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 2019

Version provisoire du 14 avril 2020





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 Energies renouvelables

08 Prix de l'énergie



Faits marquants durant l'année 2019

Les cours internationaux

- Prix moyen mensuel du Brent : **67.02 $/bbl** en décembre 2019 contre **63.02 $/bbl** en novembre 2019 **et 57.4 $/bbl** en décembre **2018**.
- Moyenne de 2019 : **64.3 $/bbl** contre **71.04 $/bbl** en 2018, soit une baisse de 9%.

Exploration et développement

- Nombre total de permis : **25** en 2019 contre **21** en 2018.
- Forage de six (**06**) nouveaux puits d'exploration et notification de quatre (04) découvertes.
- Forage de cinq (**05**) nouveaux puits de développement.

Production de pétrole brut

- Une moyenne de **35.4** mille barils/j (**32** kbep/j) en **2019** contre **38.2** mille barils/j (**34.5** kbep/j) en **2018**.
- Baisse de la production de **7%** à fin décembre 2019 par rapport à fin décembre 2018.

Gaz naturel

- **4.98** millions de m^3/j en 2019 contre **5.48** millions de m^3/j en 2018.
- Baisse du forfait fiscal sur le transit du gaz d'origine algérienne de **41%** dont **91**% est perçue en nature (cédé à la STEG).

Bilan d'énergie primaire

- Baisse des ressources disponibles en 2019 par rapport en 2018 **(-15 %).**
- Légère baisse de la demande d'énergie primaire de **0.4%** en 2019 par rapport en 2018.
- Hausse du déficit du bilan d'énergie primaire : **5.7 Mtep-pci** en 2019 contre **5.04 Mtep-pci** en 2018.
- Dégradation du taux d'indépendance énergétique à **41%** en 2019 contre **48**% en 2018 (en tenant compte de la redevance GA).

Demande de produits pétroliers

- Légère baisse de la demande de produits pétroliers de **2%,** notamment du fuel (-**19**%) et du gasoil (-**5**%).

Demande de gaz naturel

- Légère augmentation de la demande totale de gaz naturel de **1**% à fin décembre **2019** par rapport à fin décembre 2018 suite à l'augmentation de la demande pour la production d'électricité de **5**%.
- **74%** de la demande totale est destinée à la production d'électricité.

Commerce extérieur

- Baisse des exportations en valeur de **12%** contre une hausse des importations de **10%** : le déficit de la balance commerciale énergétique s'élève à **7464 MD**, soit **une aggravation** de **19%** par rapport à fin décembre 2018.

1 Exploration et développement

	Réalisé 2018	Décembre		A fin décembre	
		2018	2019	2018	2019
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	6
Nb permis abondonnés	2	0	0	2	2
Nb total des permis	21	21	25	21	25
Nb de forages explo.	3	0	1	3	6
Nb forages dévelop.	4	0	0	4	5
Nb de découvertes	0	0	2	0	4

Titres

Le nombre total des permis en cours de validité à fin décembre **2019**, est de **25** dont **17** permis de recherche et **8** permis de prospection, couvrant une superficie totale de **86 451 km²**. Le nombre total de concessions est de **56** dont **41** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **32** de ces concessions en production et directement dans **3**.

Il convient de noter :

- Institution de six (6) nouveaux permis de prospection en date du **14** novembre **2019** (JORT du **24** décembre **2019**) : Il s'agit des permis de prospection des Hydrocarbures « Elwaha », « Hezoua », « Saouaf », « KafAbed », « Metline » et « Teskraya ». Lesdits permis ont été approuvés à l'ARP en juillet **2019** et les lois portants approbations des conventions et les annexes de ces 6 permis ont été publiées au JORT le **1er** août **2019**.
- L'annulation du permis de recherche **Kerkouane** suite à la décision du Comité Consultatif des Hydrocarbures lors de sa réunion tenue en juin 2019.
- La renonciation du permis de recherche **Bargou** en date du **21** août 2019.

Exploration

Acquisition sismique en 2019 :

- Démarrage, le **1**er août **2019**, des opérations d'acquisition sismique sur les permis « Zaafrane » et « Douiret » : acquisition de **745** Km^2 3D à fin **décembre** 2019.

Forage de 02 nouveaux puits d'exploration à fin décembre 2019 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	**TRF-06**	Baguel	13/04/2019	Profondeur finale : **3000** m Fin des opérations de forage le 21/05/2019. Notification d'une découverte
02	**Shalbia- 1**	Jenein Sud	03/09/2019	Profondeur finale : **4260** m Fin des opérations de forage le 19/10/2019. Notification d'une découverte
03	**Ghezala-1**	Jenein Sud	15/07/2019	Profondeur finale : **3665** m Fin des opérations de forage le 02/08/2019. Notification d'une découverte
04	**EBNE-2 ST**	El Borma	23/11/2019	Profondeur finale : **2722**m Fin des opérations de forage le 03/12/2019. Notification d'une découverte
05	**Debbech B**	Debbech	30/11/2019	Profondeur actuelle : **2216m** Forage en cours
06	**Baraka 2 Dir**	Baraka	15/12/2019	Profondeur actuelle : **1392m** Forage en cours

Poursuite de Forage d'un puits d'exploration entamé en 2018

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
02	**SMG-1**	Zaafrane	12/08/2018	Profondeur finale : 3880 m Fin des opérations de forage le 24/12/2018

Notification de quatre découvertes en 2019

- Les essais de production réalisés sur le puits d'exploration "**SMG-1**", foré en **2018** sur le permis de recherche "Zaafrane", ont montré des indices encourageants avec des estimations de l'ordre de **2000** bbl/j d'huile et **200 000** m^3/j du gaz, notification d'une découverte en janvier 2019.
- Les essais de production réalisés sur le puits d'exploration "**Tarfa-6**", foré en avril **2019** sur la concession d'exploitation "Baguel", ont montré des indices encourageants avec des estimations

de l'ordre de **400** bbl/j d'huile et **120 000** m^3/j du gaz, notification d'une découverte en juillet 2019.

- Les essais de production réalisés sur le puits d'exploration "**Shalabia-1**", foré en septembre **2019** sur le permis de recherche "Jenine sud", ont montré des indices encourageants avec des estimations de l'ordre de **750 000** m^3/j du gaz, notification d'une découverte en décembre 2019.

- Les essais de production réalisés sur le puits d'exploration " **EBNE-2 ST**", foré en novembre **2019** sur la concession "El Borma", ont montré des indices encourageants avec des estimations préliminaires de l'ordre de **170** bbl/j d'huile **7 000** m^3/j du gaz, notification d'une découverte en décembre 2019.

Développement

Forage à fin décembre 2019 de cinq (05) nouveaux puits de développement.

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	**TRF-04**	Baguel	31/01/2019	2435	Fin de forage le 12/03/2019 **Mise en production le 18/08/2019**
02	**Nour-1 Dir A**	Adam	13/04/2019	3636	Fin de forage le 30/04/2019 **Mise en production le 24/06/2019**
03	**Amani-3**	Anaguid	31/05/2019	2987	Fin de forage le 11/07/2019 Résultats non encourageantes
04	**TRF-05**	Baguel	05/07/2019	28	Opérations de forage suspendues le 06/07/2019 vu l'instabilité de la plate-forme.
05	**Hawa -1 Dir A**	ADAM	24/08/2019	3668	Fin de forage le 22/09/2019 Entrée en production prévue en 2020

- Activité de forage suspendue pour les **3** puits « HEM 07H », « HEM 06H » et « HEM 05H » sur la concession Halk El Menzel (entamés en **2018**). A signaler que la loi portant approbation de la convention et ses annexes relative à la concession d'exploitation de Halk el Menzel a été publiée au JORT le 14 août 2019. Remise des opérations de forages prévue vers mars **2020** suite à la clarification de la situation juridique.



2 Production des hydrocarbures

2-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2018	fin décembre 2018	2019	Var (%)
Ashtart	231	231	217	-6%
Hasdrubal	193	193	150	-22%
El borma	270	270	237	-12%
Adam	112	112	136	**22%**
El Hajeb/Guebiba	103	103	95	-8%
Cherouq	102	102	104	**2%**
Cercina	80	80	76	-5%
Ouedzar	65	65	56	-14%
Franig/Bag/Tarfa	52	52,4	49,9	-5%
M.L.D	104	104	96	-8%
Miskar	77	77	83	**8%**
Barka	3	3,0	3,9	**31%**
Maamoura	27	27	21	-23%
Bir Ben Tartar	42	42	28	-33%
Autres	334	334	310	-7%
TOTAL pétrole (kt)	**1 796**	**1 796**	**1 664**	-7,3%
TOTAL pétrole *(ktep)*	**1 839**	**1 839**	**1 704**	-7,3%
TOTAL pétrole *(kbep/j)*	**34,5**	**34,5**	**32,0**	-7,3%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	**1 818**	**1 818**	**1 686**	-7,3%
TOTAL pétrole brut et Condensat *(Ktep)*	**1 863**	**1 863**	**1 727**	-7,3%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	169	169	138	-18%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	**185**	**185**	**152**	-18%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 987	1 987	1 824	-8,2%
TOTAL *pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)*	**2 048**	**2 048**	**1 879**	-8,2%
TOTAL *pétrole + Condensat + GPL primaire (kbep/j)*	**38,4**	**38,4**	**35,3**	-8,2%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1664 kt** au cours de l'année 2019 enregistrant ainsi une baisse de **7%** par rapport à l'année **2018**. En effet, la production s'est inscrite en baisse dans plusieurs champs à savoir : Hasdrubal (-**22**%), Bir Ben Tartar (-**33**%), Ashtart (-**6**%), Ouedzar (-**14**), El Hajeb/Guebiba (-**8**%), M.L.D (-**8**%), Maamoura (-**23** %) et Cercina (-**5**%).

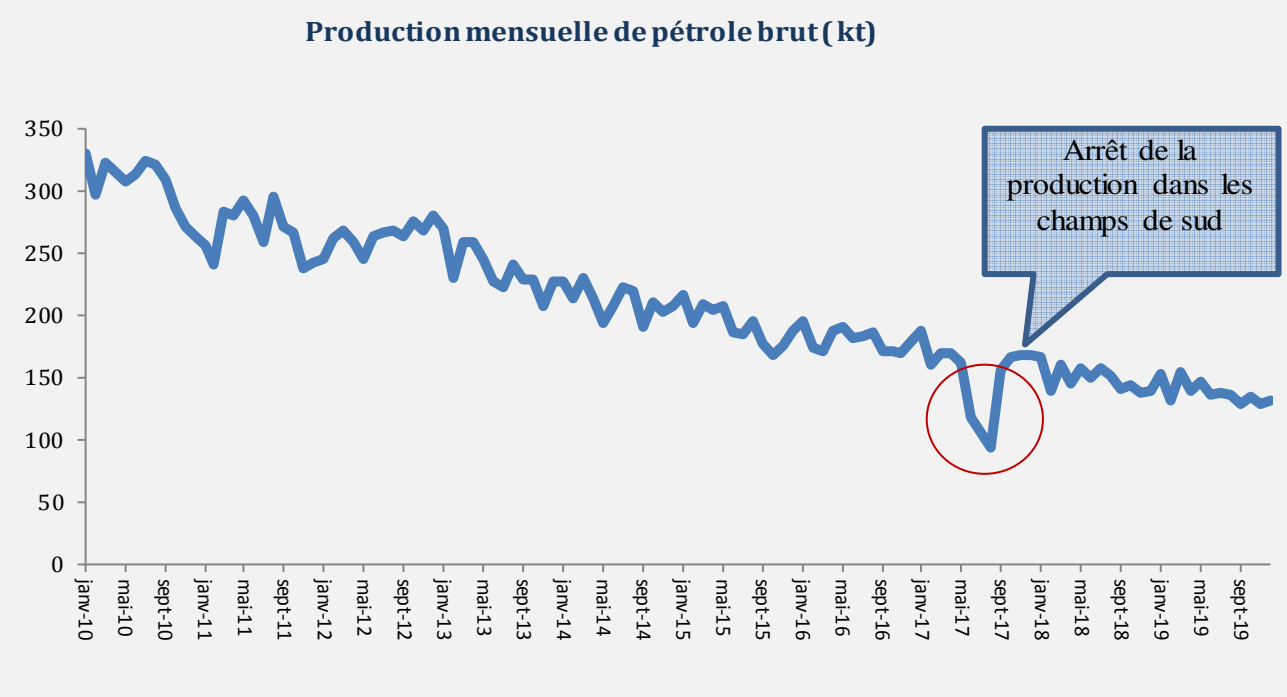
A ce titre, il convient de noter :

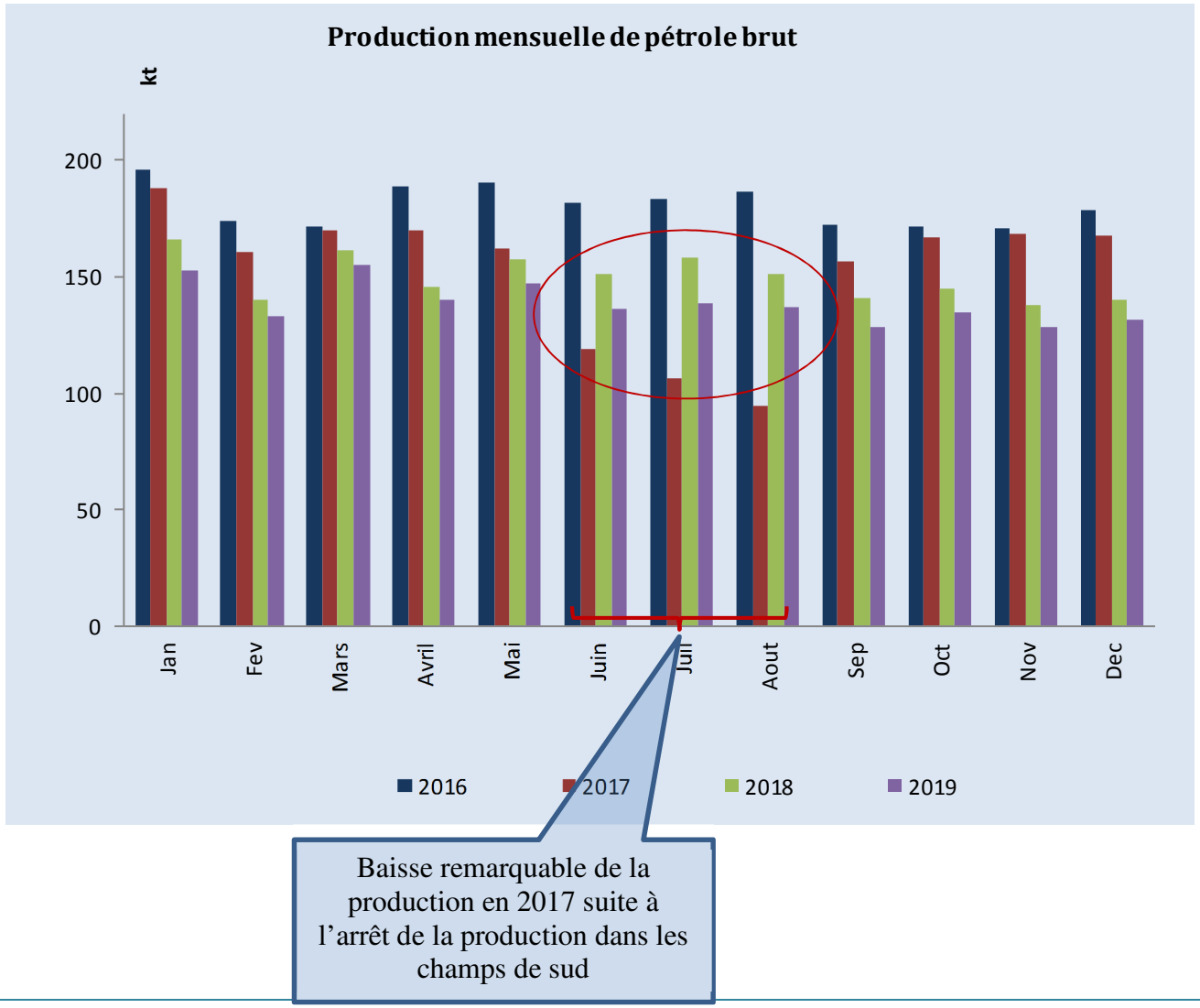
- **Concession Hasdrubal** : Reprise progressive de la production le 25/11/2019 après un arrêt planifié depuis le 27/10/2019.
- **Concession Ghrib** : Puits (CAT-1) fermé depuis le 22/10/2019 pour faire remonter la pression.
- **Concession Franig B.T**:
    - Mise en production du puits Tarfa-6, le 09/08/2019, avec un débit initial de 120 000 m^3/j du gaz et 407 bbls/j d'huile.
    - Mise en production du puits Tarfa-4, le 18/08/2019, avec un débit initial de 195 bbls/j d'huile (un débit en croissance qui a atteint 1214 bbls/j d'huile le 26/08/2019).
- **Concession Chouech Essaida :** Reprise progressive de la production depuis le 10/07/2019 après un arrêt datant du 28/02/2017

- **Concession Adam:**
    - Mise en production du puits de développement Nour-1, le 24/06/2019, avec un débit initial de 261 bbls/j d'huile et 204 000 m^3/j de gaz.
    - Mise en production du puits de développement **Hawa-5**, le 28/12/2018, avec un débit de 690 bbls/j.
- **Concession Sidi Behara:** Remise en production du puits SBE 04 depuis le 30/12/2018 avec un débit initial de 88 bbls/j suite à des travaux de perforation.
- **Concession CH, Essaida :** Reprise progressive de la production depuis le 10/07/2019 après son arrêt le 28/02/2017
- **Concession EChouech** : Reprise progressive de la production depuis le 24/10/2019
- **Concession Sidi el Itayem et Sidi Behara**: levée du SIT-IN des agents de sous-traitance de la CFTP le 29/11/2019.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **38.2** mille barils/j (**34.5** Kbep/j) à fin décembre **2018** à **35.4** mille barils/j (**32** kbep/j) à fin décembre **2019**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle du pétrole depuis 2010 ainsi que sa variation mensuelle durant les 04 dernières années.


Production mensuelle de pétrole brut (kt)
350
300
250
200
150
100
50
0
janv-10
mai-10
sept-10
janv-11
mai-11
sept-11
janv-12
mai-12
sept-12
janv-13
mai-13
sept-13
janv-14
mai-14
sept-14
janv-15
mai-15
sept-15
janv-16
mai-16
sept-16
janv-17
mai-17
sept-17
janv-18
mai-18
sept-18
janv-19
mai-19
sept-19
Arrêt de la production dans les champs de sud


Production mensuelle de pétrole brut
kt
200
150
100
50
0
Jan
Fev
Mars
Avril
Mai
Juin
Juil
Aout
Sep
Oct
Nov
Dec
2016
2017
2018
2019
Baisse remarquable de la production en 2017 suite à l'arrêt de la production dans les champs de sud

II-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2018	A fin décembre				
		2010 (1)	2018 (2)	2019 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM%) (3)/(1)
						Unité : ktep-pci
PRODUCTION NATIONALE +F.FiSCAL	**2 511**	**3 903**	**2 511**	**1 999**	-20%	-7%
Production nationale	**1 763**	**2 728**	**1 763**	**1 554**	-12%	-6%
Miskar	*526*	*1 360*	*526*	*572*	9%	-9%
Gaz Com Sud (1) (3)	*320*	*339*	*320*	*296*	-7%	-1%
Gaz Chergui	*207*	*246*	*207*	*176*	-15%	-4%
Hasdrubal	*525*	*414*	*525*	*401*	-24%	0%
Maamoura et Baraka	*48*	*43*	*48*	*10*	-79%	-15%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib (2)	*126*	*327*	*126*	*100*	-21%	-12%
El Bibene (4)	*12*	*0*	*12*	*0*	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	**748**	**1 175**	**748**	**445**	-41%	-10%
Achats	**2 630**	**947**	**2 630**	**3 121**	19%	14%
PRODUCTION NATIONALE +F.FiSCAL	**1 959**	**4 336**	**2 791**	**2 221**	-20%	-7%
Production nationale	**1 946**	**3 031**	**1 959**	**1 727**	-12%	-6%
Miskar	*584*	*1 511*	*584*	*635*	9%	-9%
Gaz Com Sud (1) (3)	*355*	*376*	*355*	*329*	-7%	-1%
Gaz Chergui	*230*	*273*	*230*	*196*	-15%	-4%
Hasdrubal	*583*	*460*	*583*	*445*	-24%	0%
Maamoura et Baraka	*53*	*48*	*53*	*11*	-79%	-15%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib (2)	*140*	*363*	*140*	*111*	-21%	-12%
El Bibene (4)	*14*	*0*	*14*	*0*	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	**831**	**1 305**	**831**	**494**	-41%	-10%
Achats	**2 922**	**1 053**	**2 922**	**3 467**	19%	14%

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

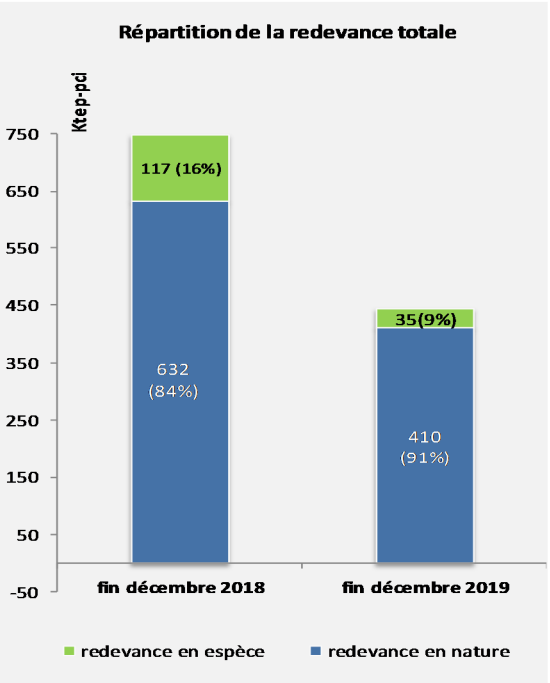
(2)Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017

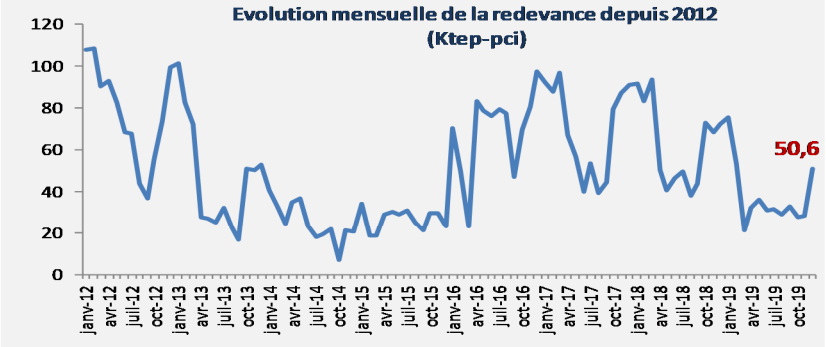
(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017

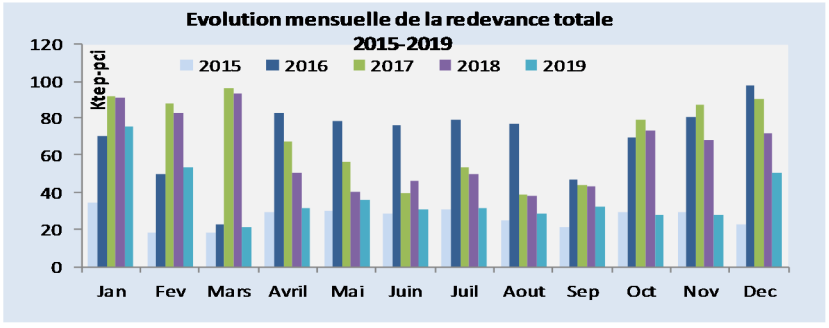
(4) Début de commercialisation de gaz vers la société "Power Turbine Tunisia" le 30/05/2018, arrêt de la production depuis le 29/10/18 suite à l'augmentation de la production d'eau et la diminution de la pression

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1999** ktep, courant l'année 2019, **enregistrant ainsi une baisse de 20%** par rapport à la même période de l'année précédente suite à la baisse de la production de **12**% et la chute du forfait fiscal sur le transit du gaz algérien de **41**%. Notons à ce propos :

- ✓ Champs Maamoura et Baraka : baisse de la production de 85% suite à l'arrêt de la production du champ Baraka du 26/02/2019 au 15/05/2019.
- ✓ Champ Hasdrubal : baisse de la production de 24%, des perturbations répétitives persistent depuis mars 2018 à cause des problèmes techniques. Le champ a été en arrêt planifié du 27/10/2019 au 25/11/2019.
- ✓ 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.
- ✓ Gaz commercial du sud : arrêt de la livraison du gaz au niveau de plusieurs champs notamment CHEROUQ et DURRA et réduction de la production au niveau de la concession Adam du 14 au 28/02/2019 à cause des opérations de maintenances du compresseur de la STEG.
- ✓ Concession MLD : Démarrage du projet de valorisation du gaz torché le 03-05-2019 avec un débit moyen de 38 103m^3/j
- ✓ Concession CH. Essaida **:** Reprise de la vente du gaz depuis le 29/10/2019
- ✓ Baisse remarquable du forfait fiscal sur le transit de gaz d'origine algérienne (-**41**%) au cours de l'année **2019** par rapport à **2018**. 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.





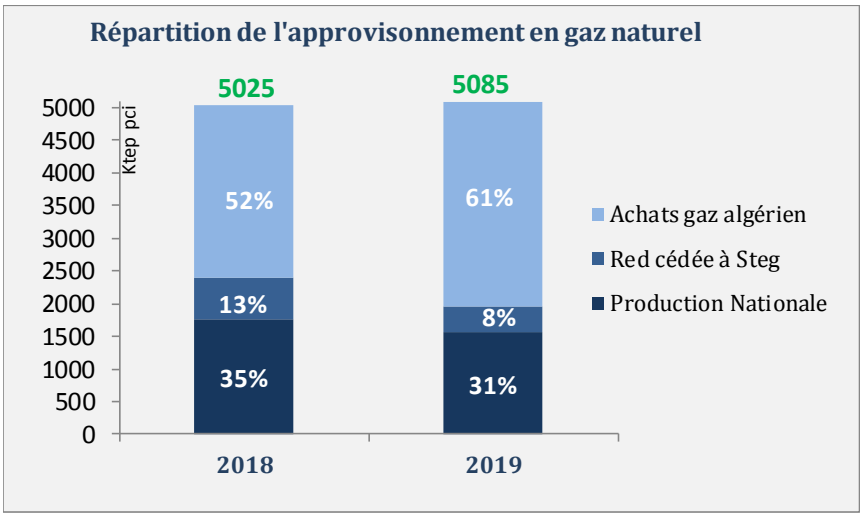


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **19**%, entre fin décembre **2018** et fin décembre **2019**, pour se situer à **3121** ktep à cause de la baisse de la production nationale d'une part et de la redevance sur le transit du gaz algérien, d'autre part.

Durant ~~les **12** mois de~~ **2019**, la demande nationale en gaz naturel a été couverte par :

1. La production nationale à hauteur de **31**%.
2. L'achat du gaz algérien à hauteur de **61**%.
3. La redevance consommée à **8**%.



Concernant le gazoduc trans méditerranéen, un accord entre l'Etat Tunisien, l'ENI et la SOTUGAT a été signé le 02/07/2019 et ratifié par la loi n°50/2019 du 16/07/2019. Il porte principalement sur la prorogation de l'accord sur le gazoduc algérien transitant par la Tunisie, au profit du groupe pétrolier italien "Eni", et ce, pour une durée supplémentaire de 10 ans à partir du 1er Octobre 2019. Il autorise aussi l'exclusivité pour la SOTUGAT du transport par le gazoduc trans-tunisien. Cet accord a été matérialisé par le décret gouvernemental N° 2019-824 du 20/09/2019.



3 Consommation d'hydrocarbures

III-1Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS

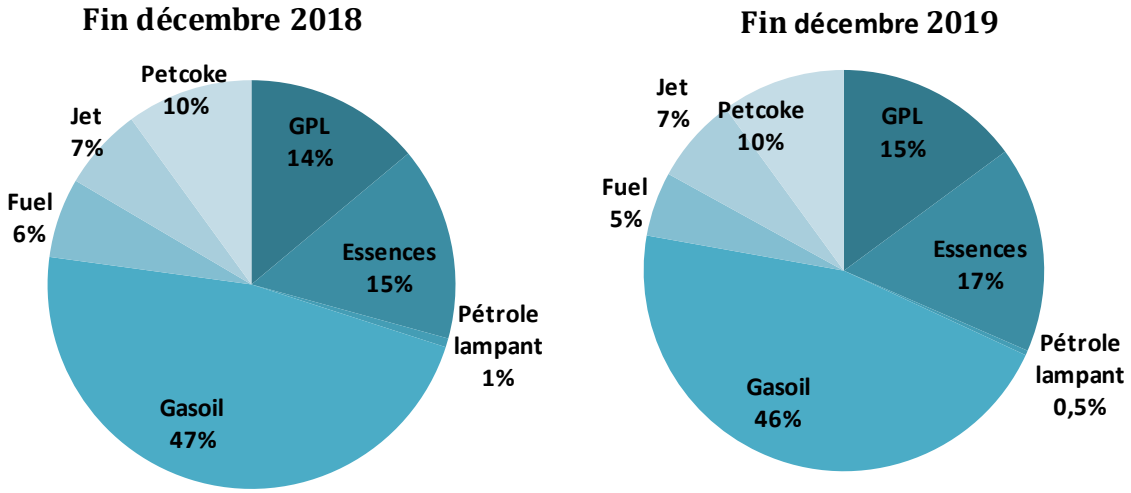
Unité : ktep

	Réalisation en 2018	A fin décembre 2010 (1)	2018 (2)	2019 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM(%) (3)/(1)
GPL	639	528	639	666	4%	3%
Essences	702	501	702	746	6%	5%
Essence Super	*0*	*2*	*0*	*0*	-	-
Essence Sans Pb	*694*	*498*	*694*	*728*	*5%*	*4%*
Essence premium	*8*	*0*	*8*	*18*	*115%*	-
Pétrole lampant	31,1	67,6	31,1	17,8	-43%	-14%
Gasoil	2162	1910	2162	2055	-5%	1%
Gasoil ordinaire	*1798*	*1799*	*1798*	*1674*	*-7%*	*-1%*
Gasoil SS	*361*	*111*	*361*	*374*	*4%*	*14%*
Gasoil premium	*3*	*0*	*3*	*7*	*139%*	-
Fuel	289	370	289	234	-19%	-5%
STEG & STIR	*28*	*6*	*28*	*6*	*-78%*	*1%*
Hors (STEG & STIR)	*261*	*364*	*261*	*228*	*-13%*	*-5%*
Fuel gaz(STIR)	0	2	0	0	-	-
Jet	298	256	298	311	4%	2%
Coke de pétrole	459	323	459	450	-2%	4%
Total	**4580**	**3956**	**4580**	**4480**	-2%	1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	**4552**	**3949**	**4552**	**4474**	-2%	1%

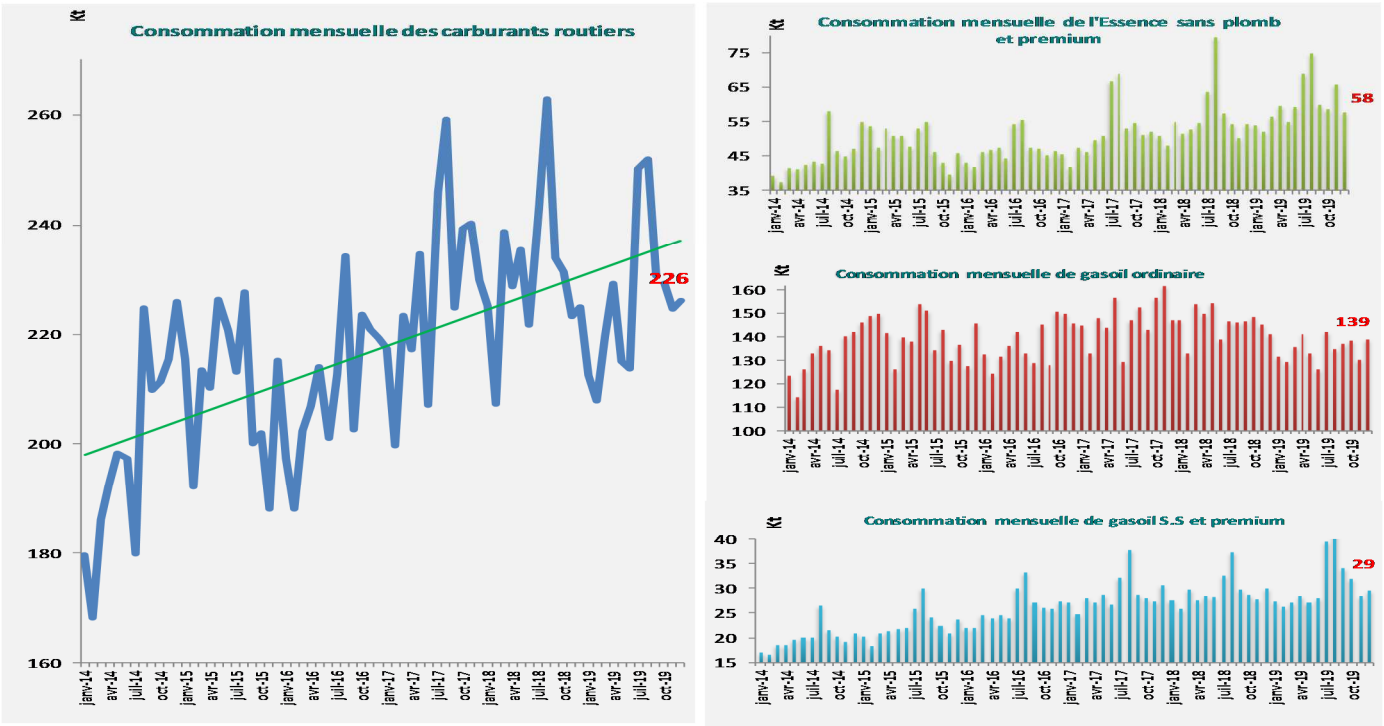
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin décembre 2018 et fin décembre 2019, une baisse de **2%** pour se situer à **4480** ktep. Cette baisse est due principalement à la diminution de la demande du gasoil (**-5**%) et du fuel (**-19**%) et de pétrole lampant (**-43**%).

La structure de la consommation de produits à fin décembre 2018 et fin décembre 2019 est représentée dans les graphiques suivants :

La consommation des carburants routiers



***La consommation des carburants routiers**



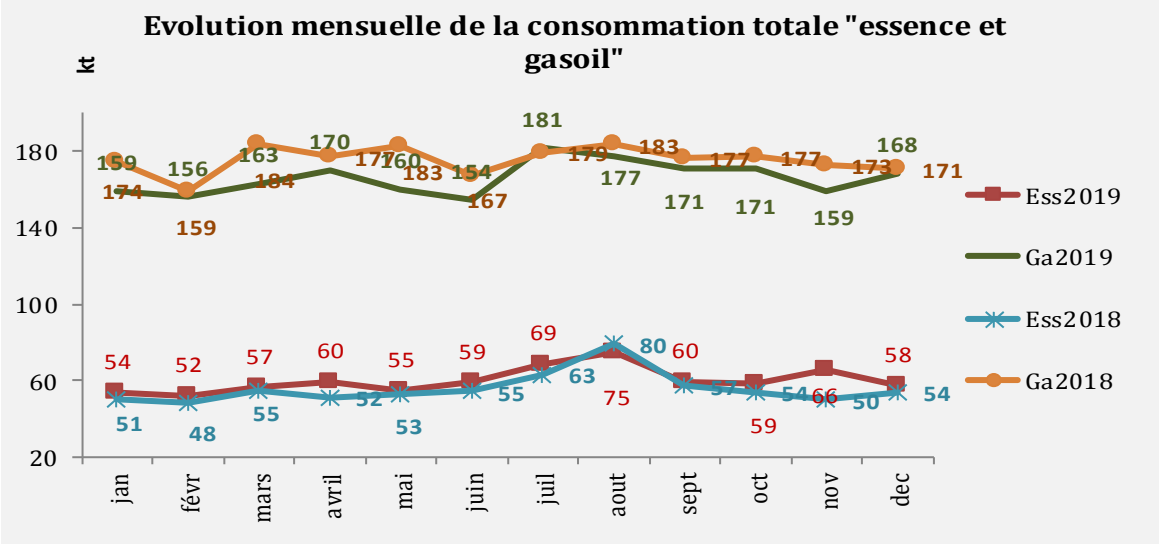
La consommation des carburants routiers a diminué, à fin décembre 2019, de **2**% par rapport à fin décembre 2018. Elle représente **63**% de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de gasoil total a diminué de **5%** par rapport au niveau de l'année dernière contre une augmentation de celle des essences de **6**%.

Le graphique ci-dessus 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 **73**% de la demande totale des carburants routiers et **46**% de la demande

totale des produits pétroliers ainsi que **21**% de la demande totale d'énergie primaire à fin décembre 2019.

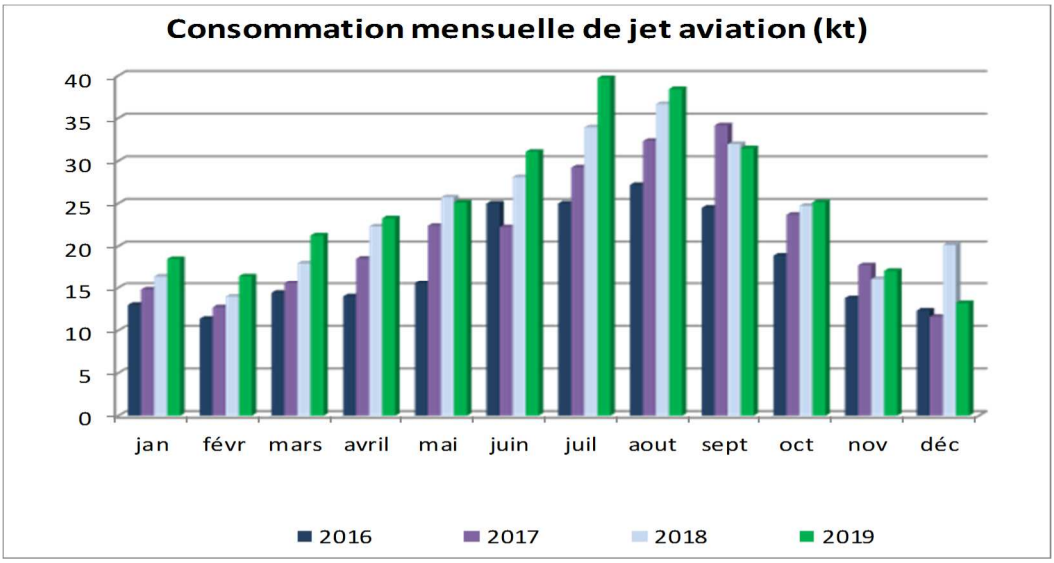
Le graphique suivant illustre l'évolution de la consommation mensuelle de carburants routiers entre 2018 et 2019.



Par ailleurs, la consommation du GPL a augmenté de **4%** entre fin décembre 2018 et fin décembre 2019 pour faire face à la vague de froid qui s'est abattue sur tout le teritoire national durant janvier et février 2019.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une diminution de **2%** entre fin décembre 2018 et fin décembre 2019 (données partiellement estimées), une unité de production de ciment a été en arrêt pour maintenance pendant 4 mois.

D'autre part, la consommation de jet aviation continue à enregistrer une évolution positive, dans l'ensemble, de **4**%, en 2019 par rapport à 2018, synonyme d'une reprise progréssive du secteur touristique.



Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin décembre			Remarques
	2018 (1)	2019 (2)	Var (%) (2)/(1)	
				en ktep
GPL	20	3	-85%	
Essence Sans Pb	3	0	-	Reprise de l'unité de Paltforming le 17/08/2018 puis arrêt depuis le 25/08/2018
Petrole Lampant	35	11,2	-68%	
Gasoil ordinaire	418	42	-90%	
Fuel oil BTS	331	46	-86%	
Virgin Naphta	251	34	-86%	
White Spirit	13,0	2	-	
Total production STIR	1071	138	-87%	Raffinerie en arrêt du 06/01/2019 au 26/11/2019.
Taux couverture STIR (3)	23%	3%	-87%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	10,7%	1,3%	-88%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement de la raffinerie	275	41	-85%	

- Il convient de noter la reprise de la production au niveau de la raffenirie à partir du **26** novembre **2019**.

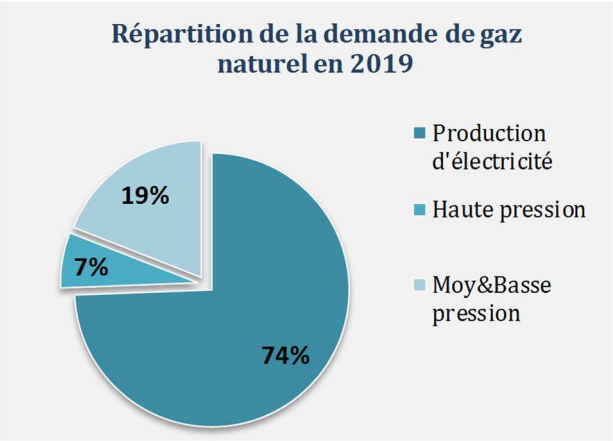
III-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2018	A fin décembre 2010 (1)	2018 (2)	2019 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	**5 023**	**4 315**	**5 023**	**5 077**	**1,1%**	**2%**
Production d'électricité	**3 609**	**3 143**	**3 609**	**3 777**	5%	*2%*
Hors prod élec	**1 415**	**1 173**	**1 415**	**1 300**	-8%	*1%*
Haute pression	**399**	*379*	*399*	*332*	*-17%*	*-1%*
Moy&Basse pression	**1 016**	*794*	*1 016*	*967*	*-5%*	*2%*
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	**4 009**	**4 795**	**5 582**	**5 641**	**1,1%**	**2%**
Production d'électricité	**1 572**	**3 492**	**4 009**	**4 197**	5%	2%
Hors prod élec	**1 572**	**1 303**	**1 572**	**1 444**	-8%	1%
Haute pression	**443**	*421*	*443*	*369*	-17%	-2%
Moy&Basse pression	**1 129**	*882*	*1 129*	*1 075*	-5%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une légère augmentation de **1%** entre l'année **2018** et **2019** se situant à **5077** ktep. La demande de gaz naturel pour la production électrique a augmenté de 5% alors que celle pour les autres usages a baissé de 8%.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**74**% de la demande totale courant les **12** mois de **2019**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **97**%.



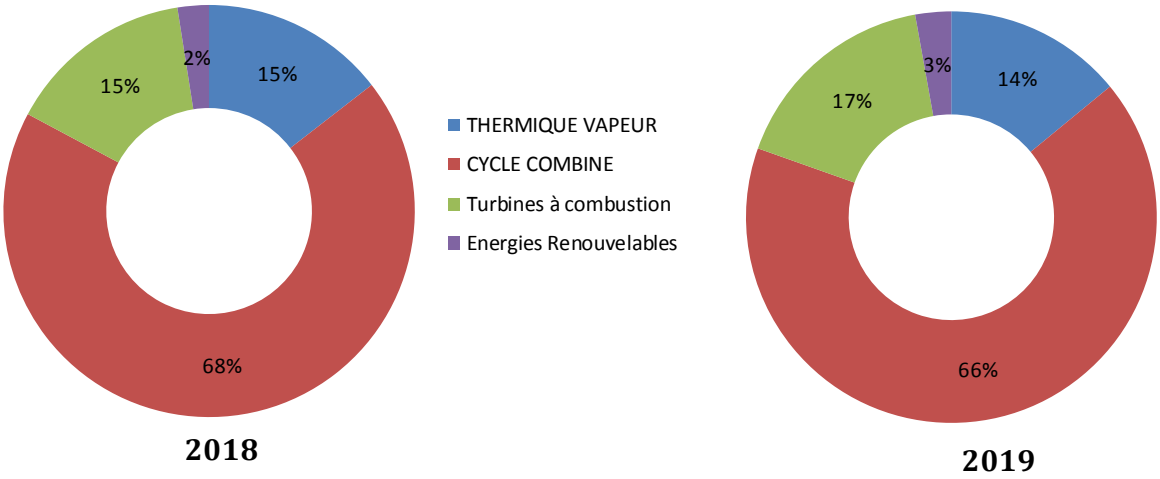
Quant aux usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une baisse de **8**% pour se situer à **1300** ktep. Si la demande des clients moyenne et basse pression a diminué de **5**%, celle des clients haute pression a chuté de **17**%.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une quasi statbilité entre 2018 et 2019 en se situant à **215** tep/GWh.

En effet, la production d'électricité à partir de gaz naturel ainsi que la demande en gaz naturel du secteur électrique, ont augmenté de **5**%.

Nous avons noté une baisse de la production des cycles combinés de **68%** à **66%** on faveur de la part des turbines à combustion qui sont passées de **15%** à **17%** avec l'entrée en production de la centrale de Mornaguia.

Répartition de la production éléctrique par moyen de production



2018 **2019**

4 Bilan énergétique



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2018	A fin décembre 2010 (1)	2018 (2)	2019 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
RESSOURCES	**4600**	**7898**	**4600**	**3928**	-15%	-7%
Pétrole [1]	1863	3789	1863	1727	-7%	*-8%*
GPL primaire [2]	185	190	185	152	-18%	*-2%*
Gaz naturel	2511	3903	2511	2000	-20%	*-7%*
Production	*1763*	*2728*	*1763*	*1555*	*-12%*	*-6%*
Redevance	*748*	*1175*	*748*	*445*	*-41%*	*-10%*
Elec primaire	40	16	40	49	20%	*13%*
DEMANDE	**9644**	**8342**	**9644**	**9606**	-0,4%	2%
Produits pétroliers	4580	3956	4580	4480	-2%	1%
Gaz naturel	5024	4369	5024	5077	1%	2%
Elec primaire	40	16,2	40	49	20%	*13%*
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance [3]	-5044	-444	-5044	-5678		
Sans comptabilisation de la redevance [4]	-5792	-1619	-5792	-6123		

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 hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

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

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

En d'autres termes :

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

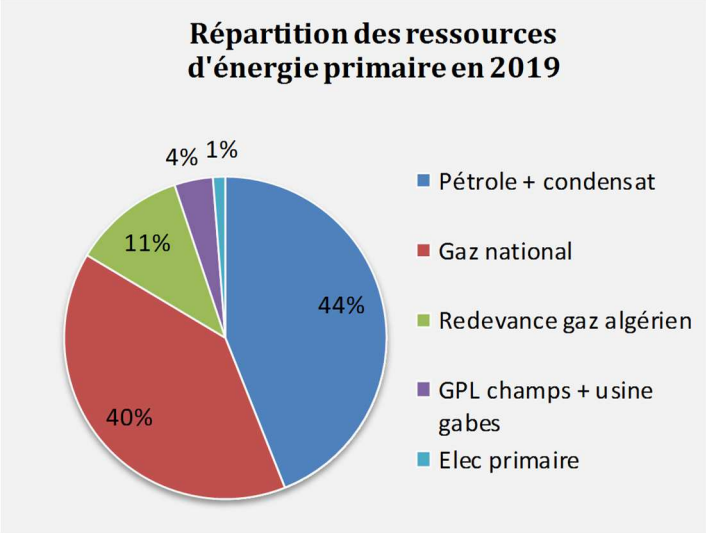
Unité : kbep/j

	Réalisé en 2018	A fin décembre 2010 (1)	2018 (2)	2019 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
RESSOURCES	**86,3**	**148,2**	**86,3**	**73,7**	-15%	-7%
DEMANDE	**181,0**	**156,5**	**181,0**	**180,3**	-0,4%	2%
SOLDE (1)	**-95**	**-8**	**-95**	**-107**		

(1) avec comptabilisation de la redevance

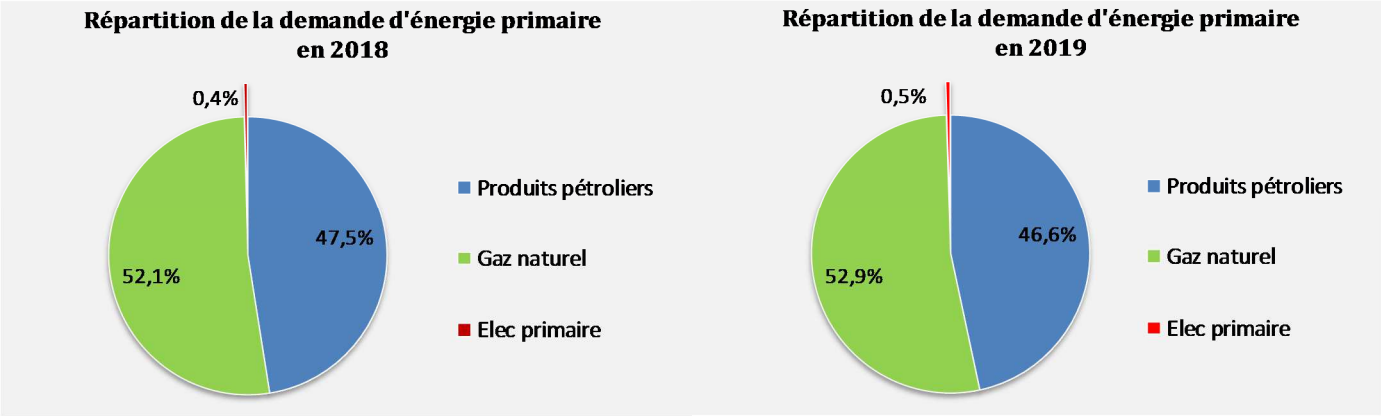
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.9** Mtep à fin décembre **2019** (équivalent à **73.7 kbep/j**), enregistrant ainsi une baisse de **15**% par rapport à l'année précédante à cause, surtout, de la régression des ressources en gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **84**% 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 enregistré une légère diminution de **0.4%** entre **2018** et **2019** pour se situer à **9.6** Mtep (équivalent à **180.3** kbep/j).

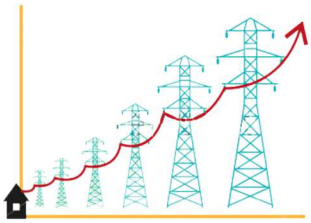
La répartition de la demande a peu changé en l'espace d'une année : en effet, le gaz naturel représente **53**% durant **2019** et **52%** en **2018**.



Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître au cours de 2019, **un déficit** de **5.7 Mtep** contre **5 Mtep** enregistré en 2018. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **41%** en 2019 contre **48%** en 2018.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **36%** en 2019 contre **40**% en 2018.

5 Electricité



PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2018	A fin décembre 2010 (1)	2018 (2)	2019 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
STEG	**15715**	**11 902**	**15 715**	**17007**	**8%**	**4%**
FUEL + GASOIL	1	10	1	0,4	-58%	**-30%**
GAZ NATUREL	15245	11729	15245	16441	8%	**4%**
HYDRAULIQUE	17	54	17	66	299%	**2%**
EOLIENNE	453	109	453	500	10%	**18%**
SOLAIRE(1)	_	0,00	0,00	0,15	_	
IPP (GAZ NATUREL)	3373	3318	3373	3071	**-9%**	**-1%**
ACHAT TIERS	155	43	155,0	155,0	**0%**	**15%**
PRODUCTION NATIONALE(*)	**19243**	**15 263**	**19 243**	**20 234**	**5%**	**3%**

(1): En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement , la production des toitures photovoltaiques n'est pas comptabilisée,

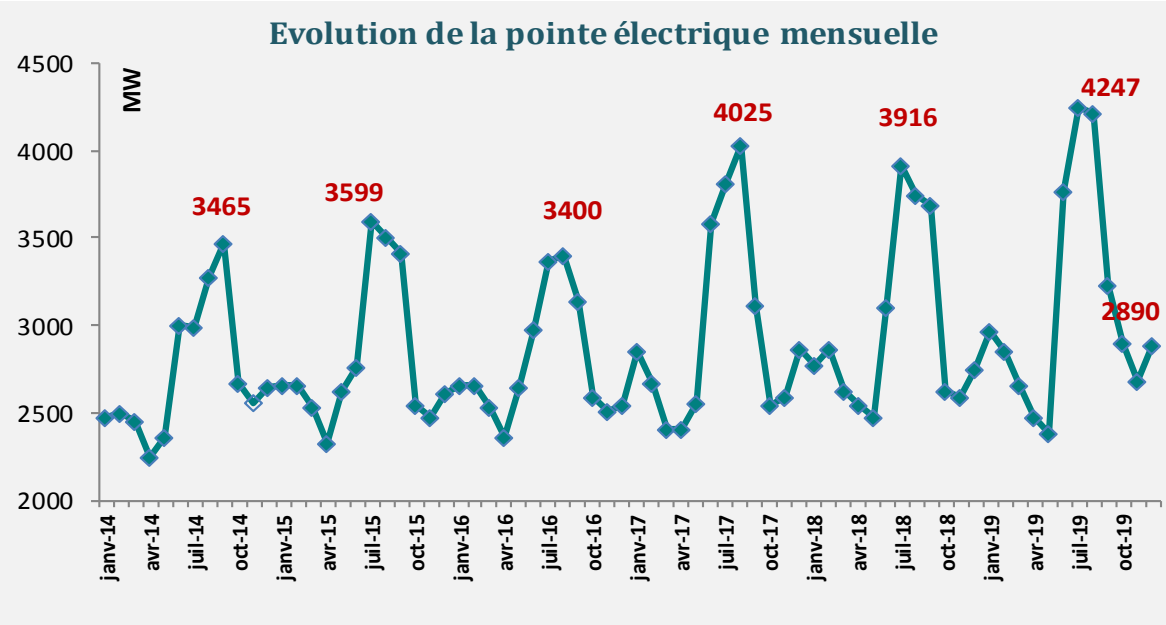
La production totale d'électricité a enregistré une hausse de **5%** entre **2018** et **2019** se situant à **20234** (hors autoproduction consommée).

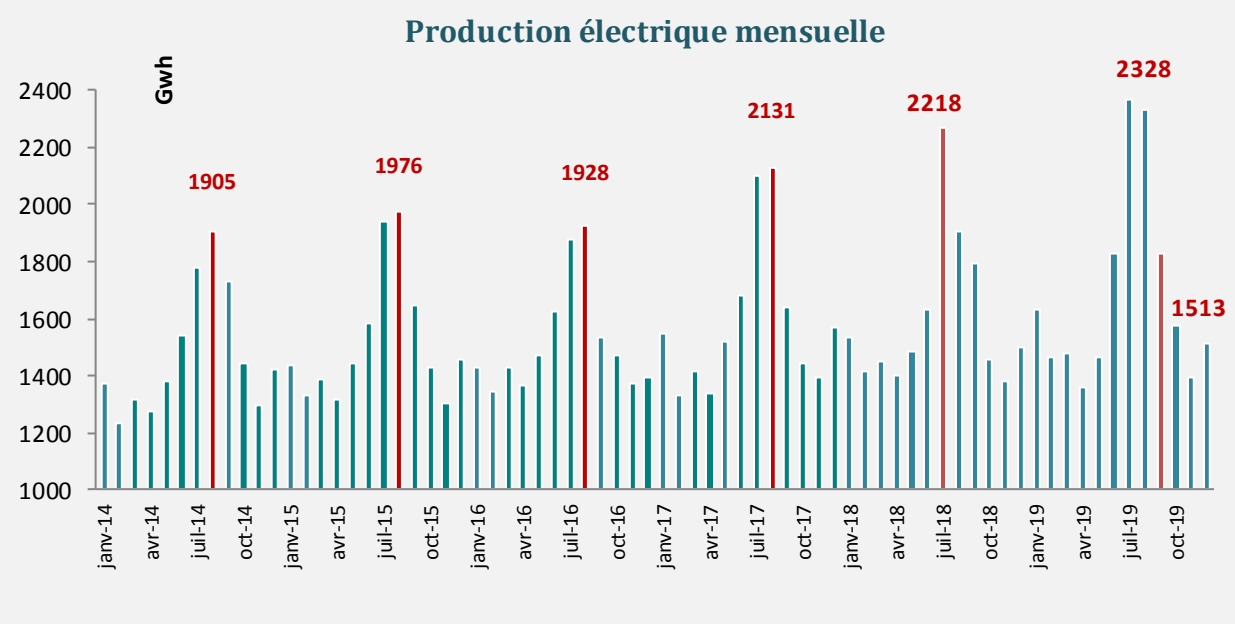
A noter que la première tranche de la turbine à gaz de la centrale électrique de Borj El Amri-Mornaguia est entrée en service courant le mois de juin **2019** avec une capacité de production de 312 mégawatts (MW). Cette centrale, dont la deuxième tranche s'achèvera en **2020**, a une capacité globale de 624 MW.

En outre, la centrale électrique à cycle combiné Bi-arbres de Radès (étape C) a été inaugurée courant le mois de juillet **2019**. Elle a une capacité totale de **450MW**. La turbine à gaz d'une puissance de **296** MW est mise en service, la 2ème tranche qui concerne la turbine à vapeur sera opérationnelle en **2020**.

La mise en service de ces **2** centrales a permis de faire face à la forte demande pendant la saison estivale. D'ailleurs un nouveau record de la pointe a été enregistré en juillet **2019** atteignant **4247 MW** suite à la canicule qui a sévit en Tunisie en juillet **2019**. Concernant le mois décembre, la pointe a enregistré une hausse de **5%** pour atteindre **2890 MW** contre **2750 MW** en décembre **2018**.

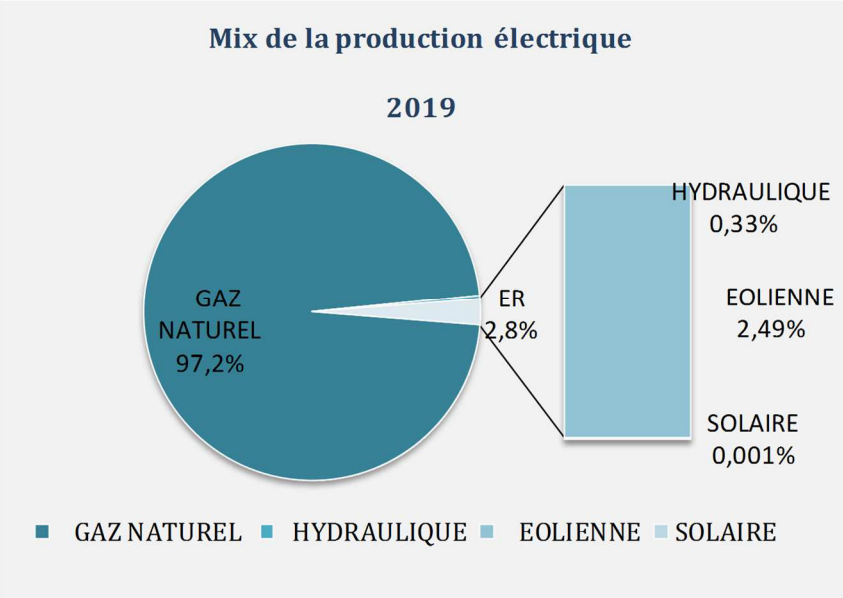
Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle d'électricité et de la pointe électrique à partir du mois de janvier 2014.





La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **84%** de la production nationale.

L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG +IPP) a enregistré une augmentation de **5%**. La production d'éléctricité à partir des énergies renouvelables représente **2.8%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le **mix de la production électrique à fin décembre 2019.**



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		
	2018	2019	Var (%)	2018	2019	Var (%)	2018	2019	Var (%)
EXPORTATIONS				**2067**	**1746**	**-16%**	**2729**	**2403**	**-12%**
PETROLE BRUT (1)	1329	1559	*17%*	1359	1598	*18%*	1837	2232	*21%*
ETAP	*727*	*1114*	*53%*	*742*	*1141*	*54%*	*988*	*1600*	*62%*
PARTENAIRES	*602*	*446*	*-26%*	*617*	*457*	*-26%*	*850*	*632*	-26%
GPL Champs	51	34	*-32%*	56	38	*-32%*	68	37	-46%
ETAP	*30*	*20*	*-35%*	*34*	*22*	*-35%*	*41*	*21*	-48%
PARTENAIRES	*21*	*15*	*-28%*	*22,7*	*16,3*	*-28%*	*27*	*16*	-42%
PRODUITS PETROLIERS	531	74	*-86%*	535	75	-86%	758	106	-86%
Fuel oil (BTS)	*296*	*35*	*-88%*	*290*	*34*	*-88%*	*383*	*49*	-87%
Virgin naphta	*235*	*39*	*-83%*	*245*	*41*	*-83%*	*375*	*56*	-85%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				*117*	*35*	*-70%*	*66*	*28*	-57%
IMPORTATIONS				**7854**	**7861**	**0,1%**	**9001**	**9868**	**10%**
PETROLE BRUT (3)	512	125	*-76%*	524	129	*-75%*	801	194	*-76%*
PRODUITS PETROLIERS	3982	4163	*5%*	3952	4167	*5%*	5676	6285	*11%*
GPL	*443*	*490*	*11%*	*490*	*542*	*11%*	*614*	*674*	*10%*
Gasoil ordinaire	*1272*	*1545*	*22%*	*1306*	*1587*	*22%*	*2131*	*2718*	*28%*
Gasoil S.S. (7)	*403*	*369*	*-8%*	*414*	*379*	*-8%*	*699*	*665*	*-5%*
Jet (6)	*284*	*302*	*6%*	*294*	*313*	*6%*	*534*	*574*	*7%*
Essence Sans Pb	*650*	*664*	*2%*	*679*	*693*	*2%*	*1188*	*1219*	*3%*
Fuel oil (HTS)	*276*	*223*	*-19%*	*270*	*218*	*-19%*	*293*	*234*	*-20%*
Pétrole lampant	*0*	*0*	-	*0*	*0*	-	*0*	*0*	-
White spirit	*2,3*	*2,2*	*-2%*	*2*	*2*	*-2%*	*6*	*7*	*26%*
Coke de pétrole (4)	*652*	*568*	*-13%*	*497*	*433*	*-13%*	*211*	*195*	*-8%*
GAZ NATUREL				3378	3565	*6%*	2523	3389	*34%*
Redevance totale (2)				*748*	*445*	*-41%*	*0*	*0*	_
Achat (5)				*2630*	*3121*	*19%*	*2523*	*3389*	*34%*

(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 2019

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

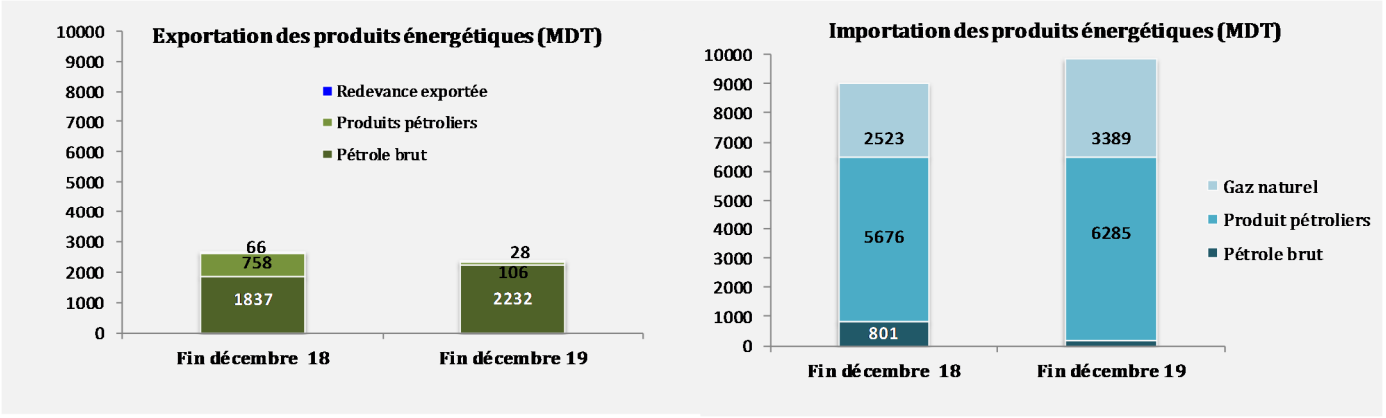
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

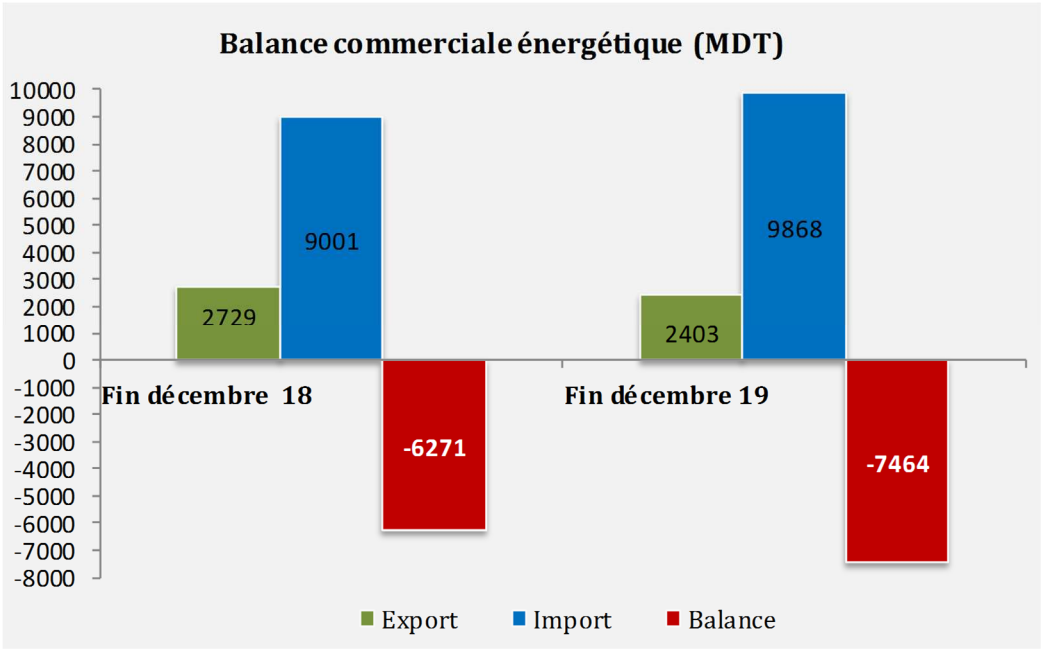
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1er janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

---

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

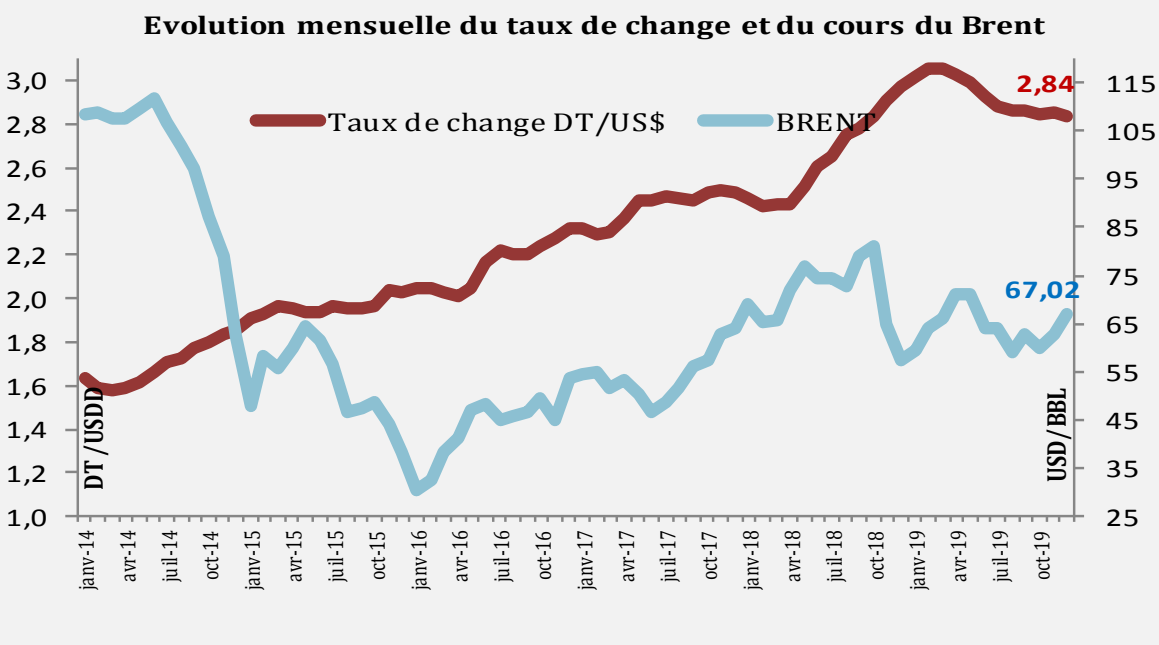
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **12**% accompagnée par une hausse des importations en valeur de **10**%. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **6271** à fin décembre 2018 à **7464** à fin décembre 2019, soit une dégradation de **19**% (compte tenu de la redevance du gaz algérien exportée).

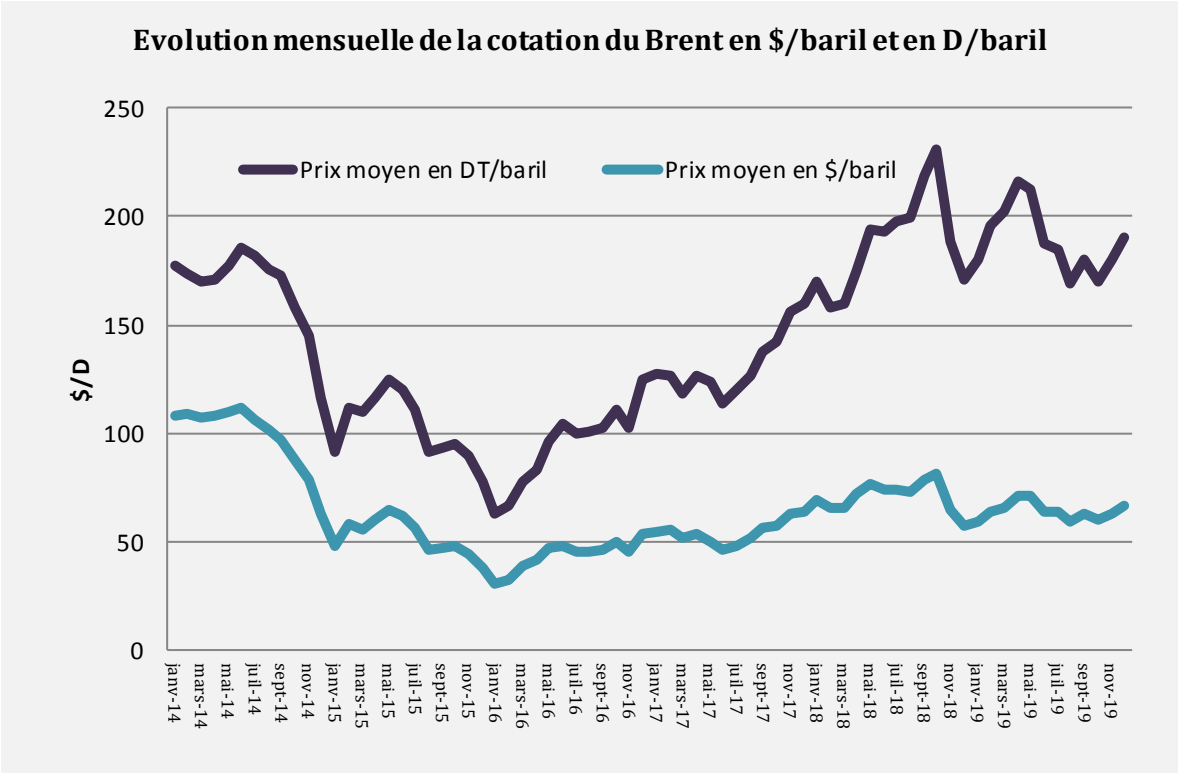




Durant le mois de décembre 2019, les cours du Brent ont augmenté: **67,02** $/bbl courant décembre **2019** contre **57,37** $/bbl courant décembre **2018**.

Le Dinar tunisien continu d'enregistrer une appréciation par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange de produits énergétiques.

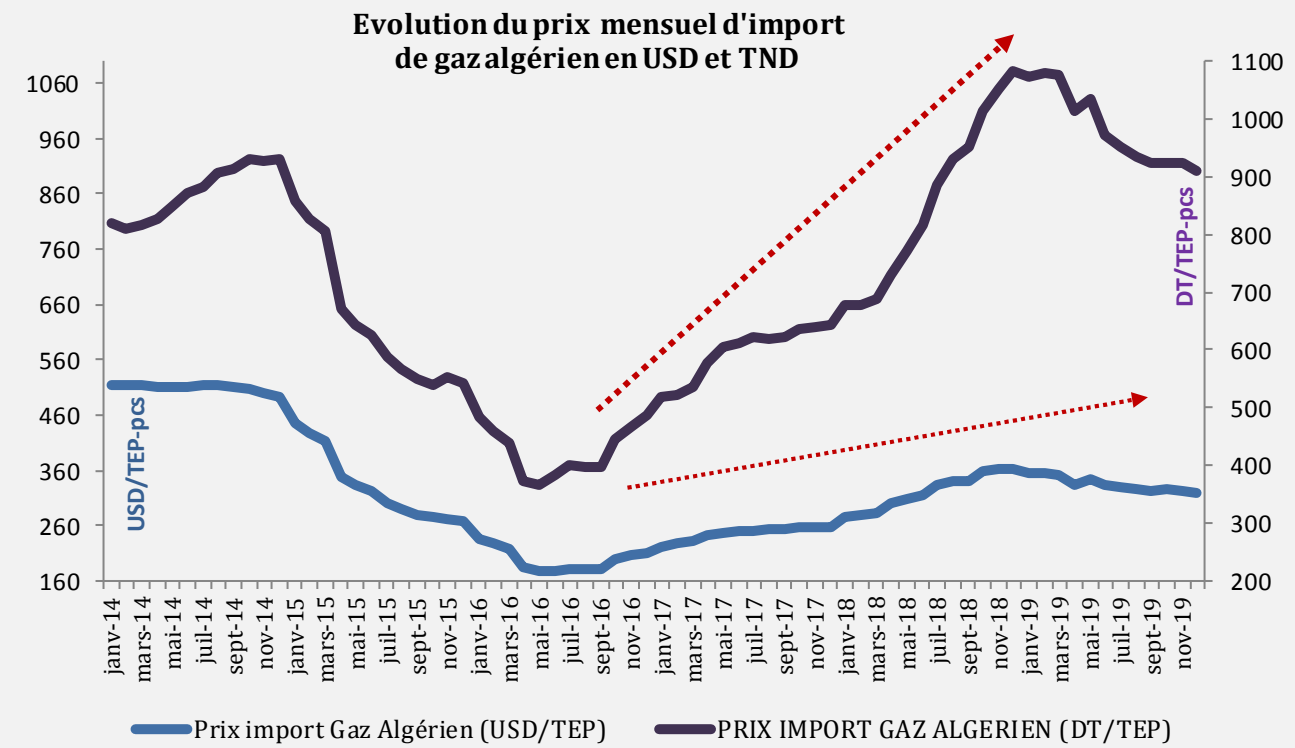




(+) Comparés aux 12 mois de 2018, les cours moyens du Brent ont enregistré à fin décembre **2019**, une baisse de **9**% : **71.04** $/bbl contre **64.3** $/bbl .

(--) Dépréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de **11**% à fin décembre 2019 en comparaison à la même période de 2018. Le taux de change a augmenté avec un rythme soutenu depuis le mois de mai 2018, il a dépassé pour la première fois le seuil symbolique de 3 DT en janvier 2019, il a commencé ensuite à se revaloriser en avril 2019 pour la première fois depuis décembre 2017 poursuivant cette tendance baissière jusqu'à fin decembre 2019.

(---) La hausse du prix moyen du gaz algérien de **13**% en DT et de **3**% en $ entre 2018 et 2019. Après avoir atteint son plus bas niveau courant le 2ème et le 3ème 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 :



Néanmoins, une légère baisse a été observée depuis janvier 2019 pour la première fois depuis août 2016. Rappelons ici que le prix du gaz algérien n'est pas parfaitement correlé 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 valeur de **11**%.

(+) Hausse des quantités du pétrole brut exportées de **17**% notament au niveau de l'ETAP qui a augmenté de **53**%. Rappelons ici que la raffinerie a repris le 26 novembre 2019 aprés un arrêt depuis le début de pour des travaux de maintenance prolongés.

(---) La hausse des achats gaz algérien de **19**% en quantité et **34**% en valeur pour faire face à l'augmentation de la demande du secteur electrique et la baisse de la production du gaz national et de la redevance du gaz algérien.

(--) Une légère exportation des produits pétroliers, reprise dela STIR le 26 novembre 2019 après son arrêt depuis le 6 janvier 2019, une première cargaison de pétrole brut a été importé en novembre 2019 et une deuxième en decembre 2019.

Energies renouvelables



Les principales réalisations dans le domaine des énergies renouvelables en **2019** :

Pour le régime d'autorisation :

- Attribution de 4 accords de principe pour des projets de production de l'électricité à partir de l'énergie éolienne d'une puissance totale de 120MW (4*30MW) courant le mois de janvier 2019.
- Attribution de 6 accords de principe pour des projets de production de l'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque d'une puissance totale de 60MW (6*10MW) courant le mois de mars 2019.
- Attribution de 10 accords de principe pour des projets de production de l'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque d'une puissance totale de 10MW (10*1MW) courant le mois d'avril 2019.
- Publication du 3ème appel à projets pour la réalisation de 70MW d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque en juillet 2019, report de la date limite de dépôt des demandes du 26 novembre 2019 au 9 janvier 2020.

Pour le régime de concession :

- Publication d'un appel d'offres restreint pour la réalisation de 500 MW d'énergie solaire photovoltaïque sur 5 sites (Kairouan, Sidi Bouzid, Gafsa, Tozeur, Tataouine) en mars 2019. Le dernier délai pour la réception des offres a été fixé pour le 19 juillet 2019. Il en découle : Réception de 8 offres . Publication des résultats le **20** decembre **2019**, 5 offres ont été retenues avec des tarifs trés intérresents.
- Publication d'un appel d'offres restreint pour la réalisation de 300 MW d'énergie éolienne sur 2 sites (Nabeul et Kébili)en mars 2019. Le dernier délai pour la réception des offres étant fixé courant octobre 2020(*).

(*) une erreur s'est glissée dans les numéros précedents : Le dernier délai étant fixé en octobre 2020 et non pas en octobre 2019.

Pour le régime de l'autoproduction :

- Attribution de 141 accords pour des projets d'autoproduction d'électricité à partir des énergies renouvelables connectés au réseau MT-HT d'une puissance totale de 25MW à fin octobre 2019*.
- Installation de 10MW environ de toitures photovoltaïques par les clients BT durant les 10 premiers mois de 2019*.

Pour les projets de la STEG :

- L'inauguration de la 1ere centrale photovoltaique à Tozeur en août 2019 avec une puissance de **10** MW en attendant la construction de la **2ème** tranche qui sera opérationelle en **2020**. La production a commencé en septembre 2019.

(*) derniers chiffres disponibles.

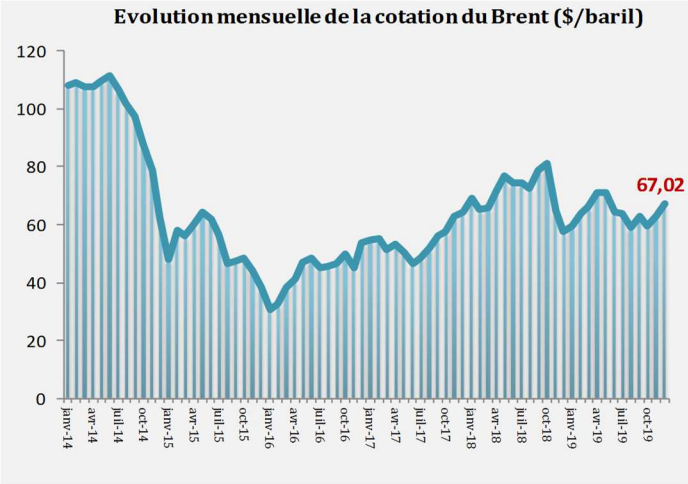
8 Prix de l'énergie



1- Brent

Prix de baril de Brent ($/baril)

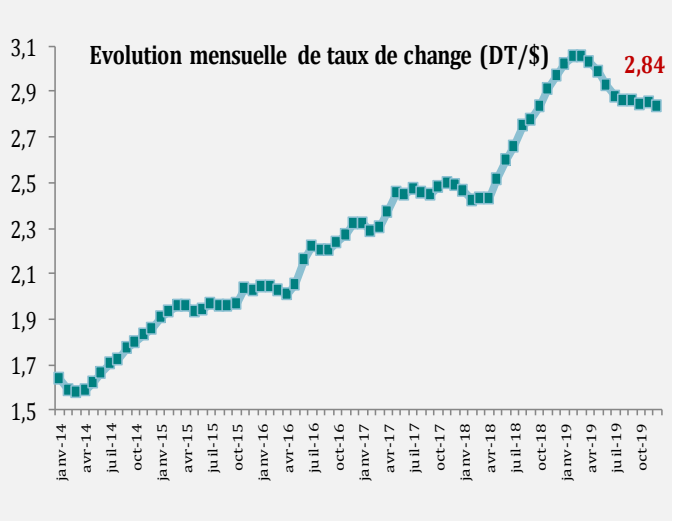
	2017	2018	2019	Variat. 19/18
Jan	54,7	69,2	59,5	-14%
Fév	55,1	65,2	64,0	-2%
Mars	51,6	65,9	66,1	0%
Avril	53,5	71,8	71,3	-1%
Mai	50,4	76,9	71,1	-8%
Juin	46,5	74,3	64,1	-14%
Juillet	48,6	74,3	64,0	-14%
Aout	51,6	72,6	59,0	-19%
Septembre	56,0	78,9	62,8	-20%
Octobre	57,4	81,2	59,7	-26%
Novembre	62,7	64,7	63,02	-3%
Décembre	**64,2**	**57,4**	**67,02**	**17%**
fin déc	**54,3**	**71,0**	**64,3**	**-9%**



2- Taux de change

Taux de change (DT/$)

	2017	2018	2019	Variat. 19/18
Jan	2,32	2,46	3,02	23%
Fév	2,29	2,42	3,05	26%
Mars	2,30	2,43	3,05	26%
Avril	2,37	2,43	3,03	25%
Mai	2,45	2,52	2,99	19%
Juin	2,45	2,60	2,93	13%
Juillet	2,47	2,65	2,88	8%
Aout	2,46	2,75	2,87	4%
Septembre	2,45	2,78	2,86	3%
Octobre	2,48	2,84	2,84	0,2%
Novembre	2,50	2,91	2,85	-2%
Décembre	**2,49**	**2,97**	**2,84**	**-4%**
fin déc	**2,42**	**2,65**	**2,93**	**11%**



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

Pétrole Brut (1)	Fin décembre 19	
	DT /bbl	$/bbl
Prix de l'importation STIR (3) (CIF)	*204*	*72*
Prix d'exportation ETAP(2) (FOB)	186	64

(1) Prix moyen pondéré

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

(3) Les importations ont eu lieu durant les 2 derniers mois de l'année

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	Fin décembre 19			
	Unités	Prix import (1)	Pcession (2)	Prix de vente(3)
Essence SSP	Millimes/litre	1416	1138	2065
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1484	1124	1570
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1522	1169	1825
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1053	634	780
GPL	Millimes/ kg	1375	222	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	17,871	2,882	7,7

(1) Prix moyen pondéré

(2) Prix à la sortie de raffinerie Bizerte par voie terrestre en vigueur de 31/03/2019

(3) Prix de vente en vigueur aux publics du 31/03/2019

5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)	2018	Fin décembre 19
Prix d'importation Gaz Algérien	863,5	977,3

Prix de vente Moyen	Année 2017	Année 2018
HP	524,6	575,5
MP	411,5	480,1
BP	386,6	407,7
Prix de vente Global (hors taxe)	**460,4**	**508,0**

6- Electricité

ELECTRICTE (millimes/kWh)	Année 2017	Année 2018
Prix de vente Moyen		
HT	159,6	179,9
MT	186,0	213,3
BT	189,4	205,0
Prix de vente Global (hors taxe)	**189,6**	**206,3**

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 et des Mines
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
Mm^3/j	Million de normal mètre cube par jour
kbep/j	Mille barils équivalent pétrole 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 :

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

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