pour Tarfa (arrêt le 7 mai), pour Franig Baguel (arrêt le 16 mai), pour Anaguid Est (arrêt du 29 mai au 18 juin et depuis 7 juillet), pour Adam (réduction de la production le 31 mai 2017 et arrêt le 7 juillet), pour Ouedzar (réduction de la production le 31 mai 2017 et arrêt le 9 juillet), Cherouq (arrêt de 2 au 18 juin et du 7 au 26 juillet).

Le 20 mai 2017, les protestataires « d'El Kamour » ont fermé la vanne SP4 de « TRAPSA », la société en charge de transport de pétrole brut par pipeline.

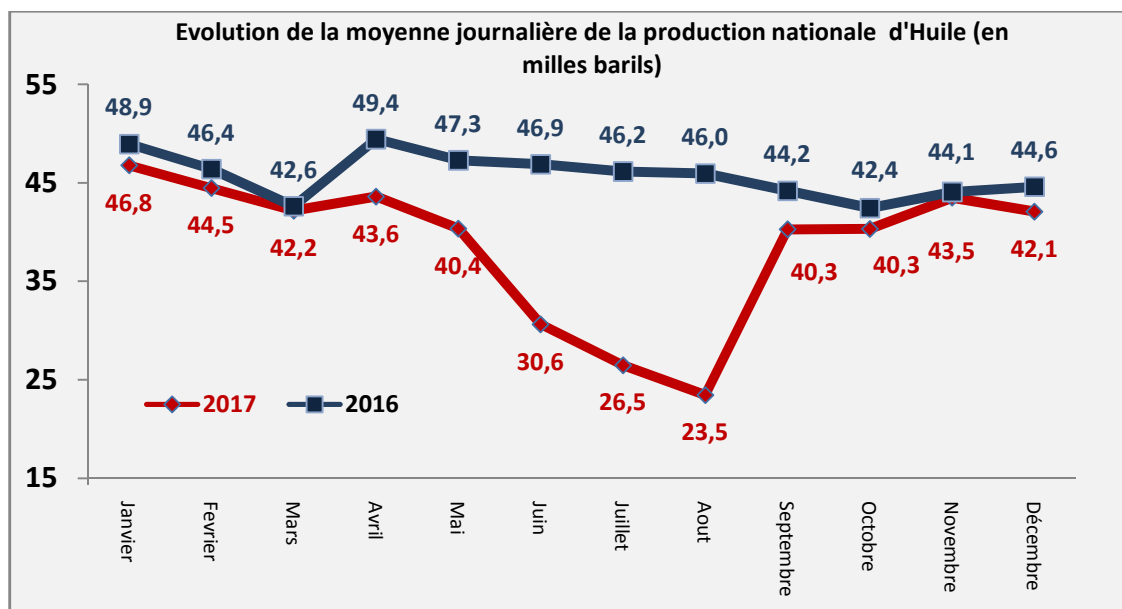
Le 16 juin 2017, un accord avec les protestataires d'el Kamour a été conclu et reprise progressive de la production dans les champs susmentionnés.

Le 27 juin 2017, les protestataires de Kébili ont fermé la vanne PK 666 au niveau de la région de « Oum el hibel » ce qui a engendré l'arrêt de la production des champs « Cherouk », « Anaguid est », « Dorra », « Adam », « Ouedzar », « MLD » et réduction de la production des champs « Laarich » et « El borma ».

Le 26 août 2017, un accord entre le gouvernement et les protestataires a mis fin aux différents mouvements de protestation organisés depuis plus de quatre mois devant les sièges de compagnies pétrolières.

La reprise de la production a été aussi progressive. L'arrêt prolongé a causé le recul du rendement normal de certains puits, d'autres puits ont besoin de travaux de maintenance pour redémarrer ce qui a engendré des dépenses supplémentaires pour leur entretien.

Le graphique suivant montre l'impact de ces événements sur la production.



Il est à signaler que le projet « Nawara » a été touché par les derniers événements, les travaux se sont arrêtés du 23 avril 2017 à fin août 2017 ce qui a repoussé la date de mise en service et a engendré des coûts supplémentaires estimés à 150 MD.

Le mois de novembre 2017 a été caractérisé par:

- Arrêt général du champ Cercina du 17 au 23 novembre après détection du pétrole sur la cote de Kerkenah, les résultats des analyses effectuées ont montré qu'il ne s'agit pas du brut de Cercina,
- Arrêt général du champ Didon du 11 au 18 novembre pour des raisons climatiques,
- Le champ Hasdrubal a subi un arrêt général planifié du 23 au 28 Octobre 2017. Une réduction de la production en deux phases du 9 au 18 Octobre 2017 et du 6 au 14 Novembre 2017 suite à la campagne d'acquisition des paramètres du fond des puits.

Le mois de décembre 2017 a été caractérisé par :

- L'arrêt total provisoire du champ Didon à partir du 13/12/2017 suite à des problèmes techniques et économiques.

S'ajoute à cela, la poursuite de déclin naturel de la production au niveau des principaux champs.

Par ailleurs, la production du champ Chergui a repris le 25 mai 2017. Un arrêt général s'est produit, depuis le 14/12/2016 suite à l'atteinte de la capacité de stockage maximale dans le champ et le blocage du transport de brut par les sit-inneurs.

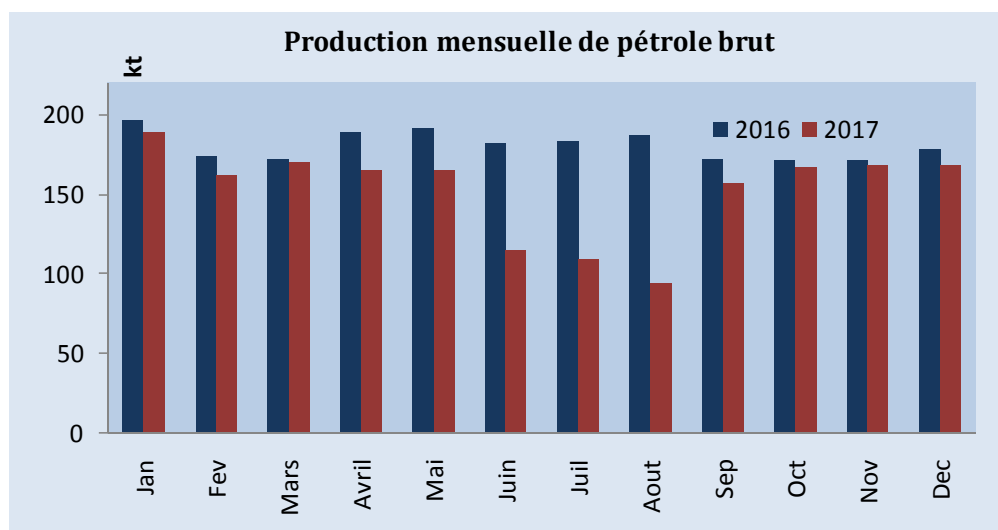
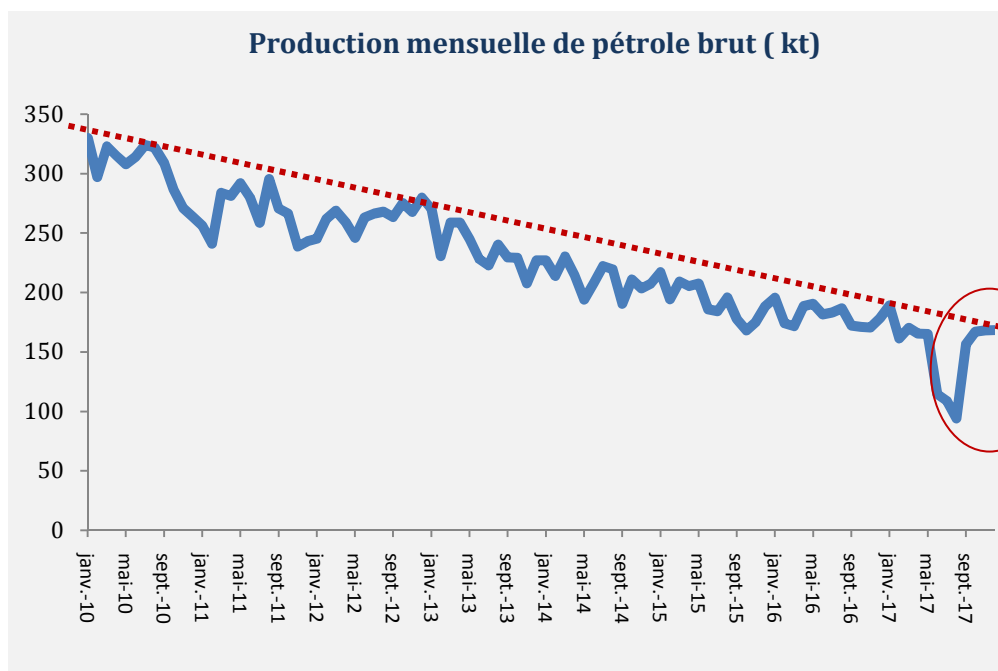
Par contre, nous signalons la hausse de la production des champs suivant :

- ✓ Cercina (+52%) reprise de la production à fin 2016 dans plusieurs puits suite à la réalisation d'un programme de W.O. (champ situé au golf de Sfax).
- ✓ MLD (+20%) suite à la mise en production du puits «Laarich Est-1» (découverte de 2016), la production de ce champ situé à Tataouine a été réduite du 4 juin au 26 août 2017.
- ✓ Maamoura (62%) suite à l'intervention sur les puits à fin 2016 (champ situé au golf de Hammamet).
- ✓ Découverte « Sondes » : mise en production dans le cadre d'un test longue durée du 10 au 30 janvier 2017 (découverte sur le permis Anaguid réalisée en 2015).
- ✓ Durra : reprise de la production le 7/01/2017 après un arrêt depuis le 31/03/2015 suite à des travaux d'intervention sur puits, le champ situé à Tataouine s'est arrêté de 2 juin au 26 Aout 2017.
- ✓ Ghrib : Mise en production le 24 octobre 2017 et commercialisation du gaz depuis le 04 novembre 2017 (champ situé à kébili).

Ainsi la moyenne journalière de la production de pétrole est passée de 44 mille barils/j à fin avril 2017 à 39,5 mille barils/j courant du mois de mai 2017, à 31 mille barils/j courant du mois de juin 2017, à 26,5 mille barils/j courant du mois de juillet pour descendre à 23,4 mille barils courant du mois d'août 2017 et une reprise en septembre 2017 à 40,3 mille barils/j. La production en octobre a gardé le même niveau du mois de septembre 2017. Elle a passé à 43,5 mille barils/j en novembre 2017 non loin du niveau enregistré courant le même période de l'année dernière. Elle a clôturé le dernier mois de l'année à 42.2 mille barils/j.

Ainsi la moyenne annuelle de production de pétrole pour 2017 s'est située à 38.7 mille barils/j contre 45.9 mille barils/j en 2016.

Les deux graphiques suivant illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis 2010 ainsi que sa variation mensuelle en 2016-2017.





II-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL

	Réalisé 2016	A fin décembre				
		2010 (1)	2016 (2)	2017 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 799	3 903	2 799	2 681	-4%	-5%
Production nationale	1 969	2 728	1 969	1 849	-6,1%	-5%
<i>Miskar</i>	639	1 360	639	602	-6%	-11%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	334	339	334	277	-17%	-3%
<i>Gaz Chergui</i>	75	246	75	144	92%	-7%
<i>Hasdrubal</i>	695	414	695	646	-7%	7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	62	43	62	77	24%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	164	327	164	102	-38%	-15%
	830	1 175	830	832	0,3%	-5%
Achats	2 249	947	2 249	2 418	8%	14%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	3 110	4 336	3 110	2 979	-4%	-5%
Production nationale	2 188	3 031	2 188	2 054	-6%	-5%
<i>Miskar</i>	710	1 511	710	669	-6%	-11%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	371	376	371	308	-17%	-3%
<i>Gaz Chergui</i>	83	273	83	160	92%	-7%
<i>Hasdrubal</i>	773	460	773	718	-7%	-
<i>Maamoura et Baraka</i>	69	48	69	85	24%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	183	363	183	113	-38%	-15%
Redevance totale (Forfait fiscal)	922	1 305	922	925	0,3%	-5%
Achats	2 499	1 053	2 499	2 687	8%	14%

(1) Gaz commercial du sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djbel Grouz, Adam, ChouchEss., Cherouk, Durra et anaguid Est

(2) Ycompris gaz Sabria et Ghrib (début de commercialisation le 4/11/2017)

(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint 2681 ktep, à fin décembre 2017, enregistrant ainsi une baisse de 4% par rapport à l'année précédente suite à la diminution de la production de 6%. Il convient de noter :

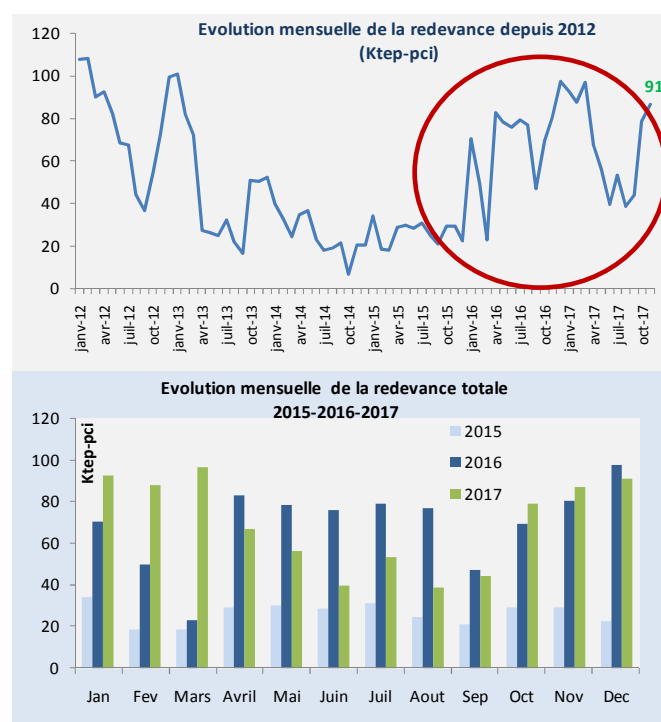
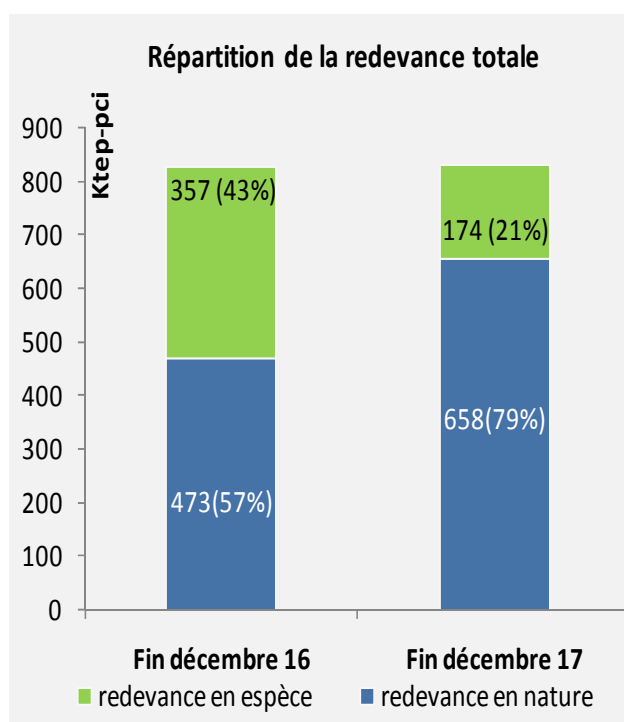
- ✓ Champs Franig-Baguel-Tarfa, Sabria et Ghrib: baisse de la production de 38% : arrêt de la production depuis le 7/05/2017, pour le champ Tarfa et depuis le 16/05/2017 pour El Franig, Baguel et Sabria suite aux manifestations, reprise progressive de la production le 28/8/2017 après l'ouverture de la vanne d'exportation PK666, début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib depuis le 04 novembre 2017.
- ✓ Gaz commercial de sud : baisse de la production de 17%, la fermeture de la vanne PK666 a engendré l'arrêt de la production au niveau de Adam, Oued-Zar/Hammouda,

Cherouq, durra et anaguid Est et ce depuis le 7/7/2017, reprise progressive après l'ouverture de la vanne PK666.

- ✓ Champ Miskar : baisse de la production de 6%.
- ✓ Champ Hasdrubal : baisse de la production de 7% suite à l'arrêt de la production du 23 au 28 octobre pour une opération de maintenance planifiée et la réduction de la production du 9 au 18 octobre pour une opération d'acquisition des paramètres du fond du puits et du 6 au 14 novembre pour l'extraction de la jauge utilisée lors de la campagne.
- ✓ Champs Maamoura et Baraka : hausse de la production de 24% suite à la réalisation, en 2016, d'un programme de WO.
- ✓ Champ Chergui : reprise progressive de production à partir du 25 mai 2017, la production s'est arrêtée depuis le 14/12/2016 suite à la saturation de la capacité de stockage et le blocage du transport de brut à cause des sit-in.
- ✓ Légère augmentation du forfait fiscal sur le transit de gaz d'origine algérienne de 0.3% en 2017 par rapport à 2016. A signaler que la redevance mensuelle a enregistré une baisse durant les 6 derniers mois par rapport à la même période de 2016. Elle a repris le chemin de la hausse courant du mois d'octobre 2017.

Par ailleurs, la répartition de la redevance totale montre :

- Une hausse au niveau de la proportion et de la quantité de redevance cédée à la STEG.
- Une baisse de la proportion et de la quantité de la redevance exportée.

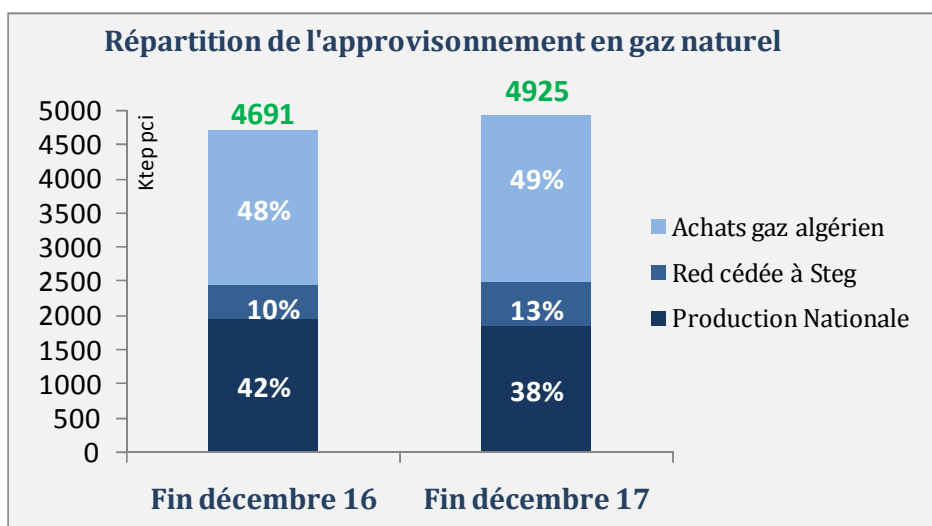


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de 8%, entre 2016 et 2017, pour se situer à 2418 ktep et ceci à cause de la baisse de la production et la hausse de la demande.

L'approvisionnement national en gaz naturel a connu une hausse de 5% entre fin décembre 2016 et fin décembre 2017 pour se situer à 4925 ktep. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Baisse de la participation du gaz national de 42% à 38%.
2. Hausse de la part de la quantité de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de 10% à 13%.
3. Quasi-Stabilité de la participation des achats du gaz algérien à hauteur de 49%.



3 Consommation d'hydrocarbures



III-1 Produits pétroliers

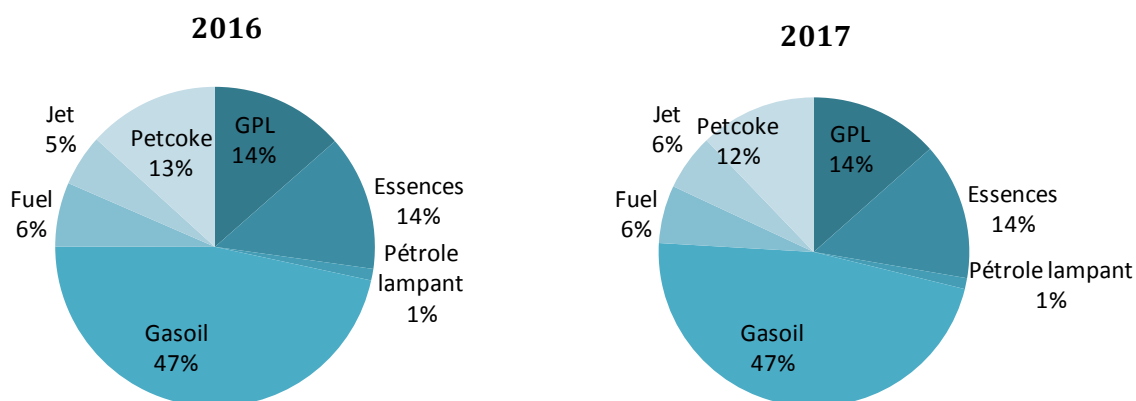
CONSOMMATION DE PRODUITS PETROLIERS (provisoire)

Unité : ktep

	Réalisation en 2016	A fin décembre				
		2010 (1)	2016 (2)	2017 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM(%) (3)/(1)
GPL	585	528	585	618	6%	2%
Essences	591	501	591	654	11%	4%
Pétrole lampant	51	68	51	51	0%	-4%
Gasoiil	2 016	1 910	2 016	2 160	7%	2%
<i>Gasoiil ordinaire</i>	1 696	1 799	1 696	1 804	6%	0%
<i>Gasoiil S.S.</i>	319	111	319	356	11%	18%
Fuel	280	370	280	278	-1%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	30	6	30	24	-19%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	250	364	250	253	1%	-5%
Fuel gaz(STIR)	2	2	2	5	-	13%
Jet	226	256	226	269	19%	1%
Coke de pétrole	575	323	575	556	-3%	8%
Total	4 325	3 956	4 325	4 590	6%	2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4 293	3 949	4 293	4 561	6%	2%

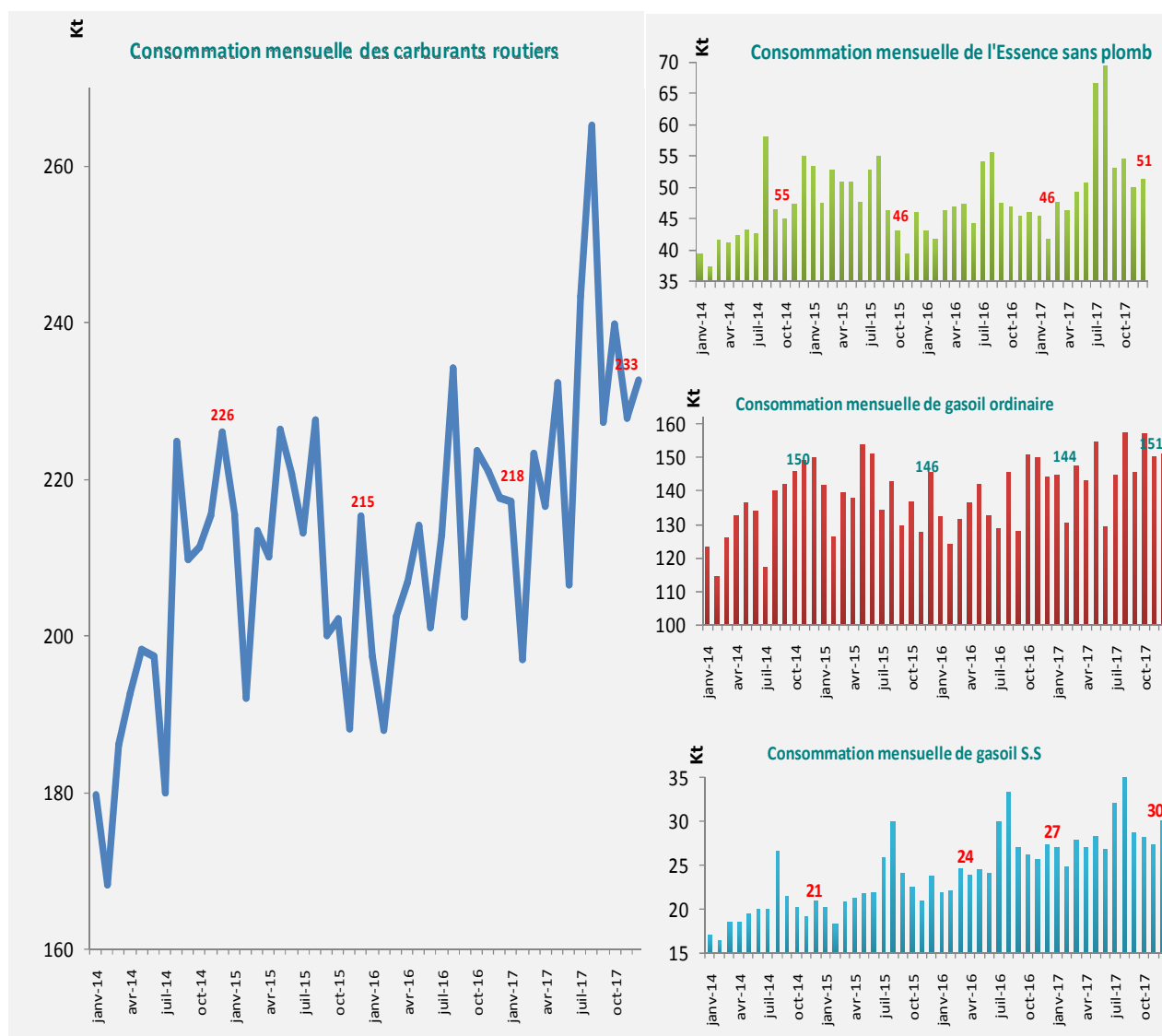
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre 2016 et 2017, une hausse de 6% pour se situer à 4590 ktep. Cette augmentation est due principalement à l'accroissement de la demande du gasoiil (7%) et de l'essence sans plomb (11%).

Cependant, la structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre 2016 et 2017.

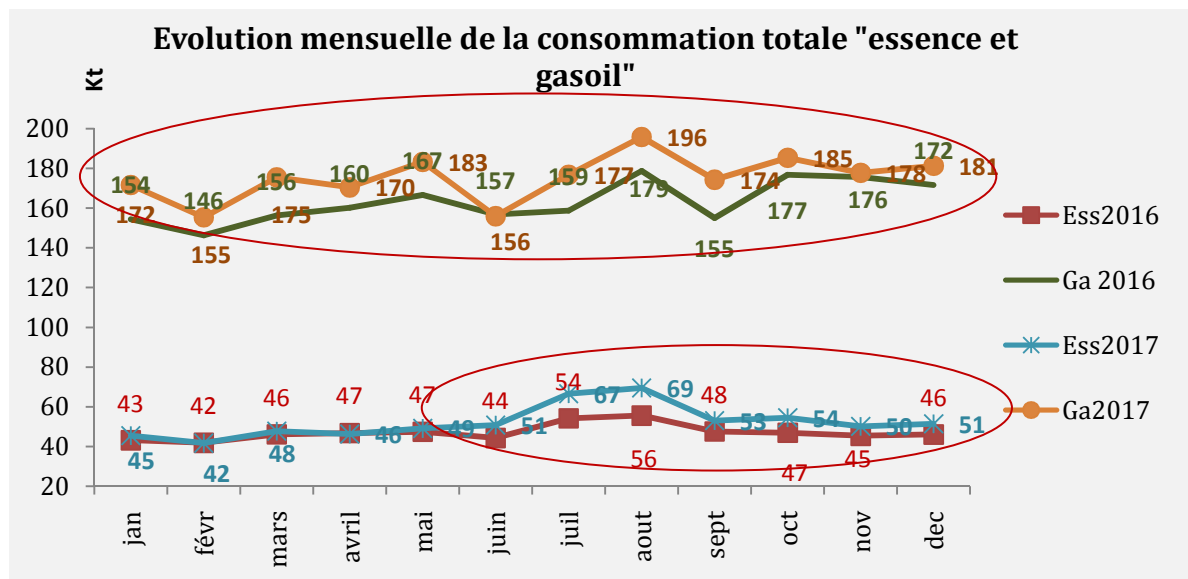


La consommation de carburants routiers en 2017 a augmenté de 8% par rapport à 2016. Elle représente 61% de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de gasoil ordinaire a augmenté de 6%, celle d'essence sans plomb de 11% et de gasoil sans soufre de 11%. Le graphique suivant illustre la consommation mensuelle globale de carburants routiers à partir de janvier 2014 dont la tendance orientée à la hausse avec des pics de consommation durant les saisons estivales . Le gasoil ordinaire couvre 64% de la demande totale des carburants routiers et participe à hauteur de 39% à la demande totale de produits pétroliers et 19% de la demande totale d'énergie primaire en 2017.



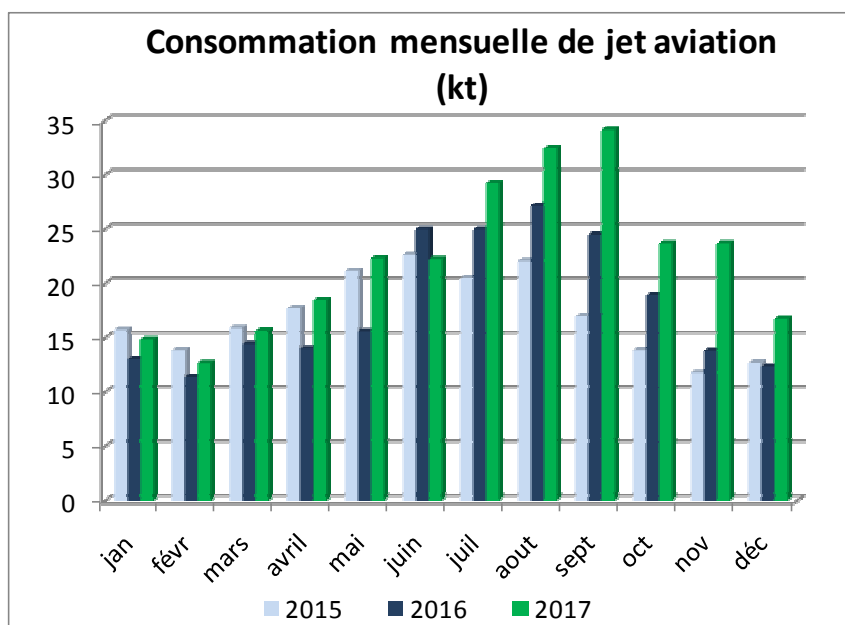
Le graphique suivant illustre l'évolution de la consommation mensuelle de carburants routiers entre 2016 et 2017.



Par ailleurs, la consommation de GPL a augmenté de 6%, entre 2016 et 2017, suite à la vague de froid de janvier et décembre 2017.

La consommation de coke de pétrole a diminué de 3% entre 2016 et 2017 (chiffres provisoires).

Par ailleurs, la consommation de jet aviation continue à enregistrer une évolution positive, dans l'ensemble, synonyme d'une reprise progressive du secteur touristique après les deux attentats de 2015.



Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	A fin décembre			Remarques
	2016	2017	Var (%)	
	(1)	(2)	(2)/(1)	
	en ktep			
GPL	22	21	-3%	Couvre 4% de la demande en GPL (production STIR uniquement)
Essence Sans Pb	23	83	-	Reprise pregressive en septembre 2016 après un arrêt de l'unité de plateforming depuis 2010
Petrole Lampant	55	61	11%	Couverture totale de la demande en pétrole lampant
Gasoil ordinaire	451	323	-28%	Couvre 18 % de la demande en gasoil ordinaire
Fuel oil BTS	400	320	-20%	Produit destiné à l'exportation
Virgin Naphta	239	97	-60%	Produit destiné à l'exportation
White Spirit	10,9	11,5	6%	Couverture totale de la demande en White Spirit
Total production STIR	1190	904	-24%	diminution du nombre de baril traité et du débit
Taux couverture STIR (3)	26%	20%	-24%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	13%	11%	-17%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de marche du Topping	282	242	-14%	Arrêt depuis le 18/10/2017 pour maintenance



III-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2016	A fin décembre			Var (%)	TCAM%)
		2010 (1)	2016 (2)	2017 (3)	(3)/(2)	(3)/(1)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 685	4 369	4 685	4 912	4,8%	2%
Production d'électricité	3 457	3 197	3 457	3 558	3%	2%
Hors prod élec	1 228	1 173	1 228	1 354	10%	2%
Haute pression	262	379	262	309	18%	-3%
Moy&Basse pression	966	794	966	1 045	8%	4%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 205	4 855	5 205	5 458	4,8%	2%
Production d'électricité	3 841	3 552	3 841	3 953	3%	2%
Hors prod élec	1 365	1 303	1 365	1 504	10%	2%
Haute pression	291	421	291	344	18%	-3%
Moy&Basse pression	1 073	882	1 073	1 161	8%	4%

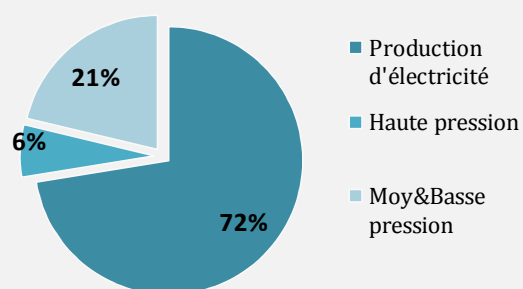
La demande totale de gaz naturel a augmenté de 5% entre 2016 et 2017 se situant à 4912 ktep, suite à la hausse de la demande aussi bien pour la production électrique que pour la consommation finale.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (72% de la demande totale en 2017), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de 97%.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de 10% pour se situer à 1354 ktep suite à la hausse importante de la demande aussi

bien des clients moyenne et basse pression (8%) que des clients haute pression (18%).

Répartition de la demande de gaz naturel à fin décembre 2017

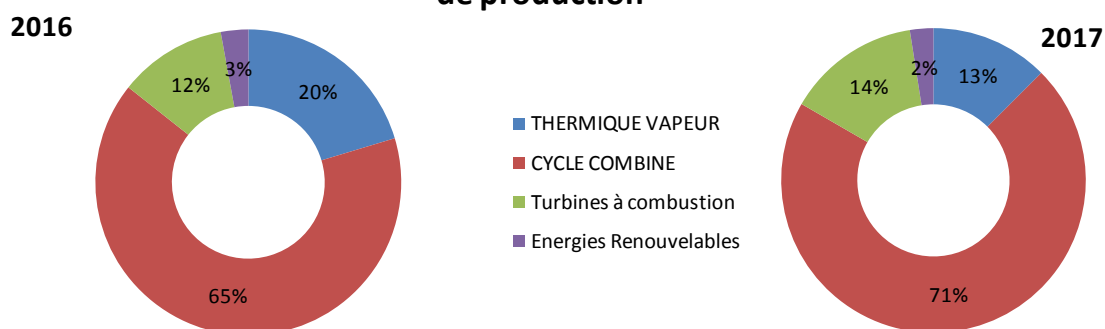


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de 3,2% entre 2016 et 2017 pour passer de 218 tep/GWh à 211 tep/ GWh.

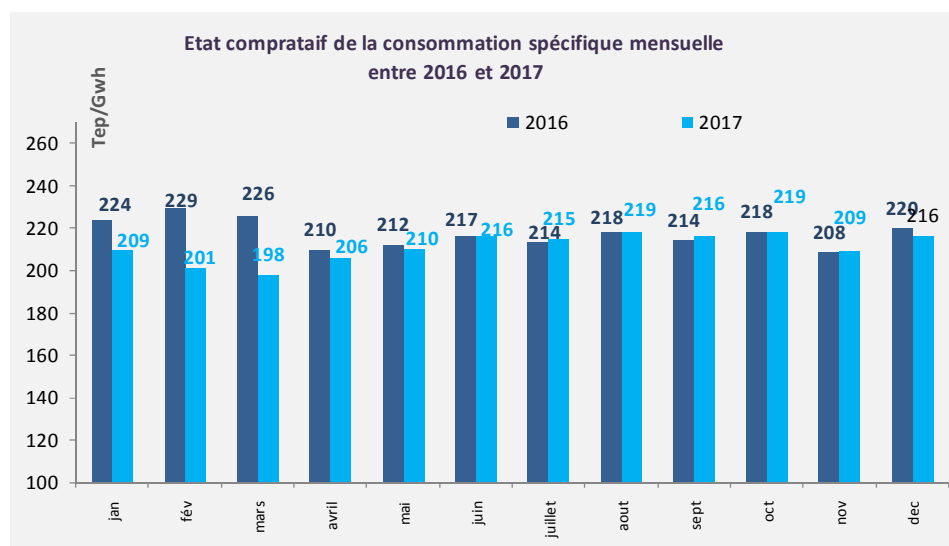
En effet, la production d'électricité à partir de gaz naturel a augmenté de 5% alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique n'a augmenté que de 3%, ceci est expliqué par l'amélioration des performances des moyens de production électrique conséquence de l'optimisation de l'exploitation du parc électrique.

Nous avons noté une augmentation à 71% de la part des cycles combinés dans la production courant 2017 contre 65% en 2016 suite à la participation accrue de la centrale cycle combiné de Ghannouch et de la centrale cycle combiné Sousse D dans la production nationale ainsi que la diminution de la part des centrales thermiques vapeur suite d'une part, aux arrêts programmés du parc et d'autre part, au déclassement provisoire de la centrale Sousse A.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Les réalisations mensuelles de la consommation spécifique sont présentés dans le graphique suivant :



4 Bilan énergétique



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité : ktep-pci

	Réalisé en 2016	A fin décembre				
		2010 (1)	2016 (2)	2017 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
RESSOURCES	5 350	7 898	5 350	4 840	-9,5%	-7%
Pétrole ⁽¹⁾	2 251	3 789	2 251	1 897	-16%	-9%
GPL primaire ⁽²⁾	255	190	255	222	-13%	2%
Gaz naturel	2 799	3 903	2 799	2 681	-4%	-5%
<i>Production</i>	1 969	2 728	1 969	1 849	-6%	-5%
<i>Redevance</i>	830	1 175	830	832	0,3%	-5%
Elec primaire	45	16	45	40	-10%	14%
DEMANDE	9 055	8 342	9 055	9 542	5%	2%
Produits pétroliers	4 325	3 956	4 325	4 590	6%	2%
Gaz naturel	4 685	4 369	4 685	4 912	4,8%	2%
Elec primaire	45	16	45	40	-10%	14%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-3 705	-444	-3 705	-4 702		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-4 535	-1 619	-4 535	-5 535		

Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit)

le gaz naturel est comptabilisé dans le bilan énergétique en pouvoir calorifique inférieur PCI, seule la quantité du gaz commerciale est prise en compte dans le bilan (gaz sec)

Les ressources et la demande d'énergie primaire ainsi que le solde du bilan sont calculés selon l'approche classique du bilan c.à.d sans tenir compte de la biomasse-énergie, ni de l'autoconsommation des champs, ni de la consommation des stations de compression du gazoduc trans-méditerranéen

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

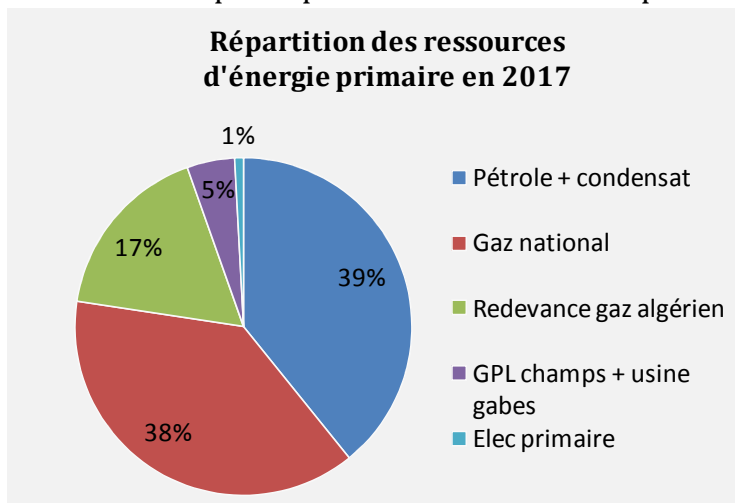
(2) GPL champs + GPL usine Gabes

(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales

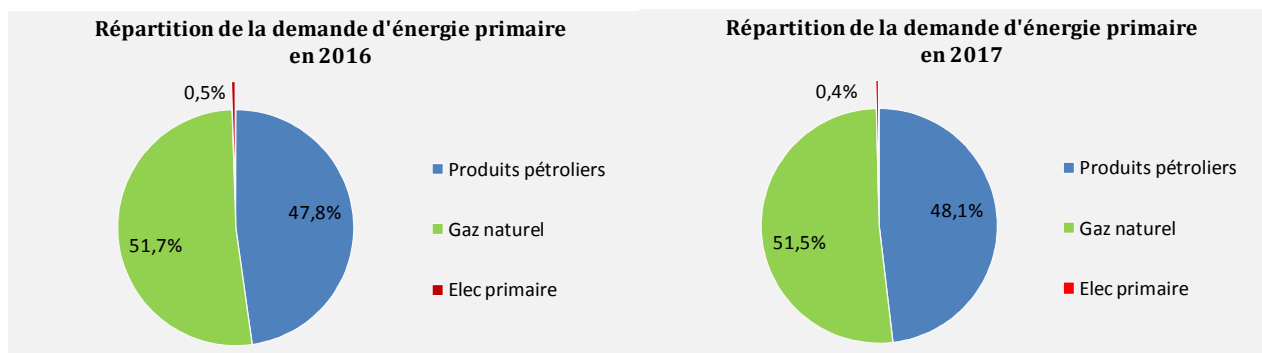
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à 4840ktep en 2017, enregistrant ainsi une baisse de 10% par rapport à l'année précédente à cause, surtout, de la baisse de la production de pétrole brut. La production de pétrole (y compris condensat) a baissé de 16% et celle de gaz naturel de 6%. La redevance du gaz algérien a enregistré, par contre, une légère hausse de 0.3%.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de 77% de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que 1% des ressources primaires contre une augmentation de la part du forfait fiscal à 17%.



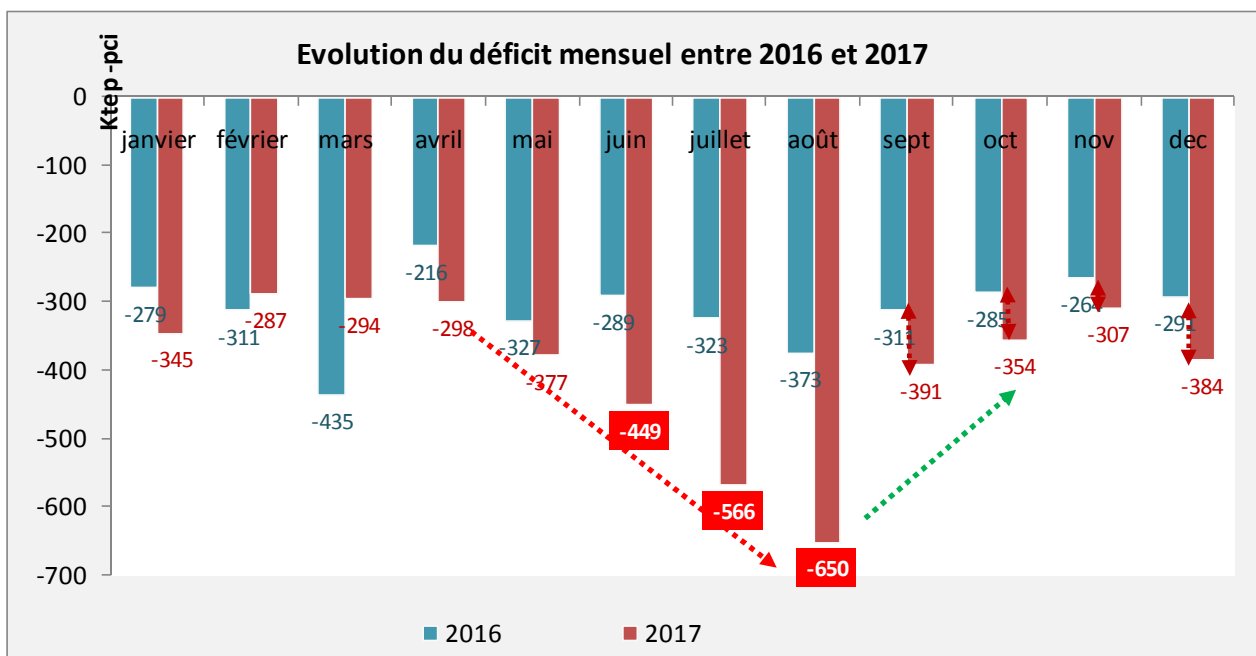
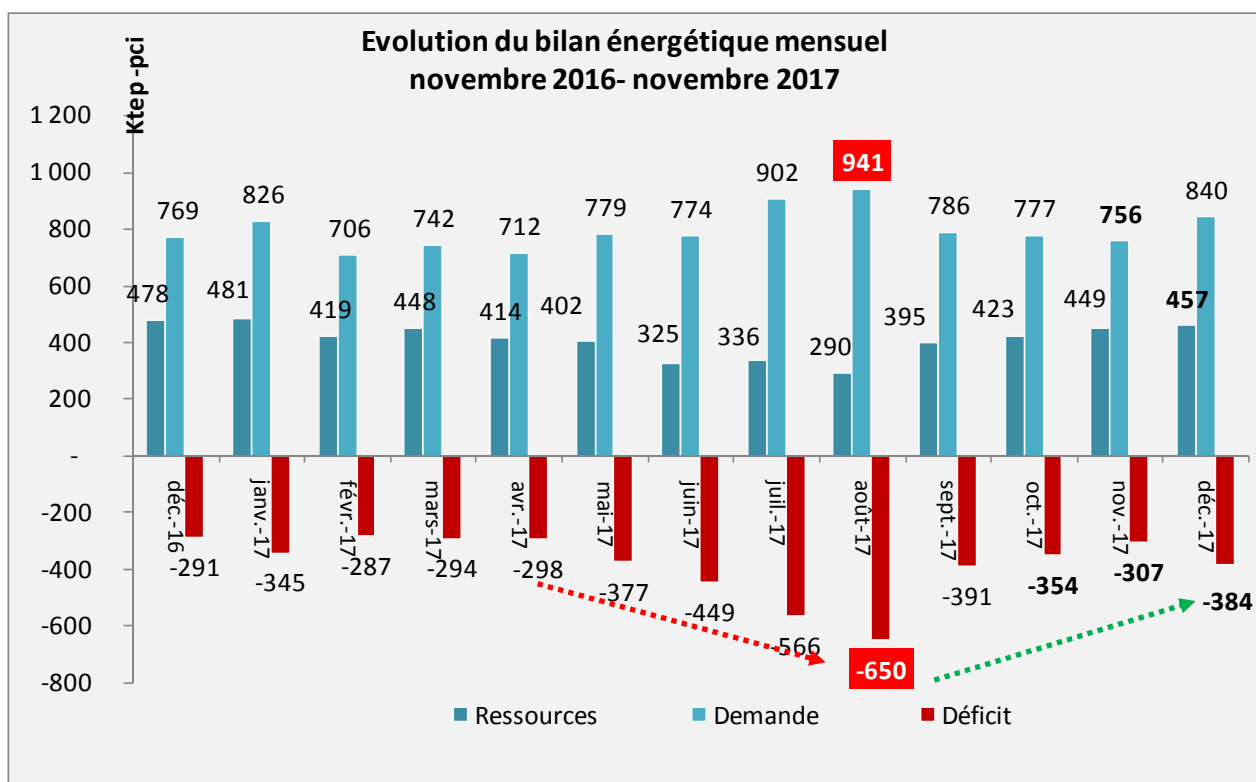
La demande d'énergie primaire a augmenté de 5% entre 2016 et 2017 pour se situer à 9542 ktep suite à la hausse de demande des produits pétroliers de 6% et de gaz naturel de 5%.

La répartition de la demande a peu changé en l'espace d'une année, en effet, le gaz naturel représente 51.5 % en 2017 contre 51.7% en 2016.

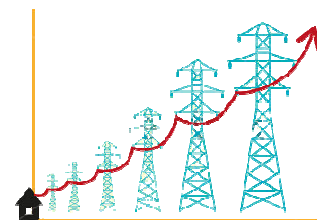


Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en 2017, un déficit de 4702 ktep contre 3705 ktep enregistré en 2016. Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est dégradé d'avantage entre 2016 et 2017 pour passer de 59% à 51%.

D'autre part, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique a baissé de 50% en 2016 à 42% en 2017.



5 Electricité



PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

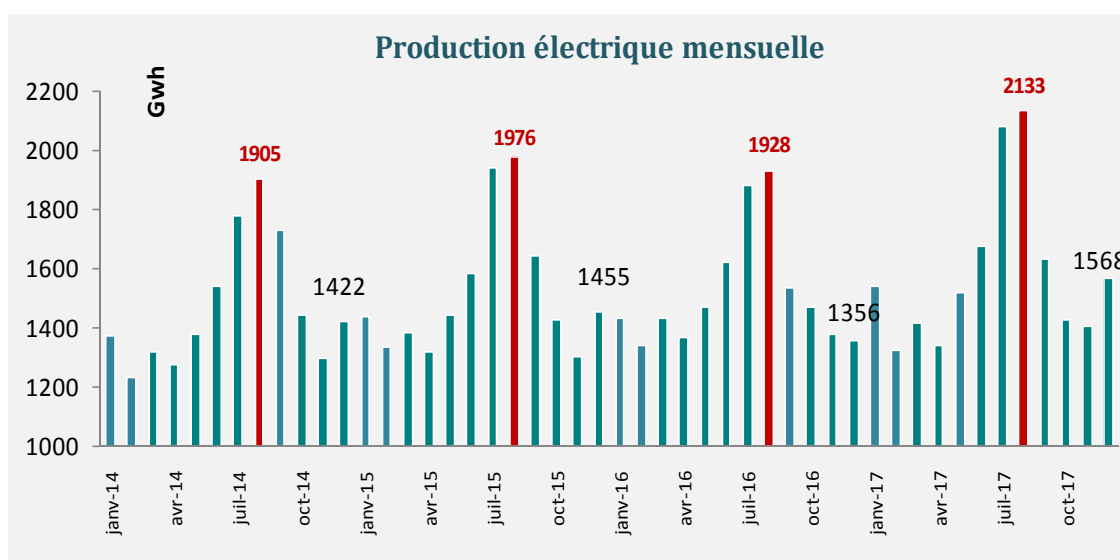
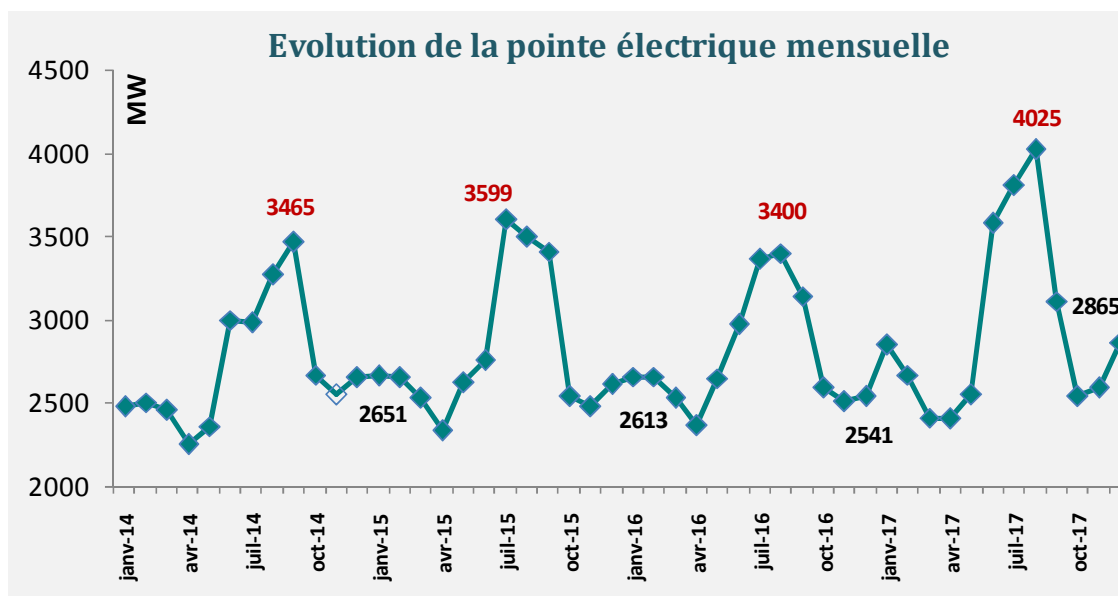
	Réalisé 2016	A fin décembre				
		2010 (1)	2016 (2)	2017 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
STEG	14 806	11 565	14 806	15 431	4,2%	4%
FUEL + GASOIL	1	3	1	1	-	-
GAZ NATUREL	14286	11373	14286	14963	5%	4%
HYDRAULIQUE	45	50	45	17	-61%	-14%
EOLIENNE	474	139	474	449	-5%	18%
IPP (GAZ NATUREL)	3337	3228	3337	3543	6,2%	1%
ACHAT TIERS	71	79	71	98	38%	3%
PRODUCTION NATIONALE(*)	18214	14 872	18 214	19 072	5%	3,6%

(*) Hors autoproduction consommée

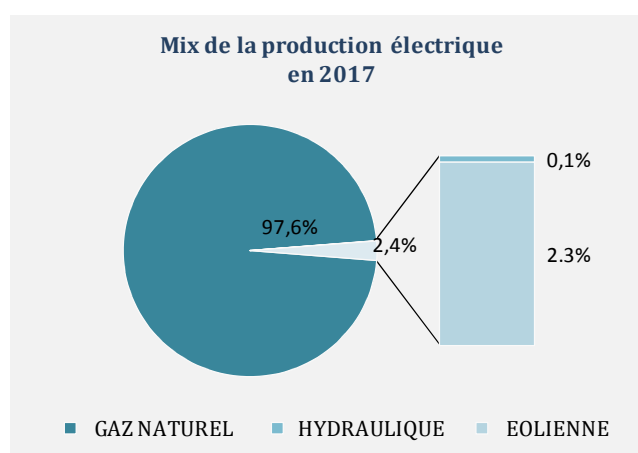
La production totale d'électricité a enregistré une hausse de 5% entre 2016 et 2017 se situant à 19072 GWh. Un record historique de pointe de 4025 MW a été enregistré le mercredi 9 août 2017 à 13h30 contre 3400 MW enregistré le lundi 1^{er} août 2016 à 14h30, soit une hausse considérable de 18% par rapport à 2016 dépassant ainsi la valeur de 3900 MW prévue par la STEG. Cette hausse est principalement due à la succession de plusieurs jours de canicule en août 2017 sur tout le territoire. Une étude de la STEG démontre que le nombre de climatiseurs en Tunisie a presque quadruplé, entre 2009 et 2013, passant de 400 mille à près de 1,5 million d'unités.

A noter aussi, la regression de production éolienne de 5% liée à la baisse du potentiel de vent. De même, la production hydroélectrique a flanché de 61% en raison de faibles précipitations en 2016 et 2017 et par conséquent la baisse considérable des niveaux des barrages.

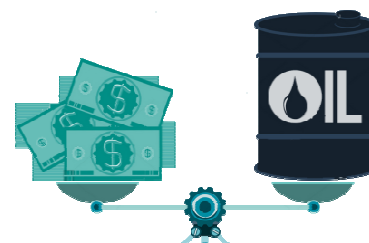
Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle d'électricité et de la pointe électrique à partir du mois de janvier 2014.



La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec 81% de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG +IPP) a enregistré une augmentation de 4%. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables n'a pas dépassé 2.4% (en tenant compte de la production STEG uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en 2017.



6 Les échanges commerciaux



EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin décembre			A fin décembre			A fin décembre		
	2016	2017	Var (%)	2016	2017	Var (%)	2016	2017	Var (%)
EXPORTATIONS				2823	2296	-19%	1868	2128	14%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	1744	1590	-9%	1786	1628	-9%	1261	1584	26%
ETAP	1019	1042	2%	1044	1067	2%	744	1055	42%
PARTENAIRES	725	548	-24%	743	562	-24%	517	529	2%
GPL Champs	70	60	-14%	77	66	-14%	42	56	34%
ETAP	46	37	-20%	51	41	-20%	28	33	21%
PARTENAIRES	24	23	-4%	27	26	-4%	14	22	59%
PRODUITS PETROLIERS	600	430	-28%	602	428	-29%	407	396	-3%
Fuel oil (BTS)	367	323	-12%	359	316	-12%	226	278	23%
Virgin naphta	233	107	-54%	242	111	-54%	181	118	-35%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				357	174	-51%	158	91	-42%
IMPORTATIONS				7557	7781	3,0%	4373	6300	44%
PETROLE BRUT⁽³⁾	886	635	-28%	905	649	-28%	676	631	-7%
PRODUITS PETROLIERS	3663	3953	8%	3573	3882	9%	2643	4057	53%
GPL	363	420	16%	402	464	16%	323	514	59%
Gasoil ordinaire	1191	1395	17%	1223	1433	17%	1010	1692	67%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	314	336	7%	322	345	7%	284	415	46%
Jet ⁽⁶⁾	225	250	11%	233	259	11%	223	334	50%
Essence Sans Pb	516	530	3%	540	554	3%	525	735	40%
Fuel oil (HTS)	230	222	-3%	225	218	-3%	115	166	45%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	824	800	-3%	628	610	-3%	163	200	23%
GAZ NATUREL				3079	3250	6%	1054	1613	53%
Redevance totale ⁽²⁾				830	832	0%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				2249	2418	8%	1053,7	1613	53%

(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat miskar et Hasdrubal mélange+condensat Gabès)

(2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retrocédée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle

(3) Importation STIR à partir de 2015

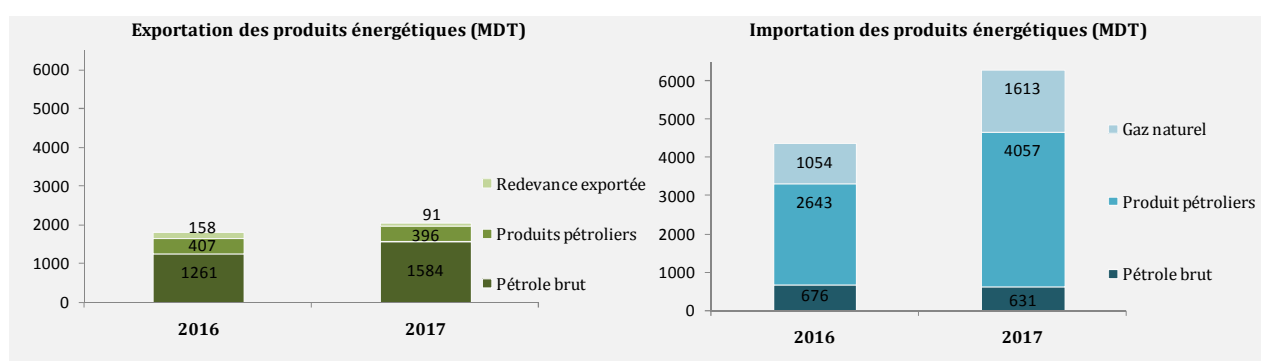
(4) chiffres provisoires pour 2017

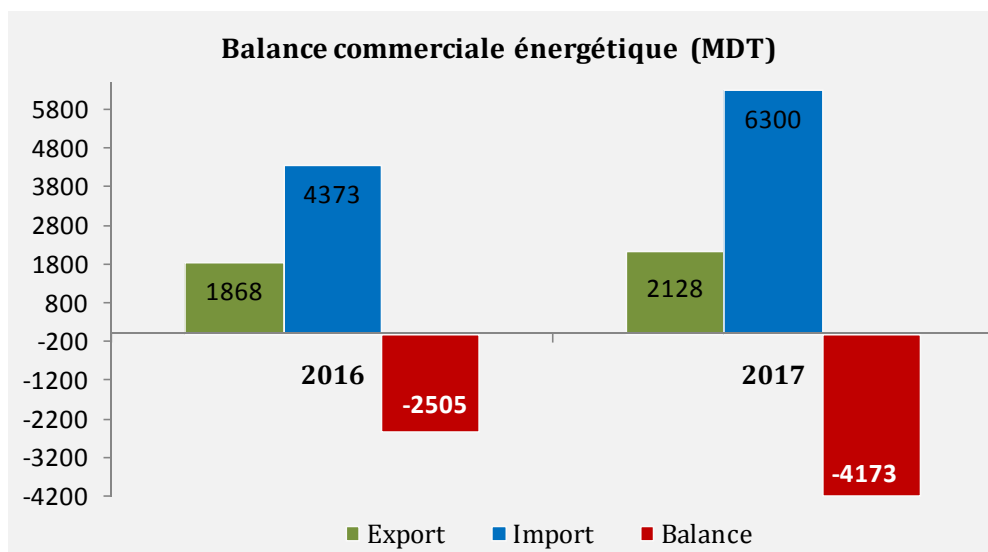
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

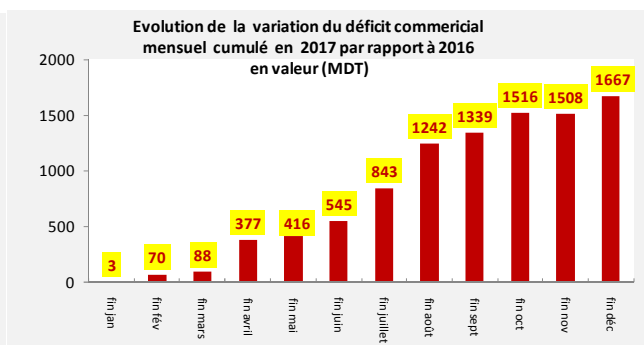
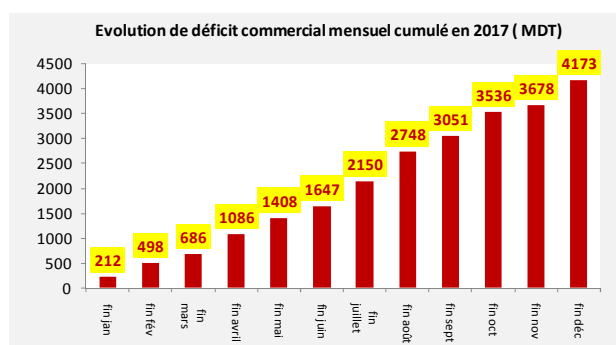
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une amélioration en valeur de 14% accompagné par une hausse des importations en valeur de 44%. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de 2505 MDT en 2016 à 4176 MDT en 2017, soit une dégradation de 67% (en tenant compte de la redevance G.A exportée).





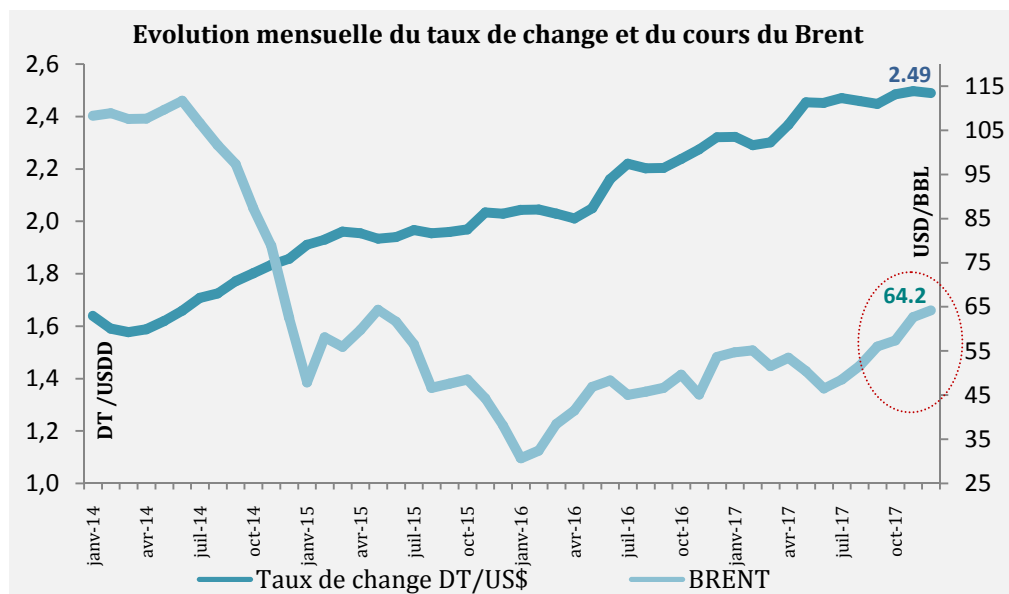
Les graphiques suivants montrent que la situation est entrain de se dégrader au fil des mois, nous avons passé d'un déficit de 212 MD en janvier 2017 à 4173 MD à fin decembre 2017.

En plus, en calculant la variation de déficit mensuel cumulé en 2017 par rapport à l'année dernière, on constate une aggravation du déficit de mois en mois. Ce qui a eu comme conséquence une aggravation du déficit cumulé de 1667 MD à fin décembre 2017.



Le cours du Brent a enregistré courant le mois de décembre une hausse de 1.5 \$/bbl par rapport à novembre 2017 et une hausse importante de plus de 10 \$/bbl par rapport à décembre 2016.

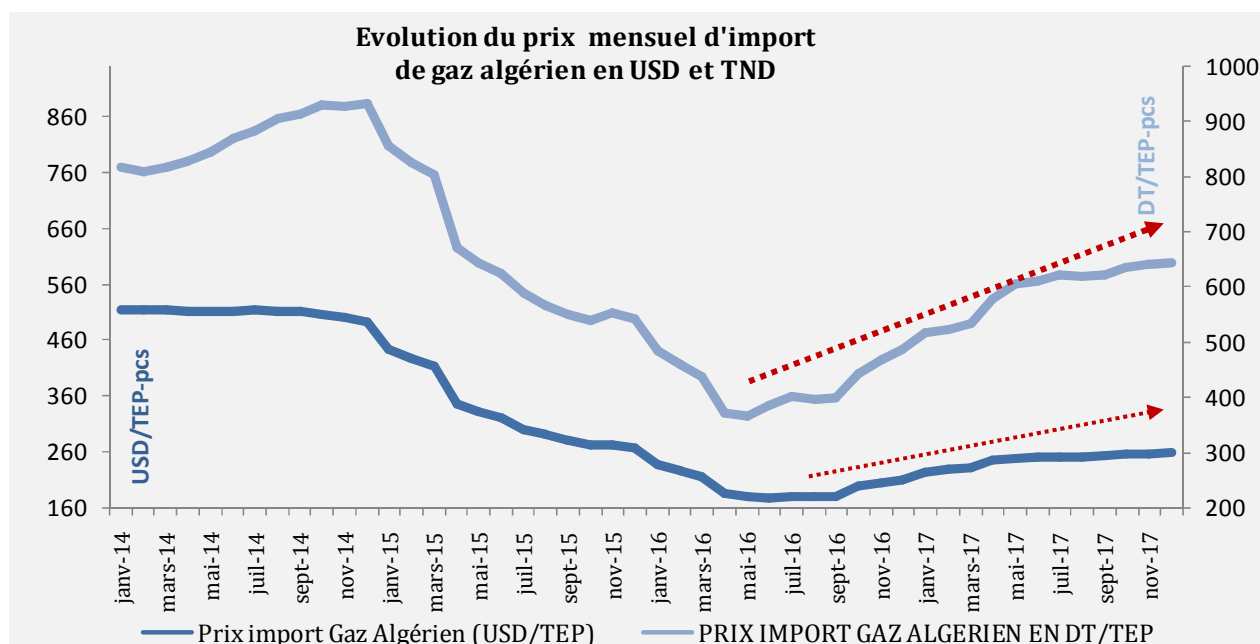
De même le taux de change a accusé une dépréciation par rapport à 2016.



(---) La hausse des cours moyens du Brent de 24% entre 2016 et 2017 : 54.3 \$/bbl contre 43.7 \$/bbl malgré la baisse observée surtout courant le mois de juin 2017 (46,5 \$/bbl).

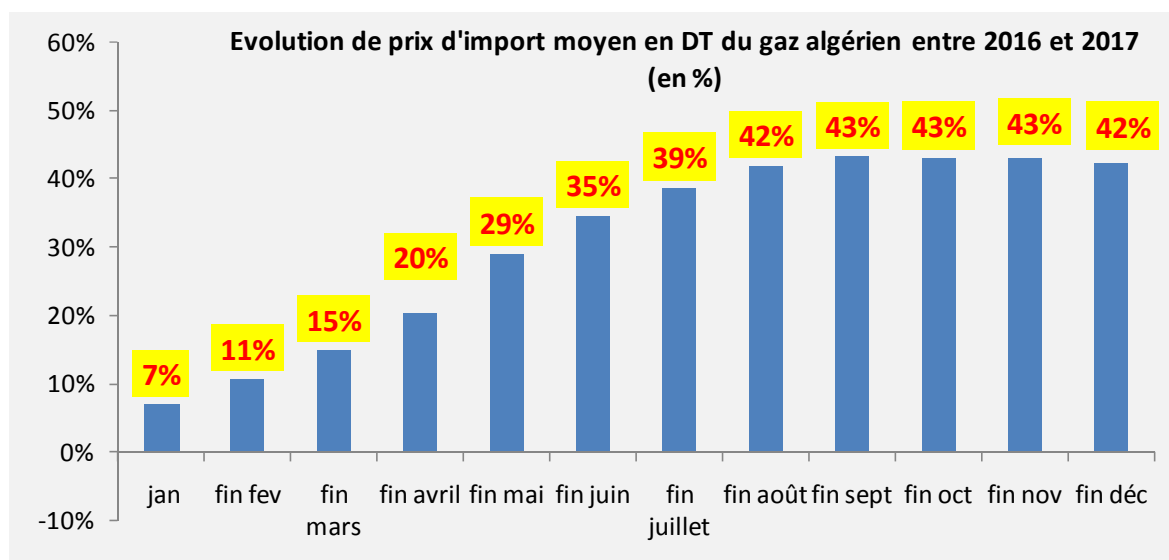
(--) Dépréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de 13% entre 2016 et 2017.

(---) La hausse du prix moyen du gaz algérien de 42% en DT et de 26% en \$ entre 2016 et 2017. Après avoir atteint leur plus bas niveau courant le 2^{ème} et le 3^{ème} trimestre de 2016, les prix sont répartis à la hausse, à partir du dernier trimestre de 2016, aussi bien en \$ qu'en DT telque présenté dans le graphique suivant.



Rappelons ici que Le prix du gaz algérien ne suit pas directement la tendance des cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.2 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des 6 et/ou 9 derniers mois.

Le graphique suivant montre l'évolution de prix d'achat gaz algérien mensuel moyen cumulé entre 2016 et 2017.



(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté en quantité de 9% et sous l'effet conjugué de la hausse des prix et la dégradation du taux de change, les importations en valeur ont enregistré une hausse de 53% : la raffinerie est en arrêt depuis 18/10/2017 ce qui a engendré en contrepartie la baisse des importations de pétrole brut.

(--) La hausse des achats gaz algérien de 8% en quantité et de 53% en valeur.

(--) La baisse des quantités exportées de 19% notamment au niveau de pétrole brut (-9%) et des produits pétroliers (-29%) : les exportations de virgin naphta ont chuté après la reprise de la production de l'essence sans plomb s'ajoute à cela l'arrêt la raffinerie.

Les prix

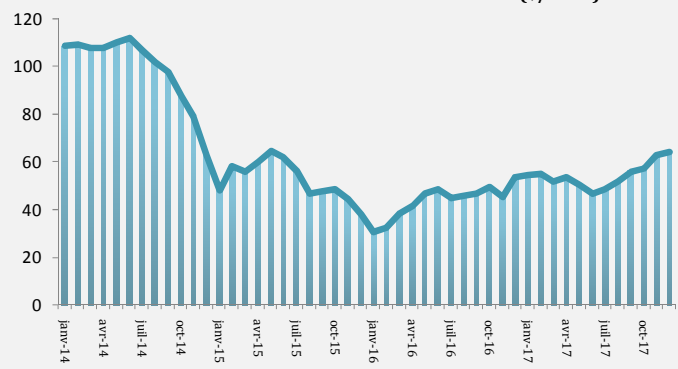


1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

	2014	2015	2016	2017	Variat. 17/16
Jan	108	47,9	30,7	54,7	44%
Fév	109	58,1	32,5	55,1	41%
Mars	108	55,9	38,5	51,6	25%
Avril	108	59,8	41,5	53,5	22%
Mai	110	64,3	46,9	50,4	7%
Juin	112	61,7	48,3	46,5	-4%
Juillet	107	56,5	45,1	48,6	7%
Aout	102	46,6	45,8	51,6	13%
Septembre	97	47,6	46,7	56,0	20%
Octobre	87	48,6	49,7	57,4	16%
Novembre	79	44,3	45,1	62,7	39%
Décembre	63	38,2	53,6	64,2	20%
fin déc	99	52,5	43,7	54,3	24%

Evolution mensuelle de la cotation du Brent (\$/baril)

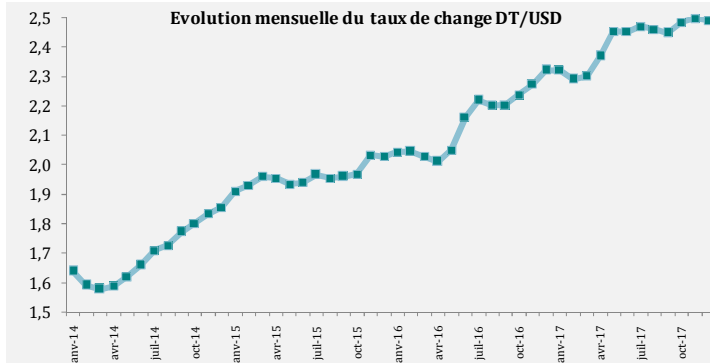


2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2014	2015	2016	2017	Variat. 16/15
Jan	1,64	1,91	2,04	2,32	14%
Fév	1,59	1,93	2,05	2,29	12%
Mars	1,58	1,96	2,03	2,30	13%
Avril	1,59	1,95	2,01	2,37	18%
Mai	1,62	1,93	2,05	2,45	20%
Juin	1,66	1,94	2,16	2,45	13%
Juillet	1,71	1,97	2,22	2,47	11%
Aout	1,73	1,95	2,20	2,46	12%
Septembre	1,77	1,96	2,20	2,45	11%
Octobre	1,80	1,97	2,24	2,48	11%
Novembre	1,83	2,0	2,27	2,50	10%
Décembre	1,86	2,0	2,32	2,49	7%
fin déc	1,70	1,96	2,15	2,42	13%

Evolution mensuelle du taux de change DT/USD



3- Prix moyen d'import/ export de pétrole brut

Pétrole Brut (1)

	2017	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR ⁽³⁾ (CIF)	132	55
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	130	54

(1) Prix moyen pondéré

(2) Y compris condensats exportés par ETAP (Condensat miskar et Hasdrubal mélange)

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS

Essence SSP
Gasol ordianiare
Gasol S.S.
Fuel oil lourd (N°2) HTS
GPL
GPL (Bouteille 13kg)

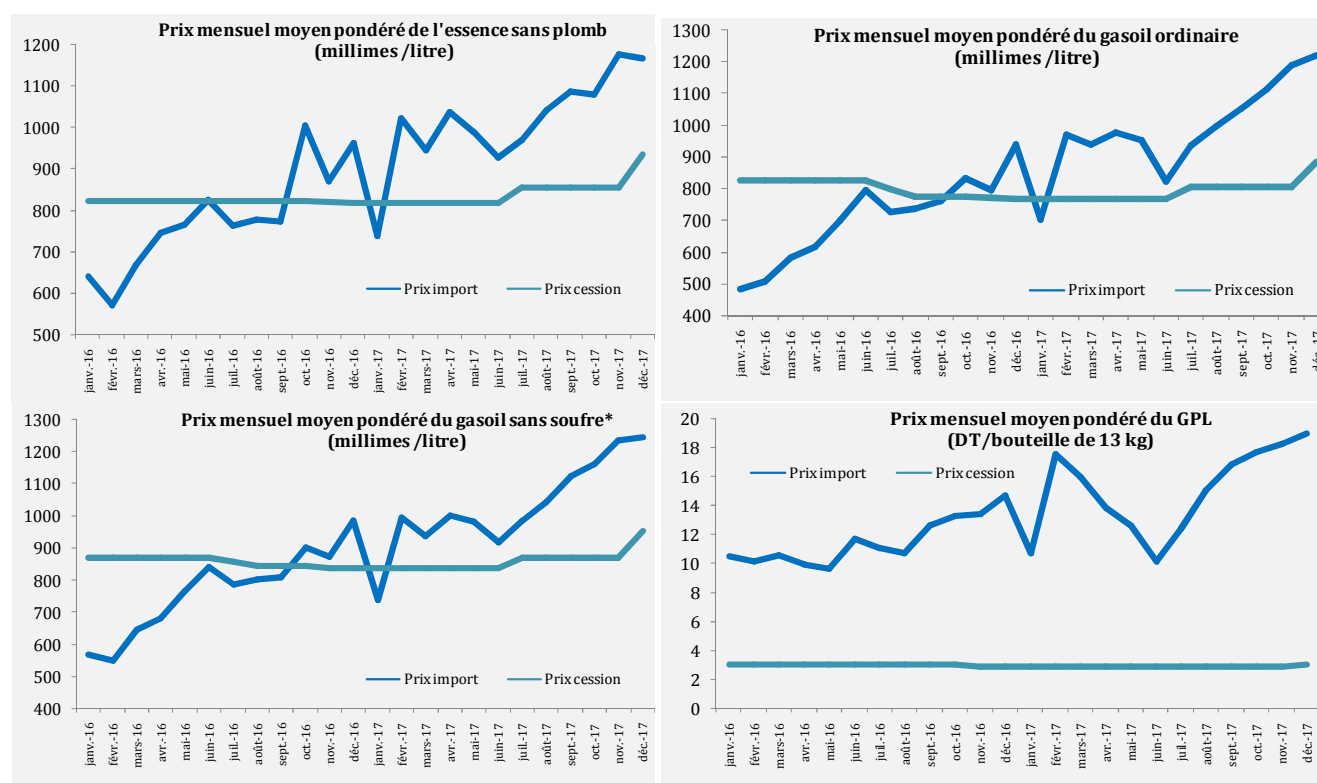
2017			
Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession ⁽²⁾	Prix de vente ⁽³⁾
Millimes/litre	1048	934	1800
Millimes/litre	1023	884	1280
Millimes/litre	1045	953	1560
DT/ t	748	444	560
Millimes/ kg	1223	235	592
DT/ Bouteille	15,899	3,060	7,7

(1) Prix moyen pondéré

(2) Prix à la sortie de raffinerie Bizerte par voie terrestre en vigueur de 31/12/2017

(3) Prix de vente en vigueur aux publics du 31/12/2017

Evolution mensuelle des prix de quelques produits pétroliers :



* Importation du gasoil SS au lieu du gasoil 50 depuis début 2017

5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		2016	2017
Prix d'importation Gaz Algérien		424,8	600,2
Prix de vente Moyen		Année 2015	Année 2016
	HP	509,4	502,0
	MP	385,5	386,4
	BP	363,9	360,4
Prix de vente Global (hors taxe)		439,5	434,8

6- Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		Année 2015	Année 2016
Prix de vente Moyen			
	HT	213,0	186,4
	MT	178,5	177,7
	BT	186,1	185,2
Prix de vente Global (hors taxe)		185,4	182,1

Abréviations

kt	Mille tonne
Mt	Million de tonne
tep	Tonne équivalent pétrole
ktep	Mille tonne équivalent pétrole (1000 tep)
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
IPP	Producteurs Indépendants d'électricité
MW	Mégawatt
GWh	Gigawatt -heure
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
ONE	Observatoire National de l'Energie
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
CSM	Consommation spécifique Moyenne tep/Gwh
Pointe	Puissance maximale appelée MW
FHTS	Fioul à haute teneur en soufre 3,5%
FBTS	Fioul à basse teneur en soufre 1%
CC	Cycle combiné
TG	Turbine à gaz
TV	Thermique à vapeur
kbbl/j	Mille barils par jour
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour

A partir du mois de mai 2015, nous avons commencé à calculer le taux de variation annuel moyen TVAM ou TCAM en prenant comme année de base l'année 2010.

La formule permettant de calculer le TCAM est :

$$\text{TCAM} = (V_n/V_0)^{1/n} - 1$$

V_0 est la valeur de début et V_n est la valeur d'arrivée.