

REPUBLIQUE TUNISIENNE  
MINISTERE DE L'INDUSTRIE, DES PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES  
Direction Générale des Stratégies et de Veille  
Observatoire National de l'Energie et des Mines

# CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, décembre 2018

*Version du 25 janvier 2019*





# 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 l'année 2018

## Les cours internationaux

- Prix moyen mensuel du Brent : **57.4 \$/bbl en décembre 2018, 64.7\$/bbl en novembre 2018, et 64.2\$/bbl en décembre 2017.**
- Hausse de 31% entre 2017 et 2018 (54.3 \$/bbl à 71.04 \$/bbl)

## Exploration et développement

- Nombre total de permis : 21 en 2018 contre 23 en 2017.
- Forage de trois puits d'exploration en 2018.
- Forage de quatre puits de développement en 2018.

## Production de pétrole brut

- Une moyenne de **38.2** mille barils/j en 2018 contre **38.7** mille barils/j en 2017.
- Légère baisse de la production de 0.4% en 2018 par rapport à 2017.

## Gaz naturel

- **5.5** millions de m<sup>3</sup>/j en 2018 contre 5.7 millions de m<sup>3</sup>/j en 2017.
- Baisse du forfait fiscal sur le transit du gaz d'origine algérienne de **10%** entre 2017-2018 dont 84% est perçue en nature (cédé à la STEG).

## Bilan d'énergie primaire

- Baisse des ressources disponibles en 2018 par rapport à 2017 (-4%).
- Hausse de la demande d'énergie primaire de **1%** en 2018 par rapport à 2017.
- Hausse du déficit du bilan d'énergie primaire : **4.9 Mtep-pci** en 2018 contre **4.7 Mtep-pci** en 2017.
- Dégradation du taux d'indépendance énergétique à **49%** en 2018 contre 51% en 2017.

## Demande de produits pétroliers

- Baisse de la demande de produits pétroliers de **1%**, notamment de Petcoke (-11%)

## Demande de gaz naturel

- Hausse de la demande totale de gaz naturel en 2018 par rapport à 2017 (3%) : Hausse de la demande du secteur électrique de 1%.
- **72%** de la demande totale est destinée à la production d'électricité.

## Commerce extérieur

- Hausse en valeur des exportations de **28%** et des importations de **44%** : le déficit de la balance commerciale énergétique s'est situé à **6280 MD**, soit **une aggravation de 51%** par rapport à 2017.



## Exploration et développement

	Réalisé 2017	decembre		A fin decembre	
		2017	2018	2017	2018
Nb de permis octroyés	2	2	0	2	0
Nb permis abandonnés	5	0	0	5	2
Nb total des permis	23	23	21	23	21
Nb de forages explo.	2	0	0	2	3
Nb forages dévelop.	0	0	0	0	4
Nb de découvertes	2	0	0	2	0

### Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin décembre 2018, est de **21** dont **19** permis de recherche et deux permis de prospection, couvrant une superficie totale de **59911 km<sup>2</sup>**. Le nombre total de concessions est de **58** dont **37** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **31** de ces concessions en production et directement dans **2**.

Il convient de noter :

- L'octroi d'une nouvelle concession d'exploitation « **BENEFSAJ** »: l'arrêté a été publié en août 2018 (Jort n° 70 du 31 août 2018).
- La renonciation au permis de recherche « **Hammamet offshore** » en juillet 2018.
- La renonciation au permis de recherche « **Nord des chotts** » en juillet 2018.

### Exploration

#### **Acquisition sismique en 2018**

- Démarrage, le 28 février 2018, des opérations d'acquisition de **266 km<sup>2</sup>** sismique 3D sur les permis de recherche "Jenein Centre", les travaux ont été achevés le 18/04/2018.
- Démarrage, le 27 avril 2018, des opérations d'acquisition de **349 km** sismique 2D sur les permis de recherche "Sud Remeda", les travaux ont été achevés le 24/05/2018.
- Démarrage, le 25 mai 2018, des opérations d'acquisition de **56.26 km** sismique 2D sur la concession "Bir ben Tartar", les travaux ont été achevés le 29/05/2018.

- Démarrage, le 3 juin 2018, des opérations d'acquisition de 348 km<sup>2</sup> sismique 3D sur les permis de recherche "Sud Remeda", les travaux ont été achevés le 06/07/2018.

### Forage en 2018 de trois puits d'exploration.

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Jbel kbir-2	Nord des Chotts	28/02/2018	Profondeur finale : 1965 m Puits abandonné définitivement
02	EBNE-2	El Borma	02/03/2018	Profondeur finale : 3912 m. Puits sous observation
03	SMG-1	Zaafrane	12/08/2018	Profondeur finale : 3880 m Foage en cours

### Développement

#### Forage en 2018 de quatre puits de développement.

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	HEM 07H	Halk el Menzel	16/06/2018	1050	Activité de forage suspendue en attente de la clarification de la situation juridique de la concession
02	HEM 06H	Halk el Menzel	23/06/2018	908	
03	HEM 05H	Halk el Menzel	30/06/2018	997	
04	HAWA 05	ADAM	25/09/2018	4200	Fin de forage le 11/12/2018



## Production des hydrocarbures



### 2-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS				
Champ	Réalisé 2017	A fin décembre		
		2017	2018	Var (%)
Ashtart	232	232	231	0%
Hasdrubal	245	245	203	-17%
El borma	239	239	271	13%
Adam	132	132	113	-15%
El Hajeb/Guebiba	113	113	104	-8%
Cherouq	92	92	104	13%
Cercina	93	93	82	-13%
Ouedzar	65	65	65	0%
Franig/Bag/Tarfa	52	52	54	3%
M.L.D	75	75	105	41%
Miskar	84	84	75	-10%
Barka	27	27	3,0	-89%
Maamoura	59	59	28	-53%
Bir Ben Tartar	40	40	43	7%
Autres	270	282	343	22%
<b>TOTAL pétrole (Kt)</b>	<b>1 819</b>	<b>1 831</b>	<b>1 824</b>	<b>-0,4%</b>
<b>TOTAL pétrole (Ktep)</b>	<b>1 875</b>	<b>1 875</b>	<b>1 868</b>	<b>-0,4%</b>
<b>TOTAL pétrole et Condensat (kt)</b>	<b>1 840</b>	<b>1 852</b>	<b>1 846</b>	<b>-0,3%</b>
<b>TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)</b>	<b>1 897</b>	<b>1 897</b>	<b>1 892</b>	<b>-0,3%</b>
<b>GPL Primaire</b>				
<b>TOTAL GPL primaire (kt)</b>	<b>202</b>	<b>202</b>	<b>188</b>	<b>-7%</b>
<b>TOTAL GPL primaire (Ktep)</b>	<b>221</b>	<b>221</b>	<b>206</b>	<b>-7%</b>
<b>Pétrole + Condensat + GPL primaire</b>				
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)</b>	<b>2 042</b>	<b>2 054</b>	<b>2 034</b>	<b>-0,9%</b>
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)</b>	<b>2 118</b>	<b>2 118</b>	<b>2 098</b>	<b>-0,9%</b>

La production nationale de pétrole brut s'est située à 1824 kt en 2018 en registrant ainsi une légère baisse de 0,4% par rapport à 2017 et ceci malgré l'arrêt de la production dans le sud pendant 4 mois durant 2017.

En effet, la production a continué d'enregistrer une baisse dans plusieurs champs à savoir : Baraka (-89%), Hasdrubal (-17%), Maamoura (-53%) et Miskar (-10%).



Il convient de noter :

- ✓ Arrêt total de la production de la concession Hasdrubal pendant 3 jours du 2 au 4 octobre 2018 pour des travaux de maintenance.
- ✓ La réduction de la production du champ Baraka suite à des problèmes techniques, le champ subit un fort déclin naturel suite à l'augmentation de l'eau associé, une intervention est programmée à fin 2018, le puits BRK SE-2 est fermé depuis le 3/10/2018 suite au faible débit du dit puits.
- ✓ Arrêt général des concessions Cercina (le 10 septembre), El Hajeb/Gubiba et Rhmoura (le 22 septembre) suite à un problème de contamination de brut et l'atteinte de la capacité maximale de stockage dans les champs et au niveau de TRAPSA, redémarrage à partir de 29 septembre 2018.
- ✓ Arrêt général volontaire de la production au niveau de la concession Ashtart pendant 9 jours (du 27 septembre au 5 octobre 2018) suite à une fuite de brut constatée au niveau de pose de chargement PC2, mobilisation des moyens nécessaires pour la lutte contre la pollution marine.
- ✓ Arrêt planifié du champ Miskar pour maintenance durant 23 jours du 16/04/2018 au 8/05/2018 et réduction de la production le 25 et 26 août 2018 pour des travaux de maintenance, fermeture des puits A01, A07 et A05 actuellement, redémarrage prévu début de 2019.
- ✓ Perturbation répétitive de production du champs Hasdrubal depuis mars 2018 pour des raisons techniques dues au fort pourcentage d'eau associé à la présence de dépôts dans les conduites de la plate-forme de production et au déclin naturel, particulièrement du puits A1.
- ✓ L'arrêt général de la plateforme de Maamoura du 20 au 24 janvier 2018 suite à un problème hydraulique.
- ✓ Le redémarrage progressif des pompes ESP du champs Cercina le 13/04/2018 suite à un arrêt général depuis le 5/04/2018 à cause des problèmes sociaux.
- ✓ Champ Franig B.T : réalisation des opérations de maintenance préventive du 11 au 15 février 2018.
- ✓ L'arrêt total de la concession Didon depuis le 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.

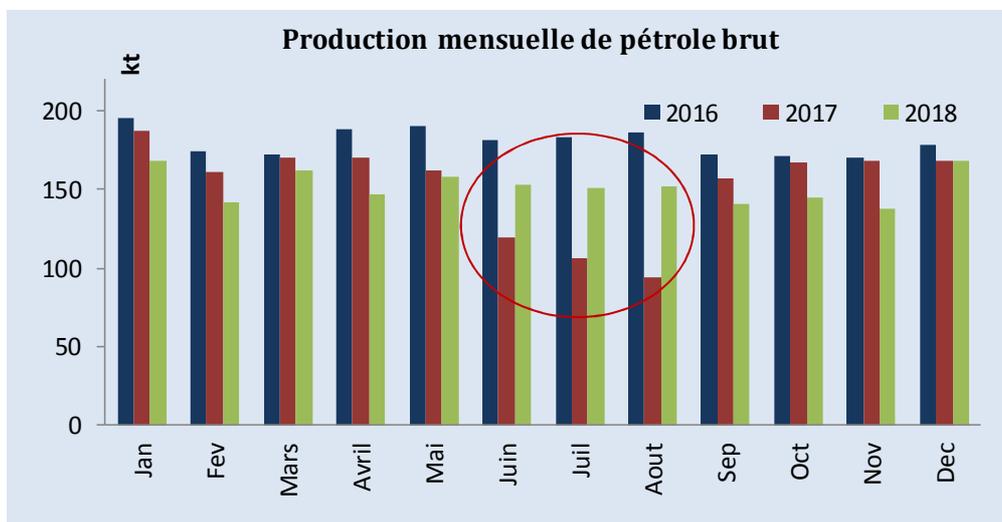
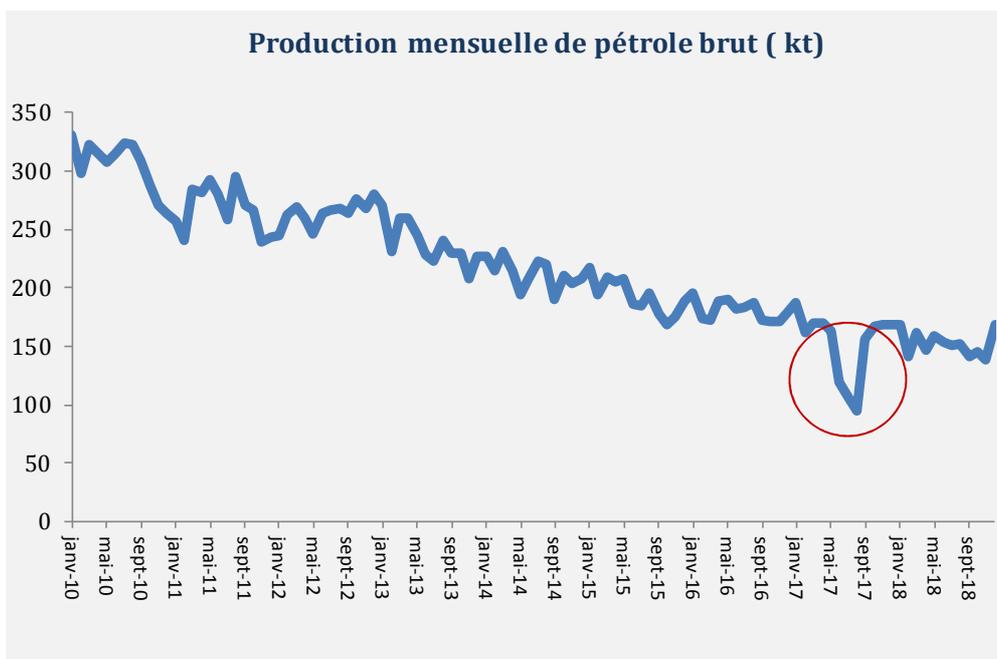
Par contre, nous signalons la hausse de la production des champs suivant :



- ✓ Ghrib : Mise en production le 24 octobre 2017 et commercialisation du gaz depuis le 04 novembre 2017 (champ situé à Kébili).
- ✓ MLD (+41%) suite à la mise en production du puits « Laarich Est-1» (découverte de 2016).
- ✓ El borma (+13%), Cherouq (+13), Franig B.T. (+3%), Bir Ben Tartar (+7%) : la production a été fortement impacté par les mouvements sociaux au Sud l'année dernière.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de 38.7mille barils/j en 2017 à 38.2 mille barils/j en 2018.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis 2010 ainsi que sa variation mensuelle en 2016-2017-2018.





## II-2 Ressources en gaz naturel

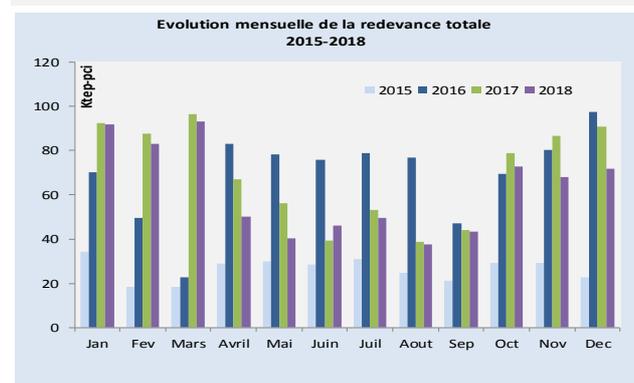
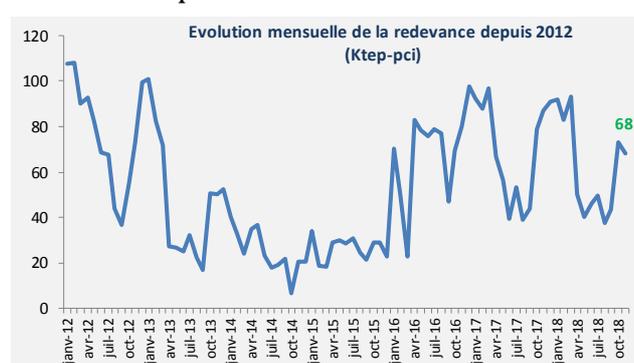
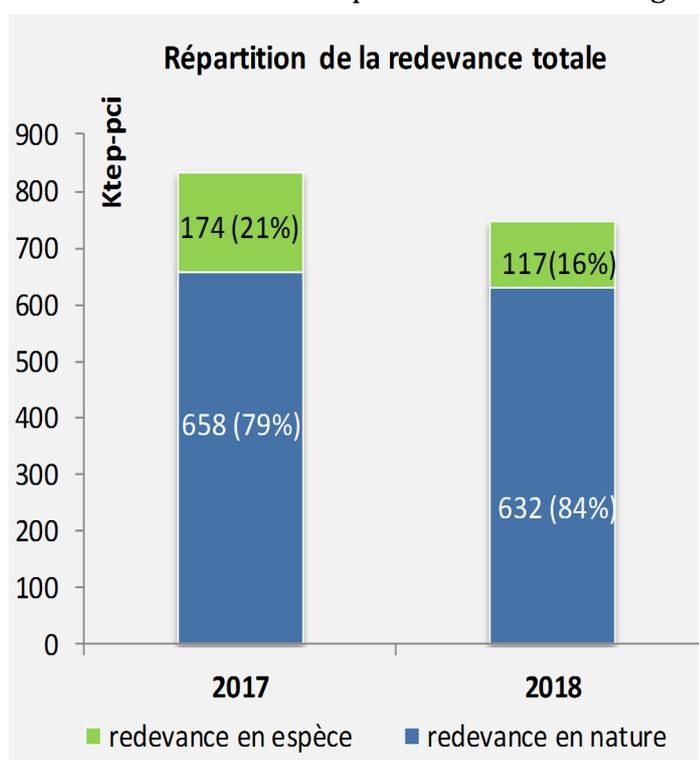
RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2017	A fin décembre				
		2010	2017	2018	Var (%)	TCAM%
		(1)	(2)	(3)	(3)/(2)	(3)/(1)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
<b>PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL</b>	<b>2 682</b>	<b>3 903</b>	<b>2 682</b>	<b>2 511</b>	<b>-6%</b>	<b>-6%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>1 850</b>	<b>2 728</b>	<b>1 850</b>	<b>1 763</b>	<b>-4,7%</b>	<b>-5%</b>
<i>Miskar</i>	602	1 360	602	526	-13%	-11%
<i>Gaz Com Sud <sup>(1)(3)</sup></i>	279	339	279	320	15%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	144	246	144	207	43%	-2%
<i>Hasdrubal</i>	646	414	646	525	-19%	3%
<i>Maamoura et Baraka</i>	77	43	77	48	-37%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib <sup>(2)</sup></i>	102	327	102	126	23%	-11%
<i>El Bibene <sup>(4)</sup></i>	0	0	0	12	-	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal)</b>	<b>832</b>	<b>1 175</b>	<b>832</b>	<b>748</b>	<b>-10%</b>	<b>-5%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 418</b>	<b>947</b>	<b>2 418</b>	<b>2 630</b>	<b>9%</b>	<b>14%</b>
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
<b>PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL</b>	<b>2 980</b>	<b>4 336</b>	<b>2 980</b>	<b>2 791</b>	<b>-6%</b>	<b>-6%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>2 056</b>	<b>3 031</b>	<b>2 056</b>	<b>1 959</b>	<b>-4,7%</b>	<b>-5%</b>
<i>Miskar</i>	669	1 511	669	584	-13%	-11%
<i>Gaz Com Sud <sup>(1)(3)</sup></i>	310	376	310	355	15%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	160	273	160	230	43%	-2%
<i>Hasdrubal</i>	718	460	718	583	-19%	3%
<i>Maamoura et Baraka</i>	85	48	85	53	-37%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib <sup>(2)</sup></i>	114	363	114	140	23%	-11%
<i>El Bibene <sup>(4)</sup></i>	0	0	0	14	-	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal)</b>	<b>925</b>	<b>1 305</b>	<b>925</b>	<b>831</b>	<b>-10%</b>	<b>-5%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 687</b>	<b>1 053</b>	<b>2 687</b>	<b>2 922</b>	<b>9%</b>	<b>14%</b>

(1) Gaz commercial du sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djbel Grouz, Adam, ChouchEss., Cherouk, Durra et anaguid Est  
(2) Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib 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  
(4) Début de commercialisation de gaz vers la société "Power Turbine Tunisia" le 30/05/2018, arrêt de la production depuis le 29/10/18 suite à l'augmentation de la production d'eau et la diminution de la pression

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint 2511 ktep, en 2018, enregistrant ainsi une baisse de 6% par rapport à la même période de l'année précédente suite à la diminution du forfait fiscal sur le transit du gaz algérien de 10% et la baisse de la production de 4.7%. Il convient de noter :

- ✓ Champ Chergui : contribution de 12% à la production nationale en 2018 : la production s'est arrêtée du 14/12/2016 au 25/05/2017 suite à la saturation de la capacité de stockage et le blocage du transport de brut à cause des sit-in.

- ✓ Gaz commercial de Sud : hausse de la production de 15% grâce à l'amélioration de la production de « Adam » sachant que les champs de sud ont subi un arrêt de 4 mois l'année dernière. Il convient de noter que l'usine de traitement de GPL à Gabès a été en arrêt pour maintenance du 30/09/2018 au 23/11/2018 ce qui a engendré une diminution de la livraison de gaz et du GPL au niveau des concessions de sud.
- ✓ Champs Franig-Baguel-Tarfa, Sabria et Ghrib : hausse de la production de 23% grâce à l'apport de la nouvelle concession « Ghrib » : la commercialisation du gaz a commencé le 04 novembre 2017.
- ✓ Champ Miskar : baisse de la production de 13%, des travaux de maintenance programmés ont été réalisés pendant 23 j (du 16/04/2018 au 08/05/2018) et réduction de la production pendant 2 jours en septembre 2018 pour des travaux de maintenance.
- ✓ Champ Hasdrubal : baisse de la production de 19%, des perturbations répétitives ont été enregistrées depuis mars 2018 suite à des problèmes techniques.
- ✓ Champs Maamoura et Baraka : baisse de la production de 37% suite à la réduction de la production du champ Baraka à cause de la venue d'eau.
- ✓ Champ El Bibane : début de commercialisation de gaz vers la société « Power Turbine Tunisia » depuis le 30/05/2018, arrêt de commercialisation de gaz depuis le 29/10/2018 suite à l'augmentation de la production d'eau et la diminution de la pression.
- ✓ Baisse du forfait fiscal sur le transit de gaz d'origine algérienne (-10%) en 2018 par rapport à 2017. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre une augmentation de la part cédée à la STEG.



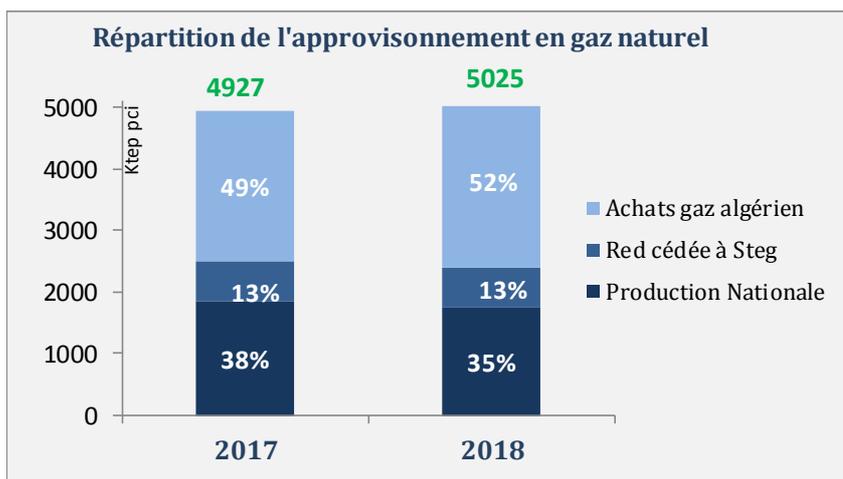


### Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de 9%, entre 2017 et 2018, pour se situer à 2630 ktep et ceci à cause de la hausse de la demande, d'une part, et la baisse de la redevance sur le transit du gaz algérien et de la production nationale d'autre part.

L'approvisionnement national en gaz naturel a connu une hausse de 2% entre 2017 et 2018 pour se situer à 5025 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 38% à 35%.
2. Maintien de la part de la quantité de redevance perçue en nature et cédée à la STEG à 13%
3. Hausse de la participation des achats du gaz algérien de 49% à 52%.





## Consommation d'hydrocarbures

### III-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
						Unité : ktep
	Réalisation en 2017	A fin décembre				
		2010	2017	2018	Var (%)	TCAM(%)
		(1)	(2)	(3)	(3)/(2)	(3)/(1)
<b>GPL</b>	619	528	619	632	2%	2%
<b>Essences</b>	656	501	656	691	5%	4%
<i>Essence Super</i>	0	2	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	656	498	656	682	4%	4%
<i>Essence premium</i>	-	0	0	8	-	-
<b>Pétrole lampant</b>	51,1	67,6	51,1	31,0	-39%	-9%
<b>Gasoil</b>	2168	1910	2168	2101	-3%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1811	1799	1811	1743	-4%	0%
<i>Gasoil SS</i>	357	111	357	355	0%	16%
<i>Gasoil premium</i>	-	0	0	2,6	-	-
<b>Fuel</b>	278	370	278	270	-3%	-4%
<i>STEG &amp; STIR</i>	24	6	24	28	14%	22%
<i>Hors (STEG &amp; STIR)</i>	254	364	254	242	-5%	-5%
<b>Fuel gaz(STIR)</b>	5	2	5	0,1	-97%	-30%
<b>Jet</b>	264	256	264	292	11%	2%
<b>Coke de pétrole</b>	547	323	547	486	-11%	5%
<b>Total</b>	4588	3956	4588	4500	-1,9%	2%
<b>Cons finale (Hors STEG&amp; STIR)</b>	4559	3949	4559	4472	-2%	2%

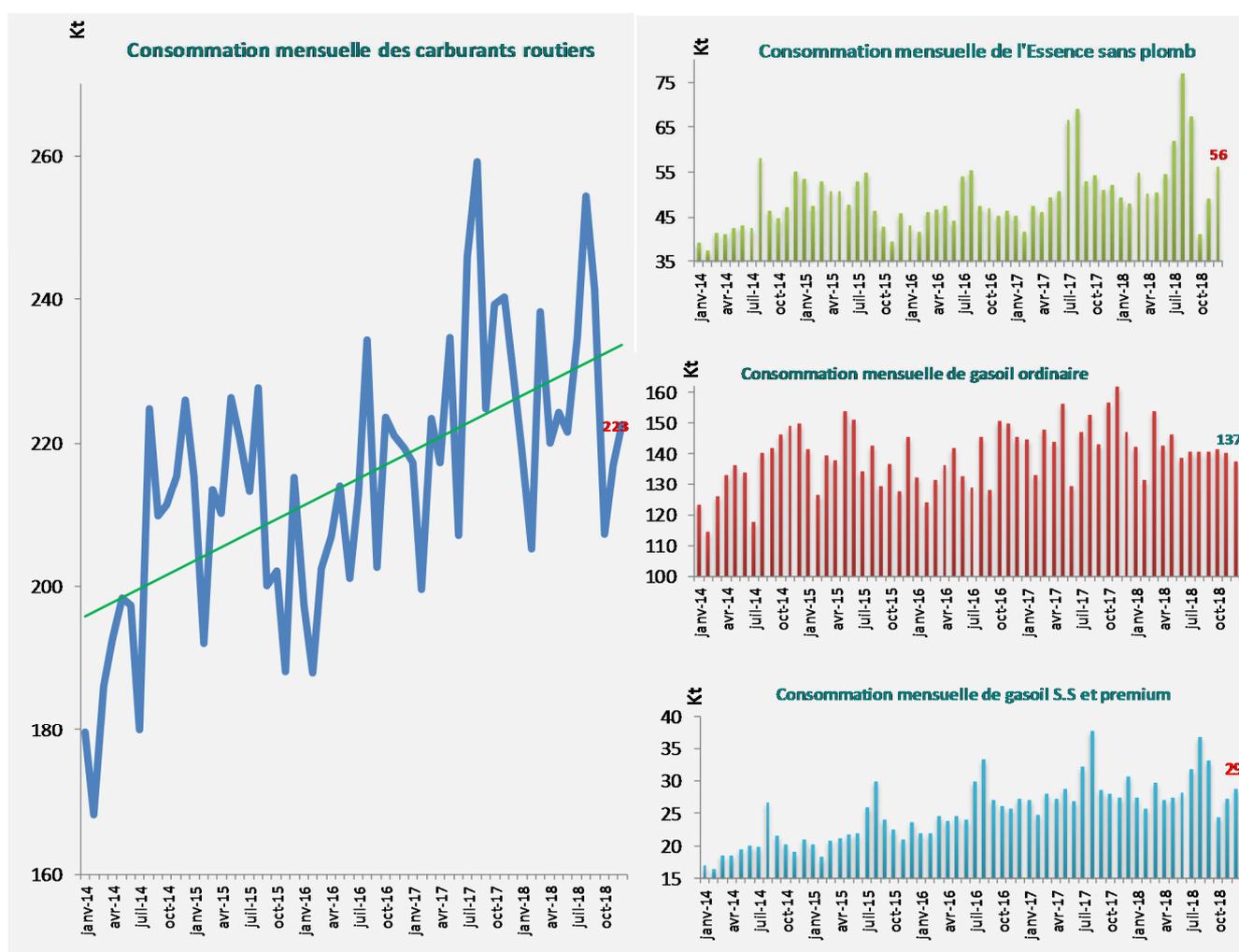
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre 2017 et 2018, une baisse de 2% pour se situer à 4500ktep. Cette diminution est due principalement à diminution de la demande de PETCOKE (-11%), du gasoil (-3%) et du pétrole lampant (-39%).

Cependant, la structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre 2017 et 2018.



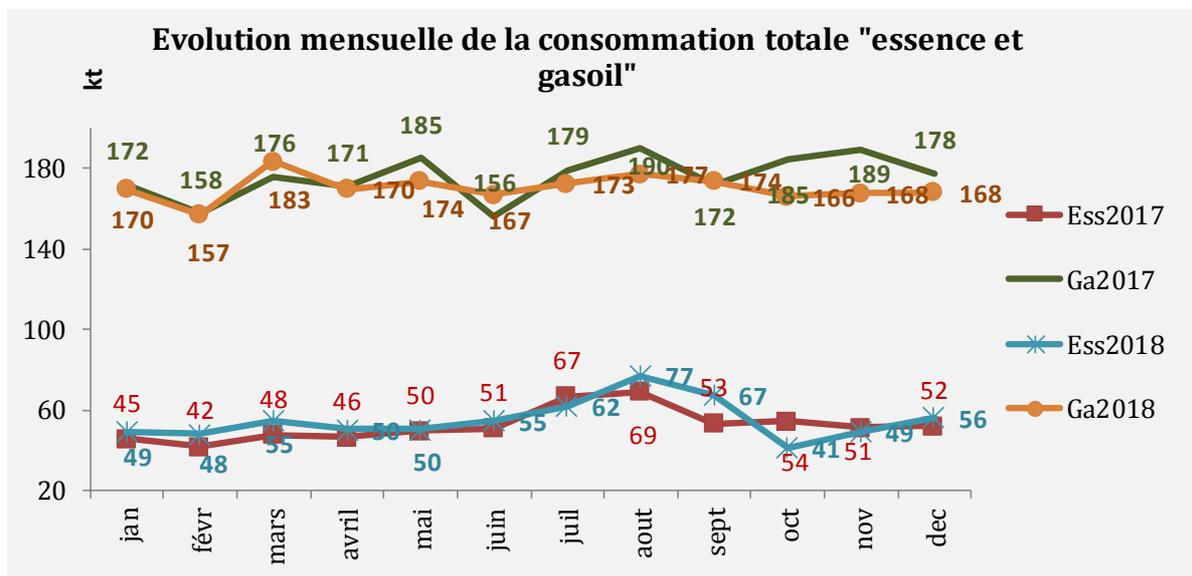
La consommation de carburants routiers a diminué, en 2018, de 1% par rapport à l'année dernière. Elle représente 62% de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de gasoil total a diminué de 3% par rapport au niveau de l'année dernière contre une augmentation de celle des essences de 5%. Le graphique suivant illustre la consommation mensuelle globale de carburants routiers à partir de janvier 2014. On note une tendance irrégulière avec des pics de consommation durant les saisons estivales. Le gasoil couvre 75% de la demande totale des carburants routiers et participe à hauteur de 47% à la demande totale de produits pétroliers et 22% de la demande totale d'énergie primaire en 2018.





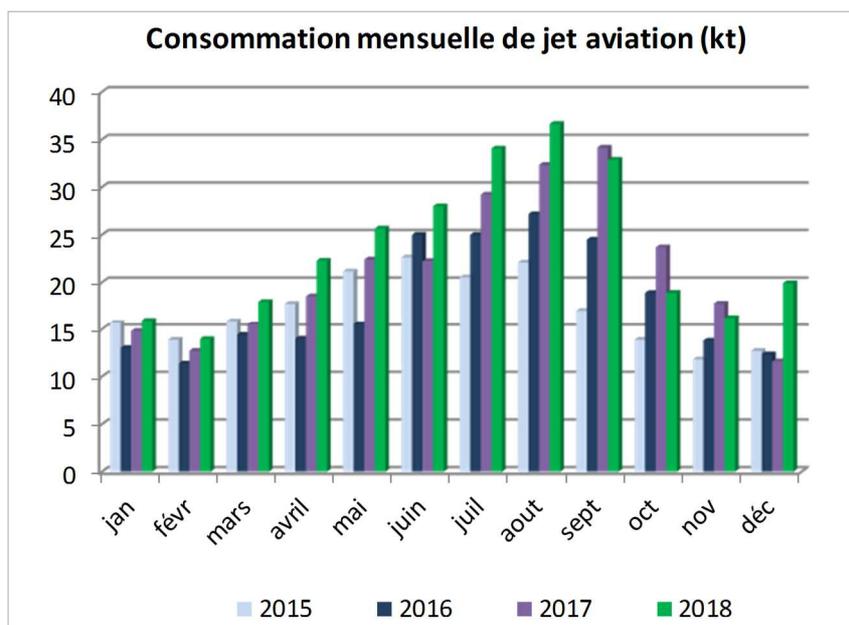
Le graphique suivant illustre l'évolution de la consommation mensuelle de carburants routiers entre 2017 et 2018.



Par ailleurs, la consommation de GPL a augmenté de 2% entre 2017 et 2018.

La consommation de coke de pétrole a diminué de 11% entre 2017 et 2018 (données partiellement estimées).

D'autre part, la consommation de jet aviation continue à enregistrer une évolution positive, dans l'ensemble, synonyme d'une reprise progressive du secteur touristique.





## Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin décembre			Remarques
	2017 (1)	2018 (2)	Var (%) (2)/(1)	
<i>en ktep</i>				
<b>GPL</b>	21	20	-6%	
<b>Essence Sans Pb</b>	83	3	-	Reprise de l'unité de Paltforming le 17/08/2018 puis arrêt depuis le 25/08/2018
<b>Petrole Lampant</b>	61	35	-43%	
<b>Gasoil ordinaire</b>	323	418	29%	
<b>Fuel oil BTS</b>	320	331	4%	
<b>Virgin Naphta</b>	97	251	160%	
<b>White Spirit</b>	11,5	13	13%	
<b>Total production STIR</b>	916	1071	17%	Raffinerie en arrêt de 18/10/2017 au 24/03/2018 et du 26/04/2018 au 02/05/2018 et du 09/05/2018 au 11/05/2018
<b>Taux couverture STIR (3)</b>	20%	24%	19%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
<b>Taux couverture STIR (4)</b>	11%	11%	0%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
<b>Jours de marche de la raffinerie</b>	242	275	14%	Reprise de l'unité de Topping le 25 mars 2018 et de l'unité de Platforming le 17 août 2018, arrêt de l'unité de Paltforming depuis le 25 août 2018



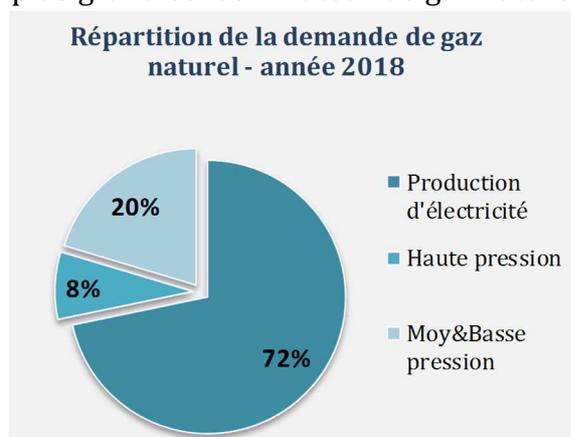
### III-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2017	A fin décembre			Var (%)	TCAM%
		2010 (1)	2017 (2)	2018 (3)	(3)/(2)	(3)/(1)
						<i>Unité : ktep-pci</i>
<b>DEMANDE</b>	<b>4 865</b>	<b>4 369</b>	<b>4 865</b>	<b>5 011</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>
Production d'électricité	3 554	3 197	3 554	3 594	1%	1%
Hors prod élec	1 311	1 173	1 311	1 418	8%	2%
Haute pression	314	379	314	399	27%	1%
Moy&Basse pression	997	794	997	1 019	2%	3%
						<i>Unité : ktep-pcs</i>
<b>DEMANDE</b>	<b>5 406</b>	<b>4 855</b>	<b>5 406</b>	<b>5 568</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>
Production d'électricité	3 949	3 552	3 949	3 993	1%	1%
Hors prod élec	1 457	1 303	1 457	1 575	8%	2%
Haute pression	349	421	349	443	27%	1%
Moy&Basse pression	1 108	882	1 108	1 132	2%	3%

La demande totale de gaz naturel a augmenté de 3% entre 2017 et 2018 se situant à 5011ktep. La demande pour la production électrique a augmenté de 1%, celle pour la consommation finale de 8% avec une forte hausse de la demande des clients HP.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (72% de la demande totale en 2018), 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 8% pour se situer à 1418 ktep. Si la demande des clients haute pression a fortement augmenté de 27%, la demande des clients moyenne et basse pression n'a augmenté que légèrement de 2%.



Cette augmentation au niveau des clients HP est due essentiellement à la hausse de la demande du secteur cimentier à cause du développement de l'activité et/ou de la renonciation partielle à l'utilisation de petcoke

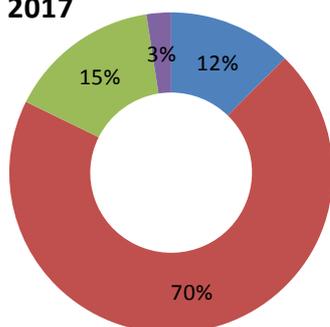
La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une légère détérioration de 0.8% entre l'année 2017 et l'année 2018 pour passer de 213.4 tep/GWh à 215.1 tep/GWh.

La production d'électricité à partir de gaz naturel a augmenté de 0.6% alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a augmenté de 1.1%, ceci est expliqué par les arrêts de la centrale cycle combiné de Ghannouch et Sousse D.

En effet, nous avons noté une diminution à 68% de la part des cycles combinés dans la production courant 2018 contre 70% à en 2017 impactée particulièrement par les arrêts des cycles combinés de Ghannouch et Sousse D et Sousse B pour des travaux de maintenance programmés et/ou non programmés et par conséquent l'augmentation de la part des centrales thermiques.

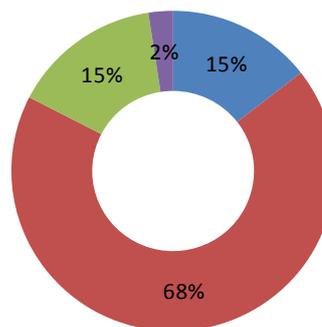
### Répartition de la production électrique par moyen de production

Année 2017



- THERMIQUE VAPEUR
- CYCLE COMBINE
- Turbines à combustion
- Energies Renouvelables

Année 2018



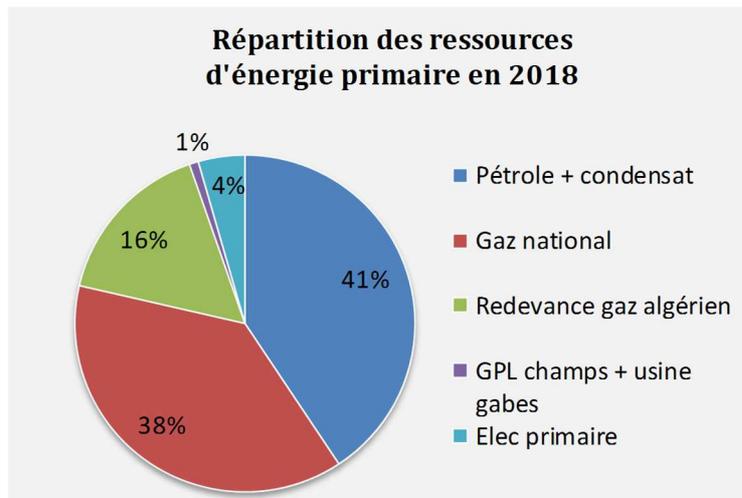
# 4 Bilan énergétique



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE							
		A fin décembre					Unité : ktep-pci
	Réalisé en 2017	2010	2017	2018	Var (%)	TCAM (%)	
		(1)	(2)	(3)	(3)/(2)	(3)/(1)	
<b>RESSOURCES</b>	<b>4840</b>	<b>7898</b>	<b>4840</b>	<b>4650</b>	<b>-3,9%</b>	<b>-6%</b>	
Pétrole <sup>(1)</sup>	1897	3789	1897	1892	-0,3%	-8%	
GPL primaire <sup>(2)</sup>	221	190	221	206	-7%	1%	
Gaz naturel	2682	3903	2682	2511	-6%	-5%	
<i>Production</i>	1850	2728	1850	1763	-4,7%	-5%	
<i>Redevance</i>	832	1175	832	748	-10%	-5%	
Elec primaire	40	16	40	40	0,7%	12%	
<b>DEMANDE</b>	<b>9494</b>	<b>8342</b>	<b>9494</b>	<b>9552</b>	<b>1%</b>	<b>1,7%</b>	
Produits pétroliers	4588	3956	4588	4500	-1,9%	1,6%	
Gaz naturel	4865	4369	4865	5011	3,0%	1,7%	
Elec primaire	40	16,2	40	40	0,7%	12%	
<b>SOLDE</b>							
Avec comptabilisation de la redevance <sup>(3)</sup>	-4654	-444	-4654	-4902			
Sans comptabilisation de la redevance <sup>(4)</sup>	-5486	-1619	-5486	-5651			
<i>Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit)</i>							
<i>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)</i>							
<i>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</i>							
<i>(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes</i>							
<i>(2) GPL champs + GPL usine Gabes</i>							
<i>(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale</i>							
<i>(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales</i>							

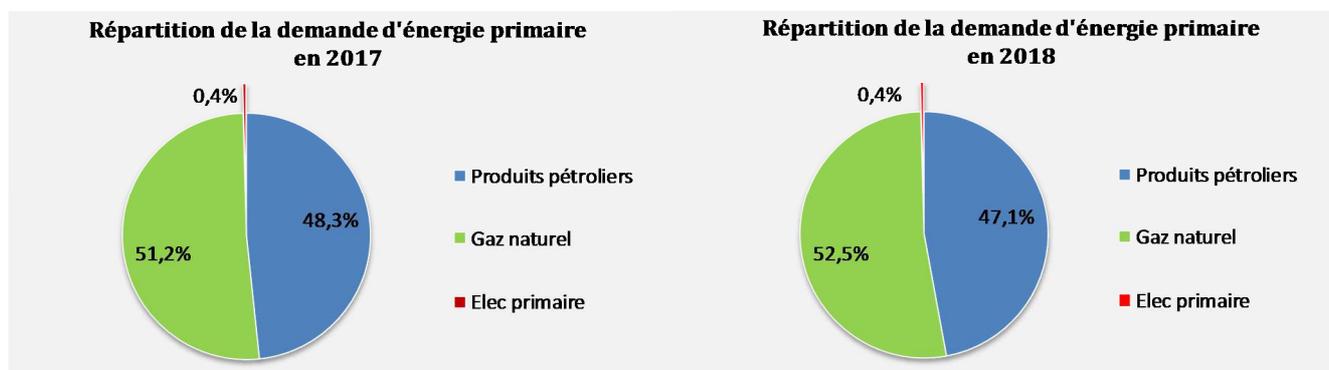
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à 4.65 Mtep en 2018, enregistrant ainsi une baisse de 4% par rapport à l'année précédente à cause, surtout, de la régression du forfait fiscal sur le transit du gaz algérien et de la production de gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de 79% 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.



La demande d'énergie primaire a augmenté de 1% entre 2017 et 2018 pour se situer à 9.55 Mtep suite à la hausse de demande de gaz naturel de 3%.

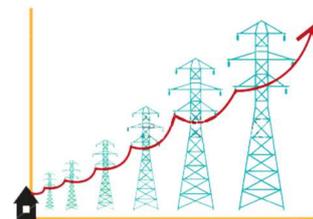
La répartition de la demande a peu changé en l'espace d'une année, en effet, le gaz naturel représente 53% en 2018 contre 51% en 2017.



Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en 2018, un déficit de 4.9Mtep contre 4.7Mtep enregistré en 2017. Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à 49% en 2018 contre 51% en 2017.

D'autre part, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique s'est situé à 41% en 2018 contre 42% en 2017.

# 5 Electricité



PRODUCTION D'ELECTRICITE						
					Unité : GWh	
	Réalisé 2017	A fin decembre				
		2010	2017	2018	Var (%)	TCAM (%)
		(1)	(2)	(3)	(3)/(2)	(3)/(1)
<b>STEG</b>	<b>15 431</b>	<b>11 902</b>	<b>15 431</b>	<b>15715</b>	<b>1,8%</b>	<b>4%</b>
FUEL + GASOIL	1	10	1	1	-	-
GAZ NATUREL	14963	11729	14963	15245	2%	3%
HYDRAULIQUE	17	54	17	17	-5%	-14%
EOLIENNE	449	109	449	453	1%	19%
<b>IPP (GAZ NATUREL)</b>	<b>3543</b>	<b>3318</b>	<b>3543</b>	<b>3373</b>	<b>-5%</b>	<b>0%</b>
<b>ACHAT TIERS</b>	<b>122</b>	<b>43</b>	<b>122</b>	<b>120</b>	<b>-2%</b>	<b>14%</b>
<b>PRODUCTION NATIONALE(*)</b>	<b>19096</b>	<b>15 263</b>	<b>19 096</b>	<b>19 208</b>	<b>0,6%</b>	<b>2,9%</b>

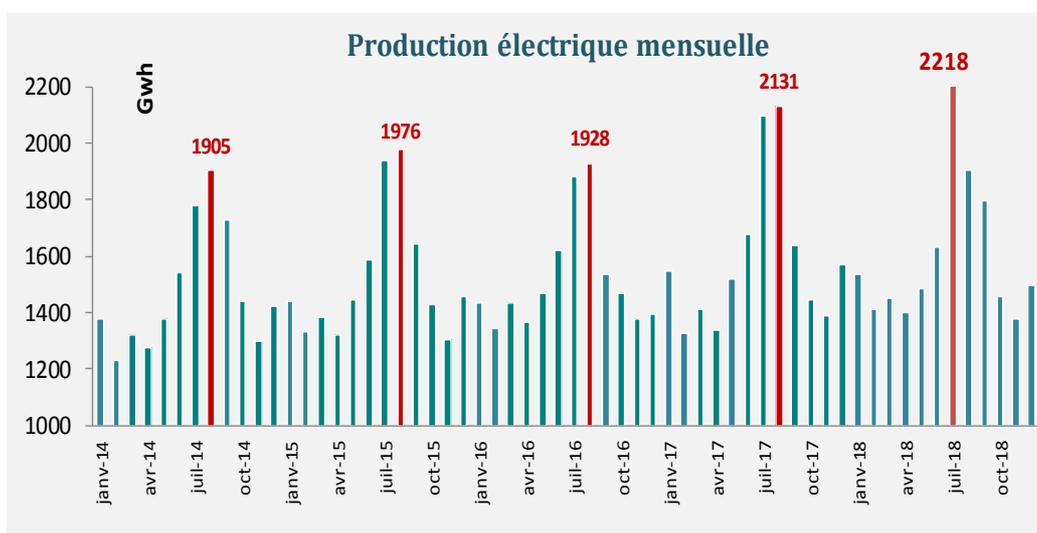
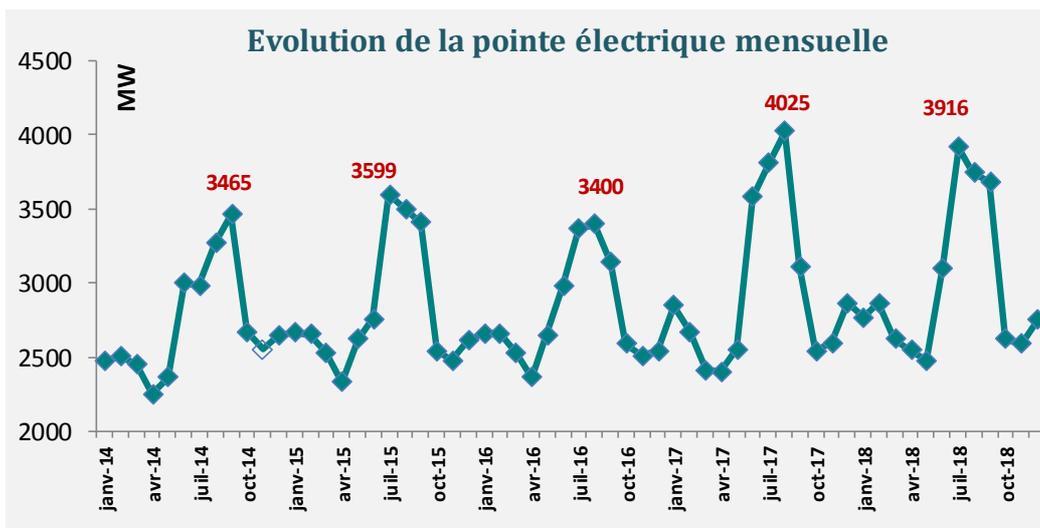
\*\* sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

La production totale d'électricité a enregistré une hausse de 0.6% entre 2017 et 2018 se situant à 19208 GWh.

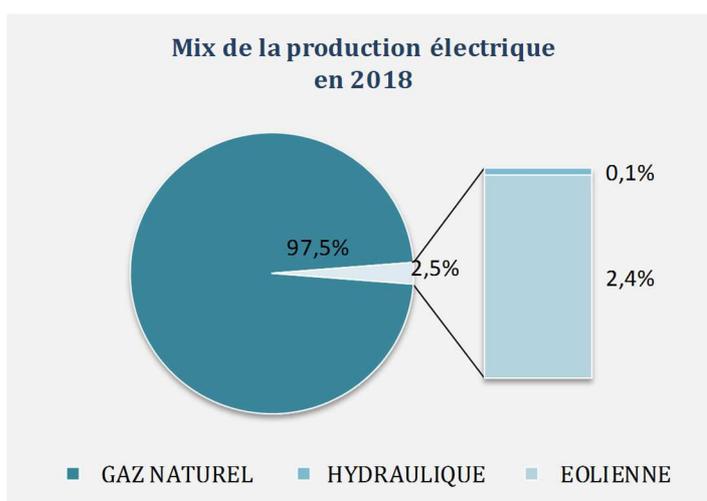
A noter une légère hausse de production éolienne de 1%. La production hydroélectrique a diminué, par contre, de 5% malgré à l'amélioration des précipitations et par conséquent la hausse des niveaux des barrages.

La plus grande pointe électrique de l'année 2018 a été enregistrée courant le mois de juillet (3916 MW) contrairement à l'année précédente où elle a été enregistrée courant le mois d'août (4025 MW). Elle a, en plus, baissé de 2,7%.

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 82% de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une augmentation de 1%. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à 2.5% (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique courant l'année 2018.



## VENTES D'ELECTRICITE

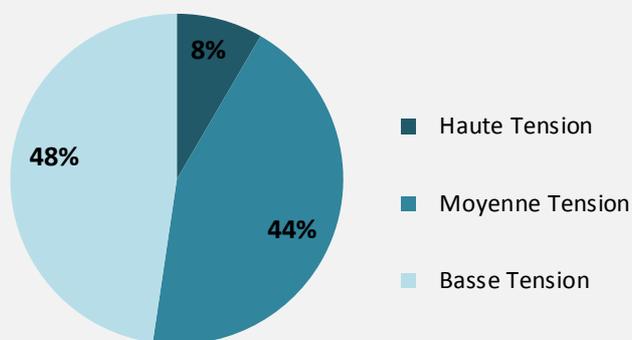
*Unité : GWh*

	Réalisé 2017	A fin decembre				
		2010	2017	2018	Var (%)	TCAM (%)
		(1)	(2)	(3)	(3)/(2)	(3)/(1)
<b>VENTES**</b>						
Haute tension	1358	1293	1358	1305	-4%	0%
Moyenne tension	6666	6052	6666	6835	3%	2%
Basse tension	7466	5670	7466	7422	-1%	3%
Ventes Libye *	-54	0	71	0	-100%	-
<b>TOTAL VENTES **</b>	<b>15490</b>	<b>13 015</b>	<b>15 490</b>	<b>15 562</b>	<b>0,5%</b>	<b>2,3%</b>

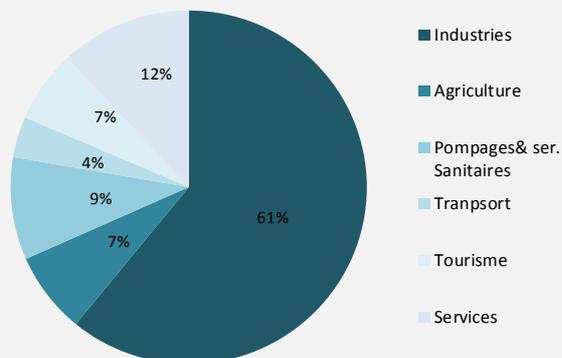
*\*\* sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée*

Les ventes d'électricité ont enregistré une légère hausse de 0.5% entre 2017 et 2018. Les ventes des clients de la moyenne tension ont enregistré une hausse de 3% contre une baisse des ventes au niveau de la haute et la basse tension de 4% et 1% respectivement.

**Répartition des ventes d'électricité en 2018**



**Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT en 2018**



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec 61% de la totalité de la demande des clients HT&MT en 2018.

# 6 Les échanges commerciaux (1)



## EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin décembre			A fin décembre			A fin décembre		
	2017	2018	Var (%)	2017	2018	Var (%)	2017	2018	Var (%)
<b>EXPORTATIONS</b>				<b>2296</b>	<b>2064</b>	<b>-10%</b>	<b>2134</b>	<b>2731</b>	<b>28%</b>
<b>PETROLE BRUT<sup>(1)</sup></b>	1590	1329	-16%	1628	1356	-17%	1590	1839	16%
ETAP	1042	727	-30%	1067	742	-30%	1061	990	-7%
PARTENAIRES	548	602	10%	562	614	9%	529	850	61%
<b>GPL Champs</b>	60	51	-15%	66	56	-15%	57	68	18%
ETAP	37	30	-18%	41	34	-18%	35	41	17%
PARTENAIRES	23	21	-11%	26	23	-11%	22	27	20%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	430	531	23%	428	535	25%	396	758	91%
Fuel oil (BTS)	323	296	-8%	316	290	-8%	278	383	38%
Virgin naphta	107	235	120%	111	245	120%	118	375	217%
<b>REDEVANCE GAZ EXPORTE</b>				174	117	-33%	90	66	-27%
<b>IMPORTATIONS</b>				<b>7746</b>	<b>7879</b>	<b>1,7%</b>	<b>6304</b>	<b>9011</b>	<b>43%</b>
<b>PETROLE BRUT<sup>(3)</sup></b>	635	512	-19%	649	524	-19%	631	801	27%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	3907	4015	3%	3847	3977	3%	4061	5687	40%
GPL	420	443	5%	464	490	5%	514	614	20%
Gasoil ordinaire	1395	1272	-9%	1433	1306	-9%	1692	2131	26%
Gasoil S.S. <sup>(7)</sup>	336	403	20%	345	414	20%	415	699	68%
Jet <sup>(6)</sup>	250	284	14%	259	294	14%	334	534	60%
Essence Sans Pb	530	650	23%	554	679	23%	735	1188	62%
Fuel oil (HTS)	222	276	24%	218	270	24%	166	293	76%
White spirit	0	2	-	0	2	-	0	6	-
Coke de pétrole <sup>(4)</sup>	754	686	-9%	575	523	-9%	204	221	9%
<b>GAZ NATUREL</b>				3250	3378	4%	1613	2523	56%
Redevance totale <sup>(2)</sup>				832	748	-10%	0	0	-
Achat <sup>(5)</sup>				2418	2630	9%	1612,7	2523	56%

(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 2018

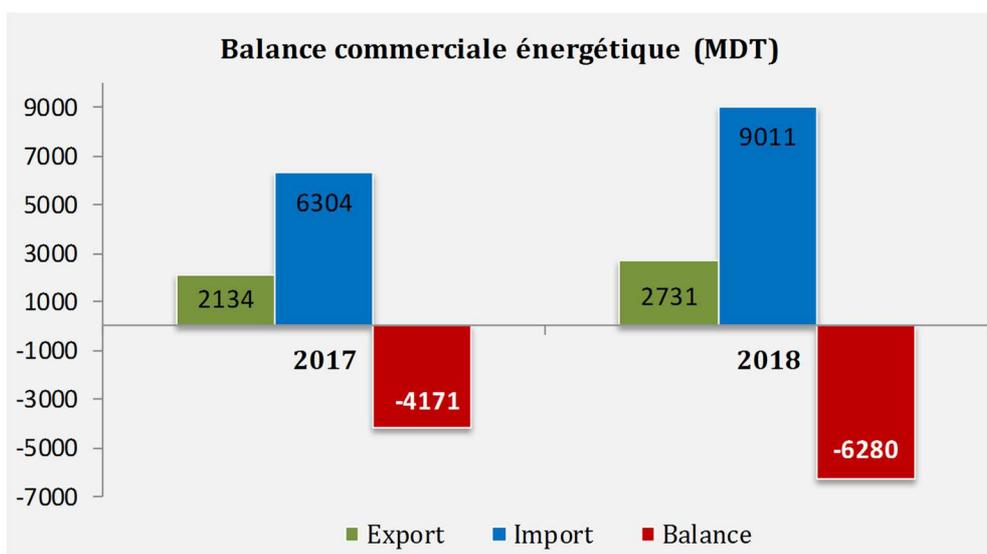
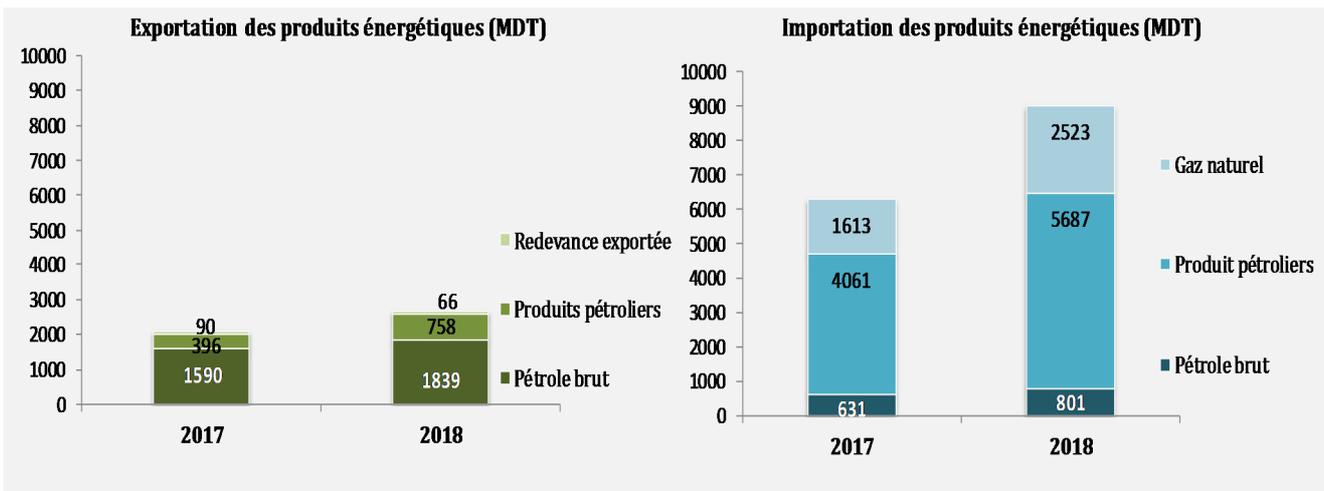
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

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

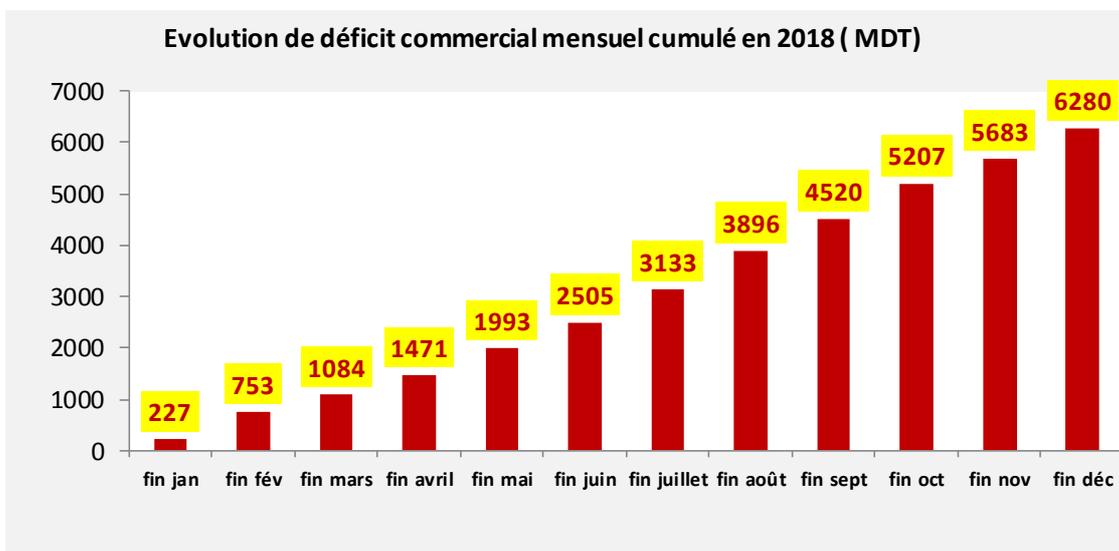
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017: début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une amélioration en valeur de 28% accompagné par une hausse des importations en valeur de 43%. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de 4171 MDT durant 2017 à 6280 MDT durant 2018, soit une dégradation de 51% (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas les déclarations douanières.

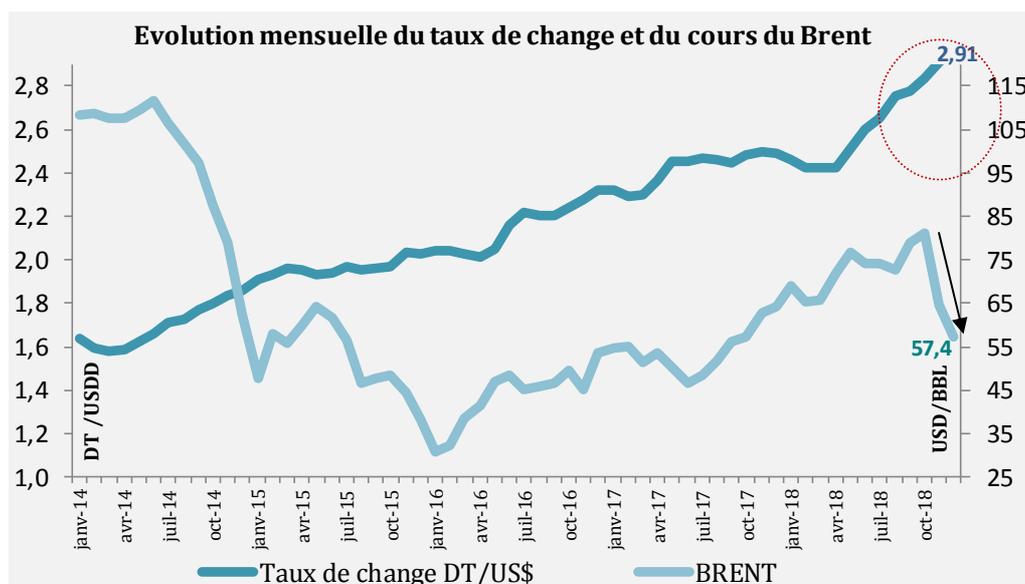


Le graphique suivant montre que la situation est entrain de se dégrader au fil des mois, nous avons passé d'un déficit de 227 MD en janvier 2018 à 6280 MD à fin 2018.



Durant le dernier mois de 2018, les cours du Brent ont diminué de 7.4 \$/bbl : 57.387 \$/bbl courant décembre 2018 contre 64.7 \$/bbl courant novembre 2018 et ont enregistré aussi une baisse de 6.4\$/bbl par rapport à décembre 2017.

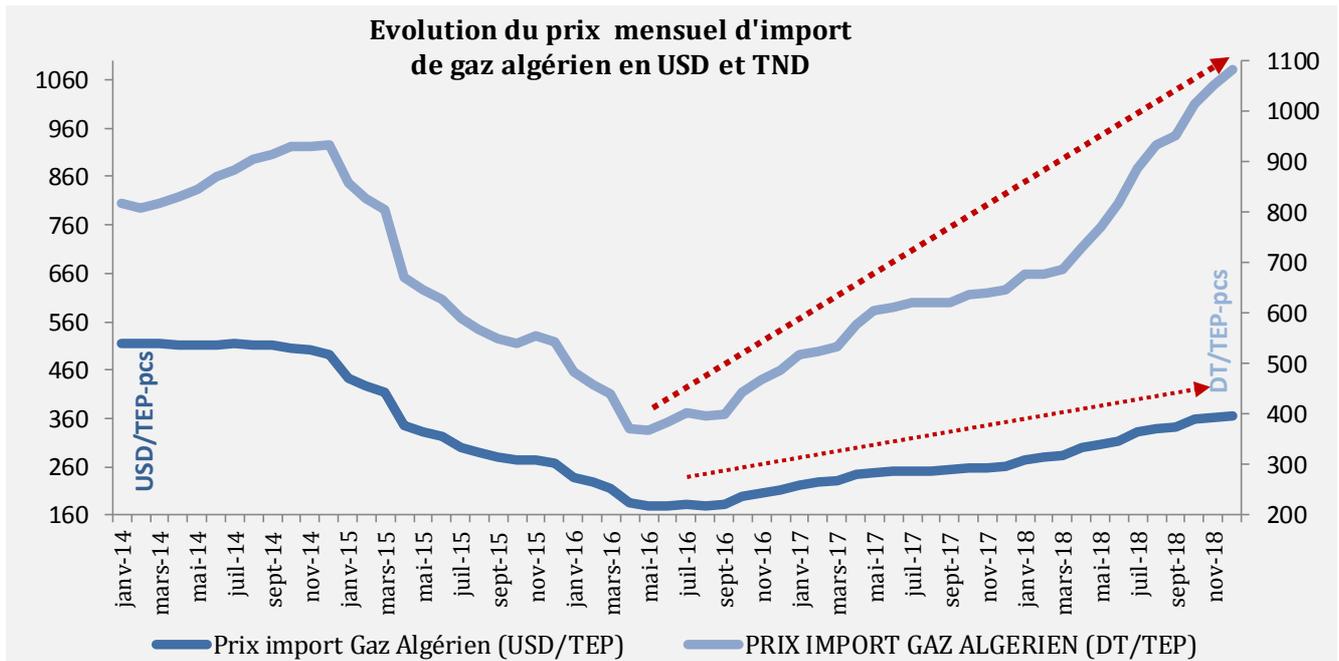
Par contre, le taux de change a accusé une dépréciation par rapport à l'année dernière.



(---) Sur toute l'année, les cours moyens du Brent ont enregistré une hausse de 31% entre 2017 et 2018 : 71.04 \$/bbl contre 54.3 \$/bbl.

(-- ) Dépréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de 8% entre 2017 et 2018, le taux de change augmente avec un rythme soutenu depuis le mois de mai 2018.

(---) La hausse du prix moyen du gaz algérien de 44% en DT et de 31% en \$ entre 2017 et 2018. Après avoir atteint leur plus bas niveau courant le 2<sup>ème</sup> et le 3<sup>ème</sup> trimestre de 2016 les prix sont repartis à la hausse, à partir du dernier trimestre de 2016, aussi bien en \$ qu'en DT tel que présenté dans le graphique suivant.



Rappelons ici que le prix du gaz algérien n'est pas parfaitement corrélé au 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.

**(--)** Les importations des produits pétroliers ont augmenté en quantité de 3% 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 40%.

**(--)** Baisse remarquable des quantités du pétrole brut exportées de 19% due surtout à la hausse de la part de brut local raffiné.

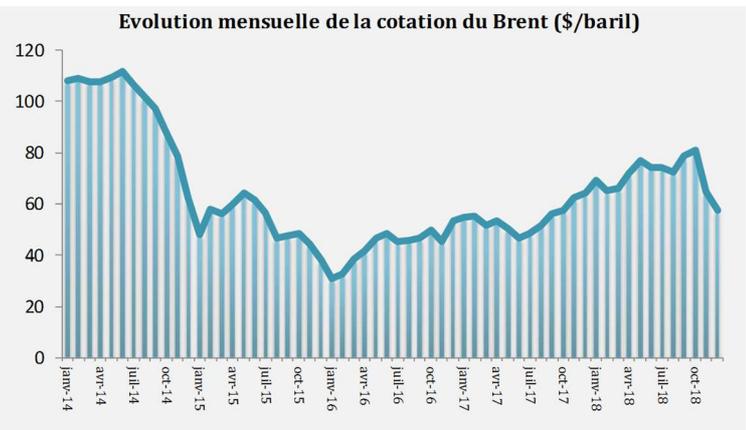
**(---)** La hausse des achats gaz algérien de 9% en quantité et 56% en valeur.

# Les prix



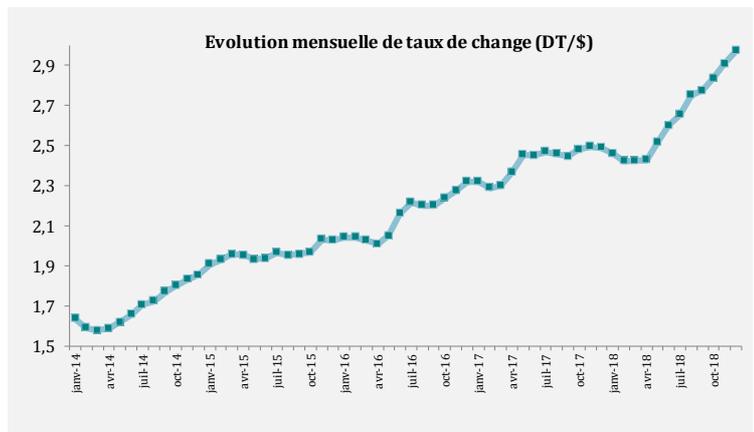
## 1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)				
	2016	2017	2018	Variat. 18/17
Jan	30,7	54,7	69,2	26%
Fév	32,5	55,1	65,2	18%
Mars	38,5	51,6	65,9	28%
Avril	41,5	53,5	71,8	34%
Mai	46,9	50,4	76,9	53%
Juin	48,3	46,5	74,3	60%
Juillet	45,1	48,6	74,3	53%
Aout	45,8	51,6	72,6	41%
Septembre	46,7	56,0	78,9	41%
Octobre	49,7	57,4	81,2	41%
Novembre	45,1	62,7	64,7	3%
<b>Décembre</b>	<b>53,6</b>	<b>64,2</b>	<b>57,4</b>	<b>-11%</b>
fin déc	43,7	54,3	71,0	31%



## 2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)				
	2016	2017	2018	Variat. 18/17
Jan	2,04	2,32	2,46	6%
Fév	2,05	2,29	2,42	6%
Mars	2,03	2,30	2,43	5%
Avril	2,01	2,37	2,43	2%
Mai	2,05	2,45	2,52	3%
Juin	2,16	2,45	2,60	6%
Juillet	2,22	2,47	2,65	7%
Aout	2,20	2,46	2,75	12%
Septembre	2,20	2,45	2,78	13%
Octobre	2,24	2,48	2,84	14%
Novembre	2,27	2,50	2,91	17%
<b>Décembre</b>	<b>2,32</b>	<b>2,49</b>	<b>2,97</b>	<b>19%</b>
fin déc	2,15	2,42	2,65	9%





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

Pétrole Brut (1)	A fin décembre 2018	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR <sup>(3)</sup> (CIF)	207	77
Prix d'exportation ETAP <sup>(2)</sup> (FOB)	176	69
<i>(1) Prix moyen pondéré</i>		
<i>(2) Y compris condensats exportés par ETAP (Condensat miskar et Hasdrubal mélange)</i>		

### 4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin décembre 2018			
	Unités	Prix import <sup>(1)</sup>	Pcession <sup>(2)</sup>	Prix de vente <sup>(3)</sup>
Essence SSP	Millimes/litre	1381	1077	1985
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1414	1051	1480
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1464	1104	1745
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1062	573	710
GPL	Millimes/ kg	1387	231	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	18,027	3,001	7,7
<i>(1) Prix moyen pondéré</i>				
<i>(2) Prix à la sortie de raffinerie Bizerte par voie terrestre en vigueur de 02/09/2018</i>				
<i>(3) Prix de vente en vigueur aux publics du 02/09/2018</i>				

### 5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs )		2017	A fin déc 2018
Prix d'importation Gaz Algérien		600,2	863,5
Prix de vente Moyen		<b>Année 2016</b>	<b>Année 2017</b>
HP		502,0	524,6
MP		386,4	411,5
BP		360,4	386,6
<b>Prix de vente Global (hors taxe)</b>		<b>434,8</b>	<b>460,4</b>

### 6- Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		Année 2016	Année 2017
Prix de vente Moyen			
HT		186,4	159,6
MT		177,7	186,0
BT		185,2	189,4
<b>Prix de vente Global (hors taxe)</b>		<b>182,1</b>	<b>189,6</b>

## Abréviations

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