

REPUBLIQUE TUNISIENNE
MINISTERE DE L'ENERGIE, DES MINES ET DE LA TRANSITION ENERGETIQUE
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des Mines

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, décembre 2019

Version définitive du 10 février 2021





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 en **2019** contre **38.2** mille barils/j en **2018**.
- Baisse de la production de **7%** en 2019 par rapport à 2018.

Gaz naturel

- **4.98** millions de m³/j en 2019 contre **5.48** millions de m³/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 **(-14 %)**.
- Légère hausse de la demande d'énergie primaire en 2019 par rapport en 2018 à **9.7 Mtep-pci**.
- Hausse du déficit du bilan d'énergie primaire : **5.8 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 hausse de la demande de produits pétroliers de **0,3%**, notamment le petcoke (+19%) et le Jet (+6%).

Demande de gaz naturel

- Légère augmentation de la demande totale de gaz naturel de **2%** en **2019** par rapport à 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 **7513**.



Exploration et développement

	Réalisé 2018	Décembre		A fin décembre	
		2018	2019	2018	2019
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	6
Nb permis abandonnés	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 développ.	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 **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 portant approbations des conventions et les annexes de ces 6 permis ont été publiées au JORT le **1^{er} 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 au 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 Km² 3D** à fin 2019.

Forage de 06 nouveaux puits d'exploration à fin 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'un e 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.
04	EBNE-2 ST	El Borma	23/11/2019	Profondeur finale : 2722m 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 d'une découverte

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 m³/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 m³/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 m³/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 m³/j** du gaz, notification d'une découverte en décembre 2019.

Développement

Forage de cinq (05) nouveaux puits de développement en 2019.

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 en **2020** suite à la clarification de la situation juridique.



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	216,32	-6%
Hasdrubal	193	193	150	-22%
El borma	270	270	233	-14%
Adam	112	112	138	23%
El Hajeb/Guebiba	103	103	95	-8%
Cherouq	102	102	106	4%
Cercina	80	80	76	-5%
Ouedzar	65	65	56	-13%
Franig/Bag/Tarfa	52	52,4	50,4	-4%
M.L.D	104	104	96	-8%
Miskar	77	77	83	8%
Barka	3	3,0	3,8	28%
Maamoura	27	27	20	-26%
Bir Ben Tartar	42	42	28	-33%
Autres	334	334	311	-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 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	151	-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	-8,3%

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 (-13%), El Hajeb/Guebiba (-8%), M.L.D (-8%), Maamoura (-26 %) et Cercina (-5%).

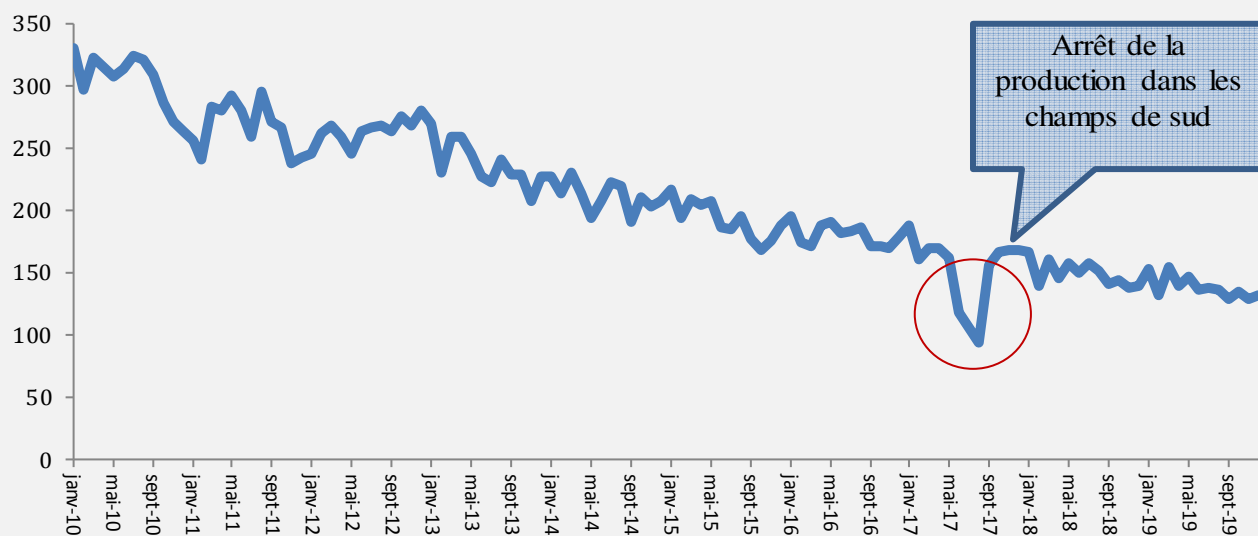
A ce titre, il convient de noter :

- **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 120000 m³/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 m³/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.

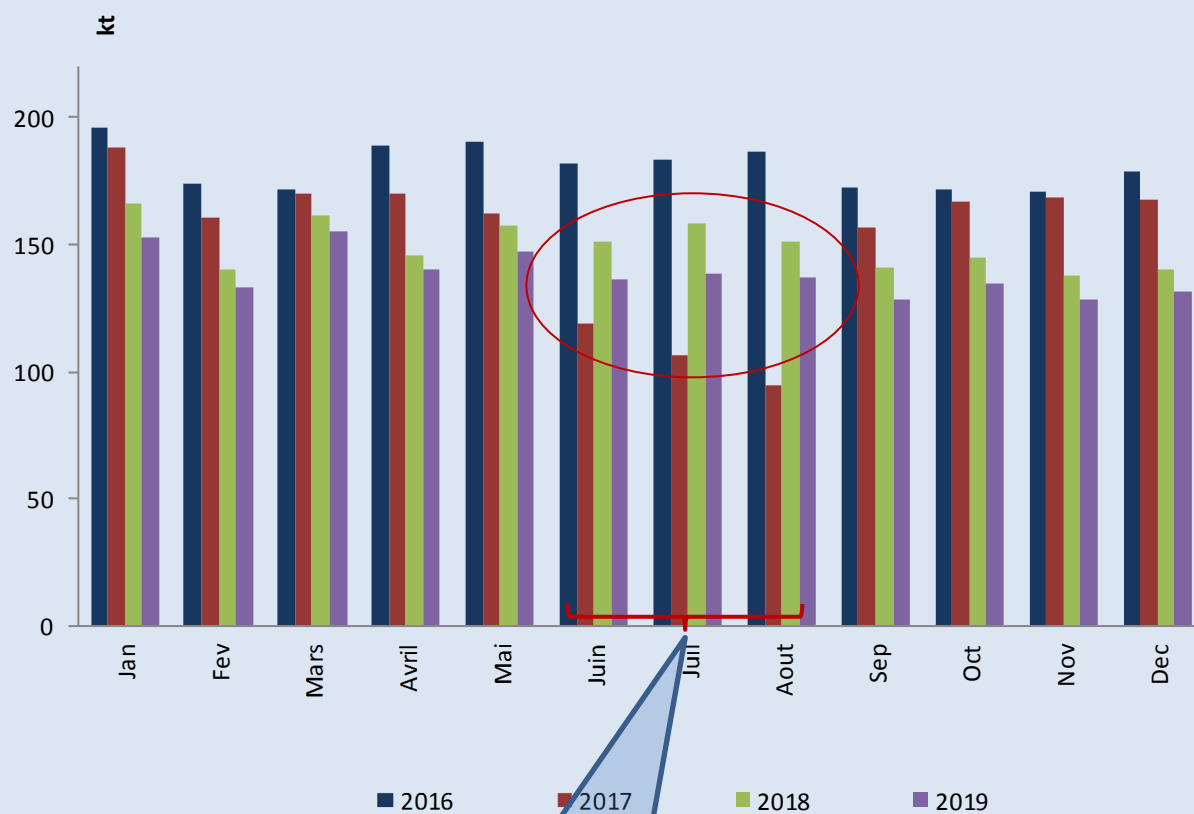
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **38.2** mille barils/j en **2018** à **35.4** mille barils/j en **2019**.

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)



Production mensuelle de pétrole brut





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	2 030	-19%	-7%
Production nationale	1 763	2 728	1 763	1 585	-10%	-6%
Miskar	526	1 360	526	572	9%	-9%
Gaz Com Sud ⁽¹⁾⁽³⁾	320	339	320	326	2%	0%
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	101	-20%	-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%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	1 959	4 336	2 791	2 255	-19%	-7%
Production nationale	1 959	3 031	1 959	1 761	-10%	-6%
Miskar	584	1 511	584	635	9%	-9%
Gaz Com Sud ⁽¹⁾⁽³⁾	355	376	355	362	2%	0%
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	112	-20%	-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

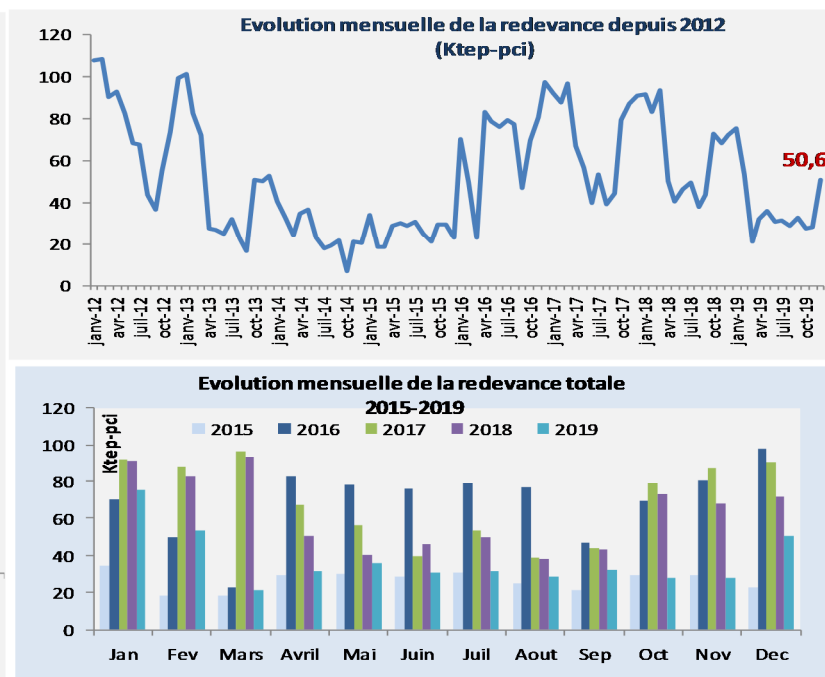
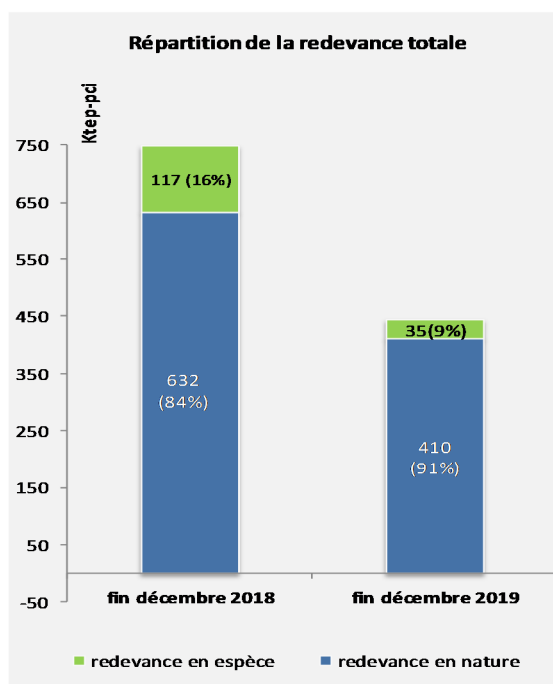
(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017

(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 2Mtep, courant l'année 2019, **enregistrant ainsi une baisse de 19%** par rapport à la même période de l'année

précédente suite à la baisse de la production de **10%** 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 79% 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 103m³/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.

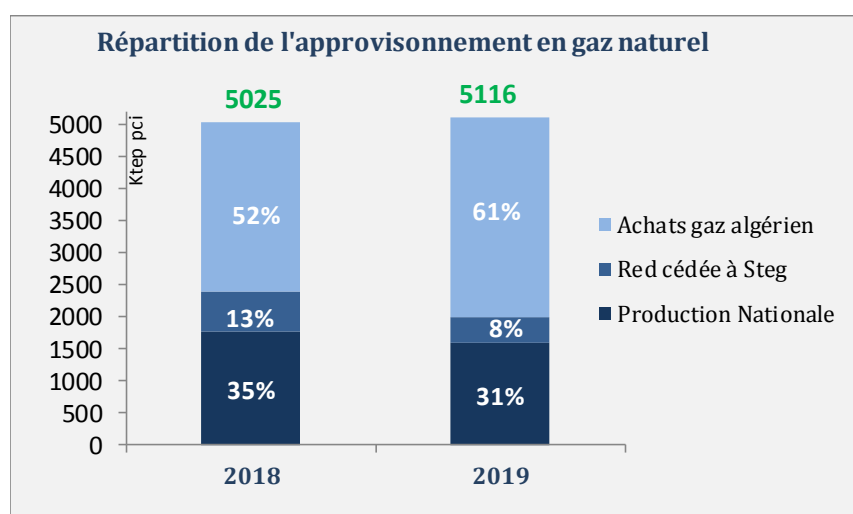


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **19%**, entre **2018** et **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 **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

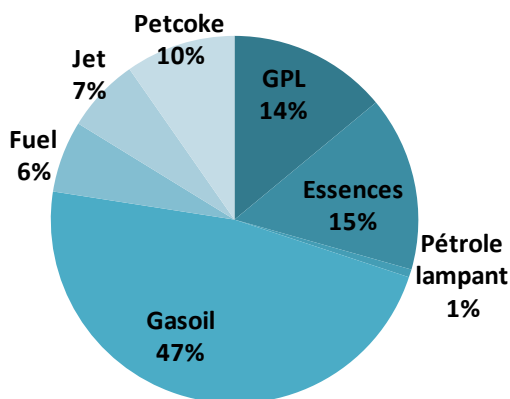
III-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
		A fin décembre				
	Réalisation en 2018	2010 (1)	2018 (2)	2019 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM(%) (3)/(1)
Unité : ktep						
GPL	639	528	639	669	5%	3%
Essences	702	501	702	746	6%	5%
<i>Essence Super</i>	0	2	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	694	498	694	728	5%	4%
<i>Essence premium</i>	8	0	8	18	115%	-
Pétrole lampant	31,1	67,6	31,1	16,5	-47%	-15%
Gasoil	2162	1910	2162	2061	-5%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1798	1799	1798	1678	-7%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	361	111	361	376	4%	15%
<i>Gasoil premium</i>	3	0	3	7	139%	-
Fuel	289	370	289	240	-17%	-5%
<i>STEG & STIR</i>	28	6	28	6	-78%	1%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	261	364	261	234	-10%	-5%
Fuel gaz(STIR)	0	2	0	0	-	-
Jet	298	256	298	315	6%	2%
Coke de pétrole	442	323	442	528	19%	6%
Total	4563	3956	4563	4577	0,3%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4535	3949	4535	4570	1%	2%

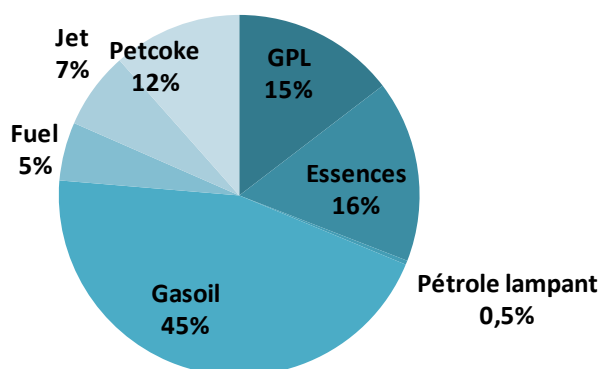
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre 2018 et 2019, une légère hausse de **0,3%** pour se situer à **4577 ktep**. Cette légère hausse est due principalement à l'augmentation de la demande du Jet (+6%), de petcoke (+19%) et des essences (+6%) alors que la demande des autres produits a diminué : le gasoil (-5%), le fuel (-17%) et le pétrole lampant (-47%).

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

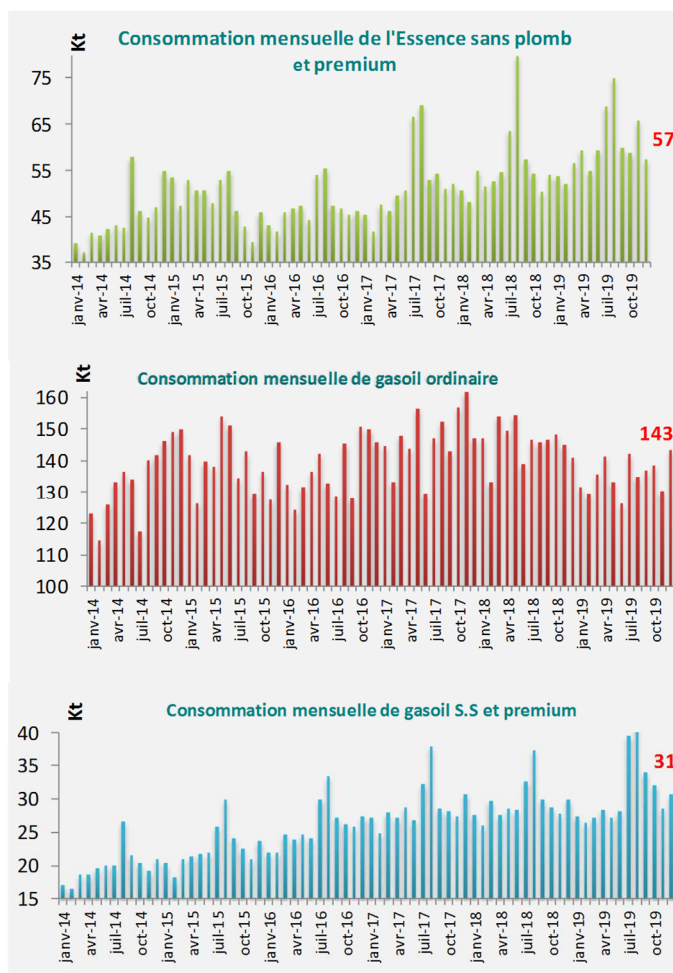
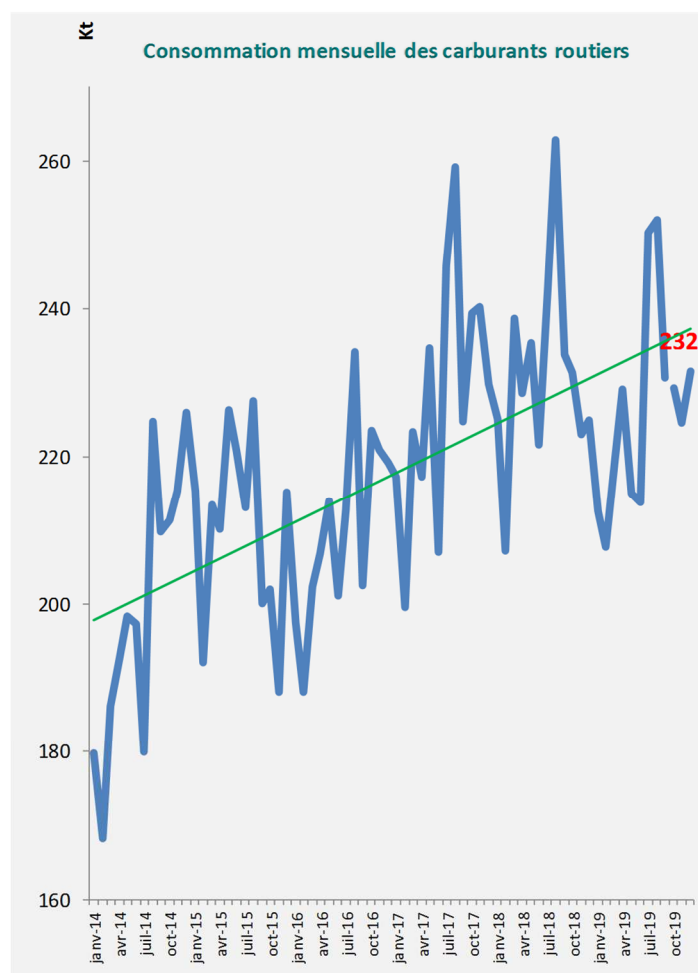
Fin décembre 2018



Fin décembre 2019



La consommation des carburants routiers

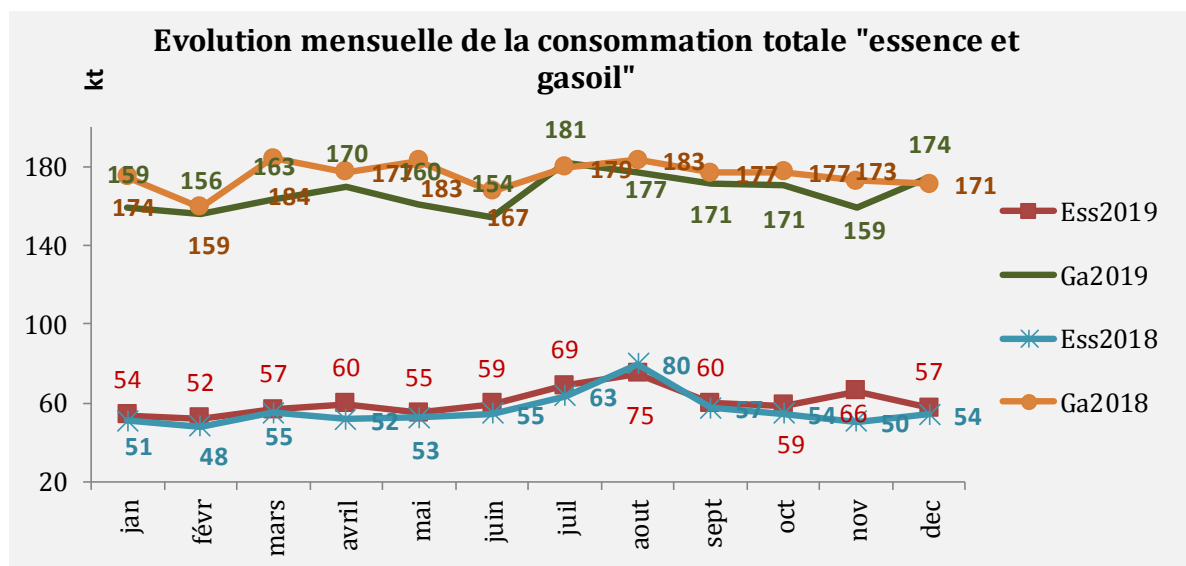


La consommation des carburants routiers a diminué, en 2019, de **2%** par rapport à 2018. Elle représente **63%** de la consommation totale des produits pétroliers.

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 en 2019.

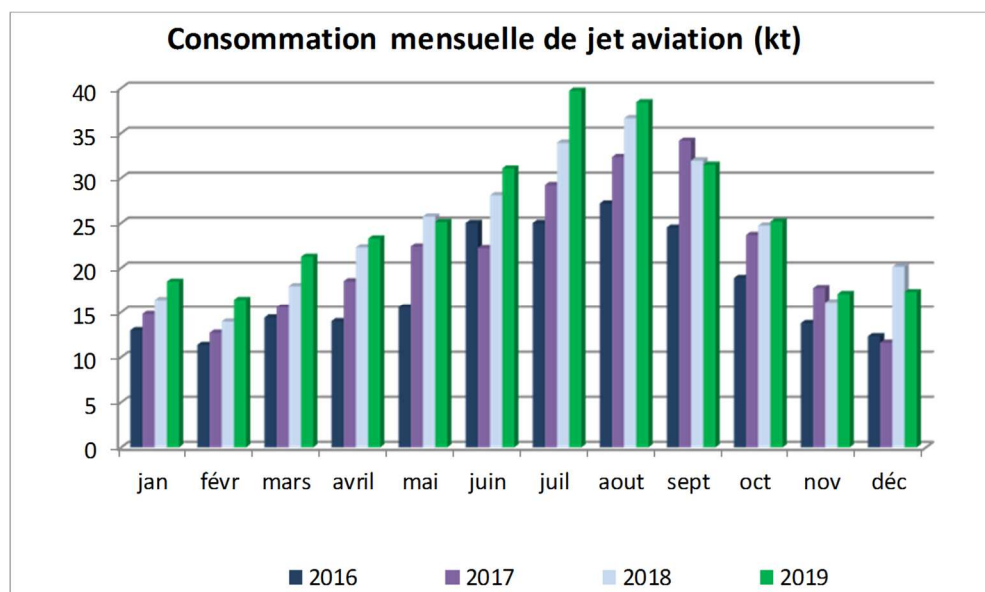
Le graphique suivant illustre l'évolution de la consommation mensuelle de carburants routiers entre 2018 et 2019.



Par ailleurs, la consommation du GPL a augmenté de **5%** en 2018 et 2019 pour faire face à la vague de froid qui s'est abattue sur tout le territoire national durant janvier et février 2019.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une légère augmentation de **1%** entre 2018 et 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 **6%**, en 2019 par rapport à 2018, synonyme d'une reprise progressive du secteur touristique.



Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	2018 (1)	A fin décembre 2019 (2)	Var (%) (2)/(1)	Remarques
				<i>en ktep</i>
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 raffinerie à partir du **26 novembre 2019**.



III-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

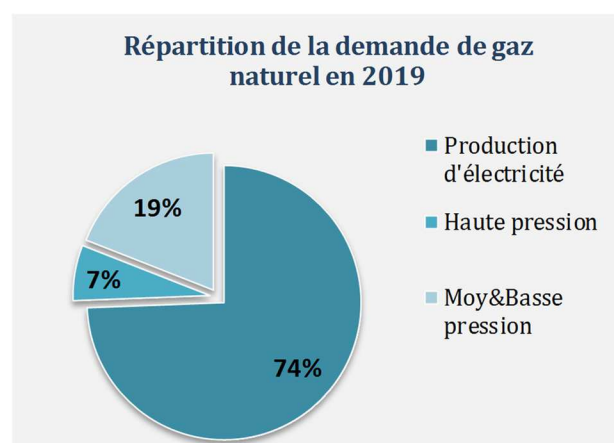
	Réalisé 2018	A fin décembre				
		2010 (1)	2018 (2)	2019 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 024	4 315	5 024	5 118	1,9%	2%
Production d'électricité	3 609	3 143	3 609	3 776	5%	2%
Hors prod élec	1 415	1 173	1 415	1 342	-5%	2%
Haute pression	399	379	399	330	-17%	-2%
Moy&Basse pression	1 016	794	1 016	1 012	0%	3%
Moy&Basse pression	1 016	81	132	114	-13%	4%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 582	4 795	5 582	5 686	1,9%	2%
Production d'électricité	4 010	3 492	4 010	4 195	5%	2%
Hors prod élec	1 572	1 303	1 572	1 491	-5%	2%
Haute pression	443	421	443	367	-17%	-2%
Moy&Basse pression	1 129	882	1 129	1 124	0%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une légère augmentation de **2%** entre **2018** et **2019** se situant à **5118** ktep. La demande de gaz naturel pour la production électrique a augmenté de 5% alors que celle pour les autres usages a baissé de 5%.

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

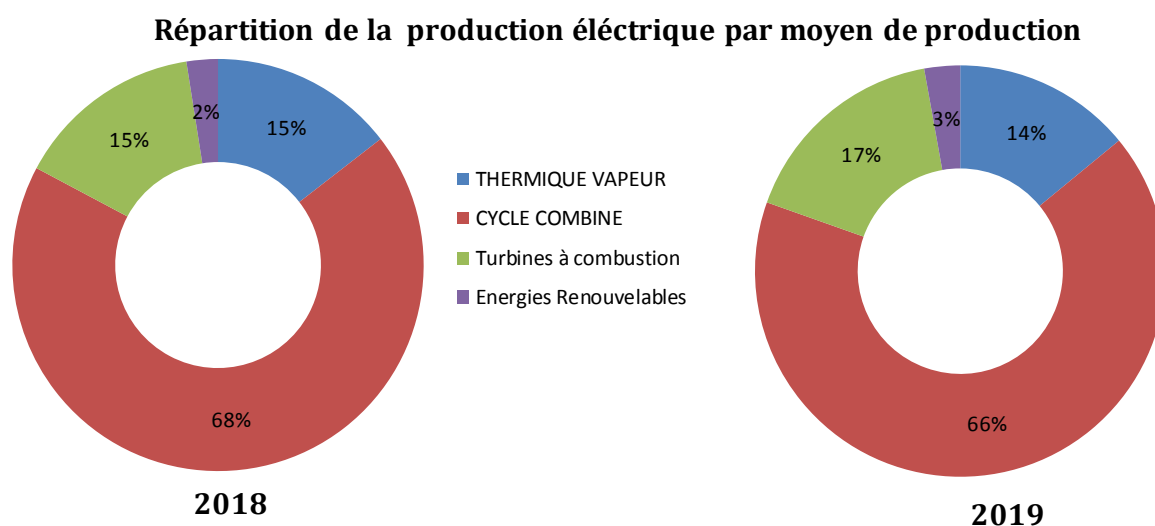
Quant aux usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une baisse de 5% pour se situer à **1342** ktep. Si la demande des clients moyenne et basse pression s'est maintenue au même niveau de l'année dernière, celle des clients haute pression a chuté de **17%**.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une quasi stabilité 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.



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	3957	-14%	-7%
Pétrole ⁽¹⁾	1863	3789	1863	1727	-7%	-8%
GPL primaire ⁽²⁾	185	190	185	151	-18%	-2%
Gaz naturel	2511	3903	2511	2030	-19%	-7%
<i>Production</i>	1763	2728	1763	1585	-10%	-6%
<i>Redevance</i>	748	1175	748	445	-41%	-10%
Elec primaire	40	16	40,377	49	20%	13%
DEMANDE	9627	8342	9627	9743	1,2%	2%
Produits pétroliers	4563	3956	4563	4577	0,3%	2%
Gaz naturel	5024	4369	5024	5118	2%	2%
Elec primaire	40	16,2	40	49	20%	13%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5027	-444	-5027	-5786		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5775	-1619	-5775	-6231		

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)

ne comprend pas 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 considérant la redevance comme étant une ressource nationale

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

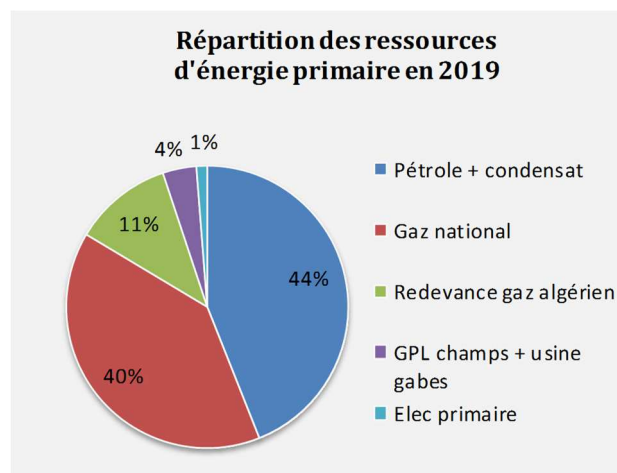
En d'autres termes :

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE						
Unité : kbep/j						
	Réalisé en 2018	A fin décembre				
		2010	2018	2019	Var (%)	TCAM (%)
		(1)	(2)	(3)	(3)/(2)	(3)/(1)
RESSOURCES	86,3	148,2	86,3	74,3	-14%	-7%
DEMANDE	180,7	156,5	180,7	182,8	1,2%	2%
SOLDE ⁽¹⁾	-94	-8	-94	-109		

(1) avec comptabilisation de la redevance

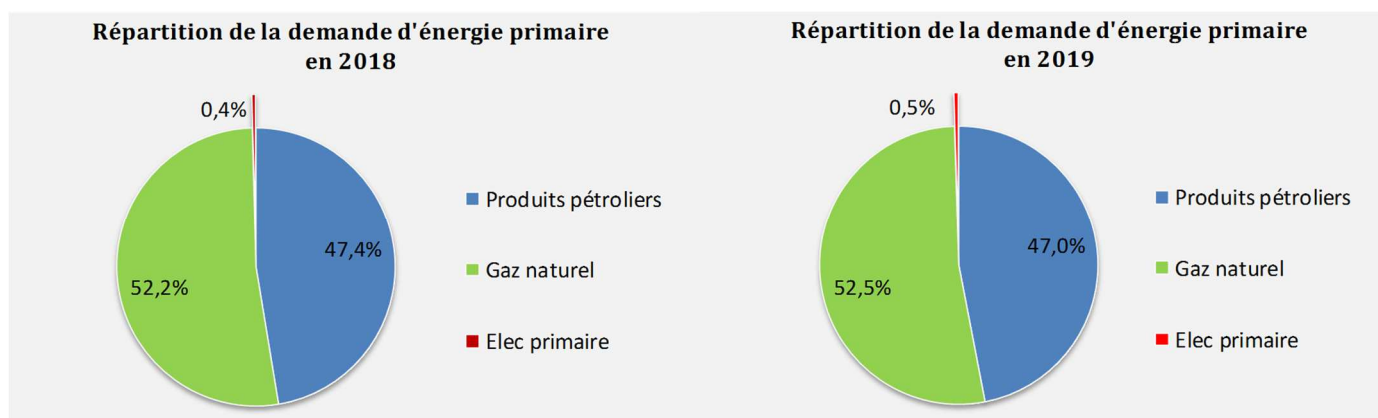
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.96 Mtep** en **2019** (équivalent à **74.3 kbep/j**), enregistrant ainsi une baisse de **14%** par rapport à l'année précédente à cause, surtout, de la régression des ressources en gaz naturel.

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 hausse de 1,2% entre **2018** et **2019** pour se situer à **9.74 Mtep** (équivalent à **182.2 kbep/j**).

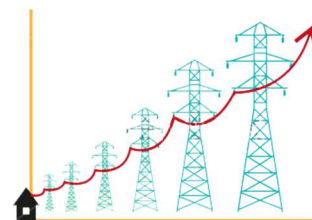
La répartition de la demande a peu changé en l'espace d'une année : en effet, le gaz naturel représente **52.5%** durant **2019** et **52.2%** en **2018**.



Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître au cours de 2019, **un déficit de 5.8 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 photovoltaïques n'est pas comptabilisée,

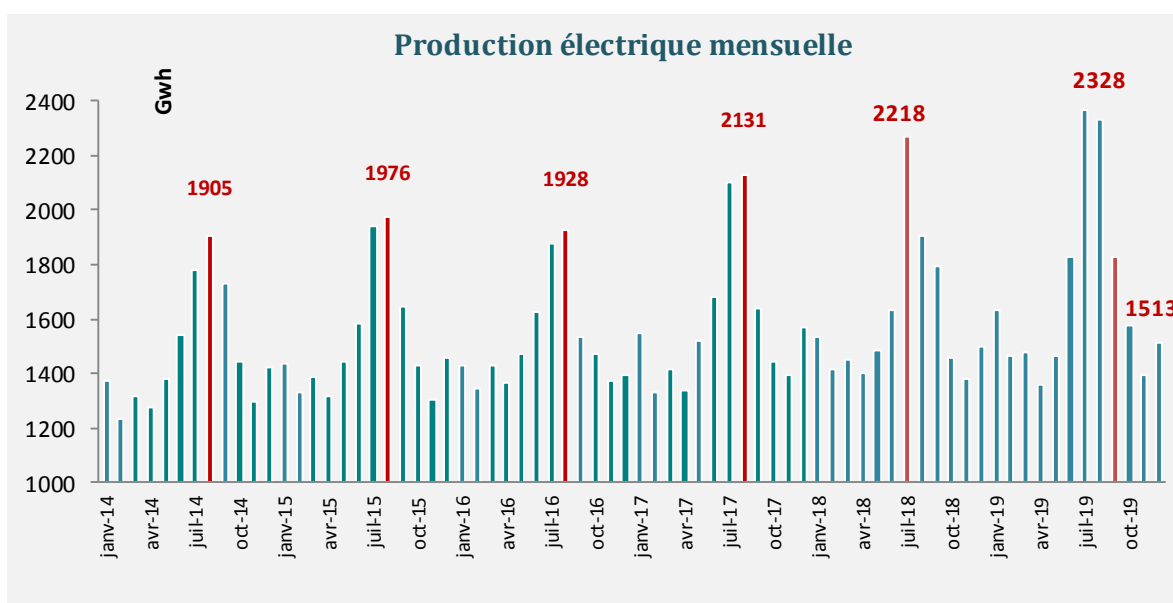
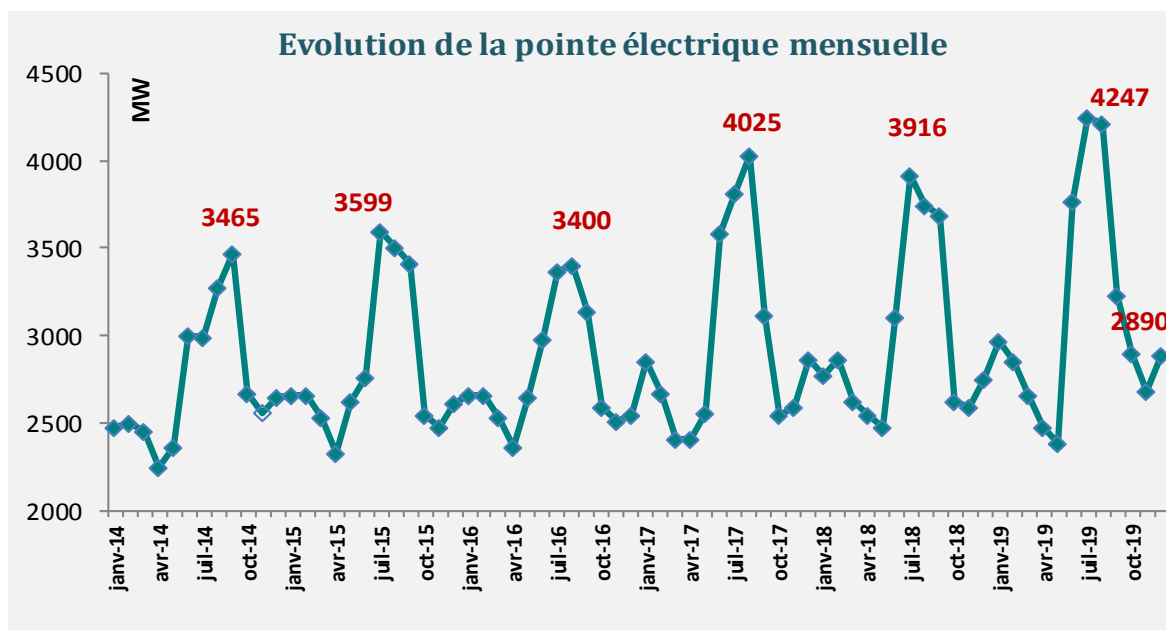
La production totale d'électricité a enregistré une hausse de **5%** entre **2018** et **2019** se situant à **20234** (hors autoproduction consommée).

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.

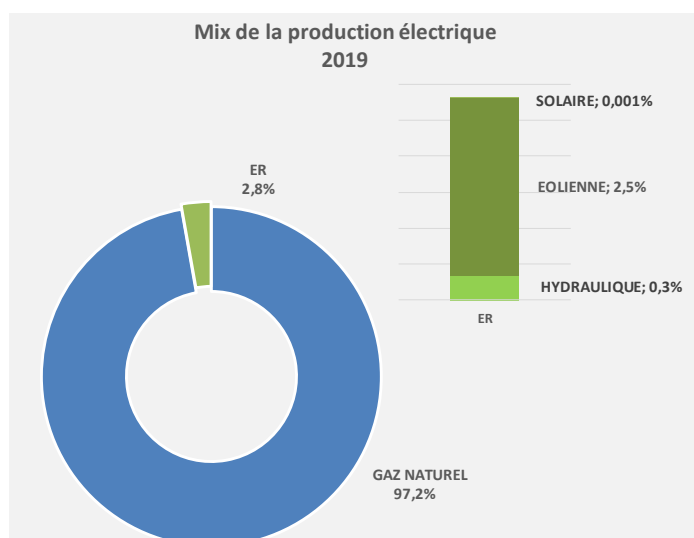
En outre, la centrale électrique à cycle combiné Bi-arbres de Radès (étape C) a été inaugurée courant le mois de juillet **2019**. Elle a une capacité totale de **450MW**. La turbine à gaz d'une puissance de **296** MW est mise en service, la 2^{ème} tranche qui concerne la turbine à vapeur sera opérationnelle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



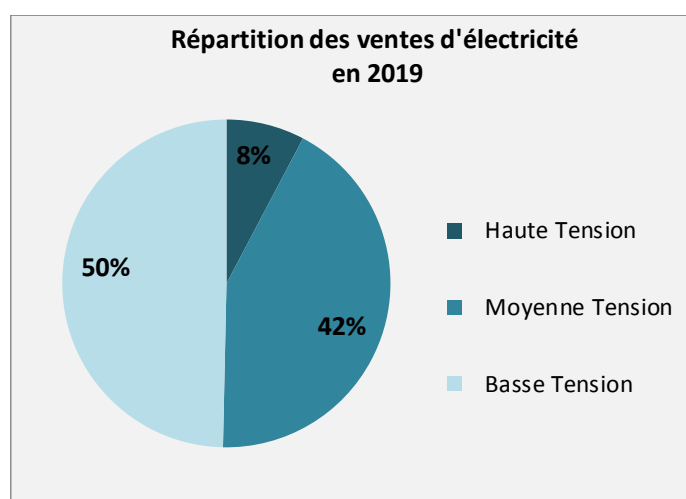
VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2018	A fin décembre				
		2010 (1)	2018 (2)	2019 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
VENTES**						
Haute tension	1358	1163	1302	1264	-3%	1%
Moyenne tension	6666	5986	6856	6973	2%	2%
Basse tension	7466	5813	7390	8129	10%	4%
TOTAL VENTES **	15490	12 962	15 548	16 367	5,3%	2,6%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de 5% entre 2018 et 2019. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de 3% contre une hausse de celles des clients de la moyenne et basse tension de 2 et 10% respectivement.



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				2070	1747	-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%	538	76	-86%	758	106	-86%
Fuel oil (BTS)	296	35	-88%	290	34	-88%	383	49	-87%
Virgin naphta	235	39	-83%	248	41	-83%	375	56	-85%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				117	35	-70%	66	28	-57%
IMPORTATIONS				7854	7971	1,5%	9001	9916	10%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	512	125	-76%	524	128	-76%	801	194	-76%
PRODUITS PETROLIERS	3982	4305	8%	3952	4277	8%	5676	6334	12%
GPL	443	495	12%	490	547	12%	614	682	11%
Gasoiil ordinaire	1272	1545	22%	1306	1587	22%	2131	2718	28%
Gasoiil 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	235	-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	705	8%	497	537	8%	211	234	11%
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

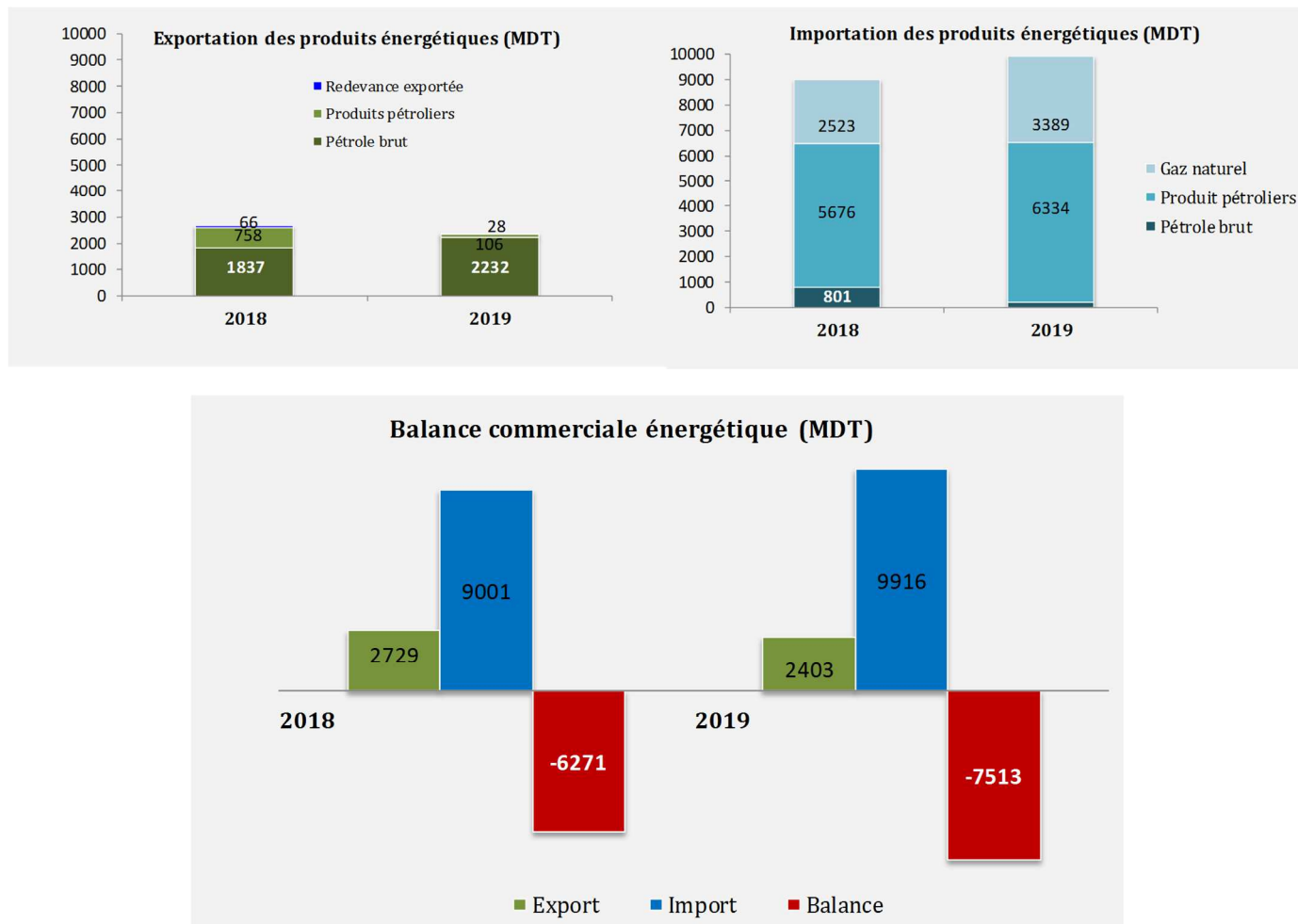
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

(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 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoiil sans soufre au lieu du Gasoiil 50 ppm

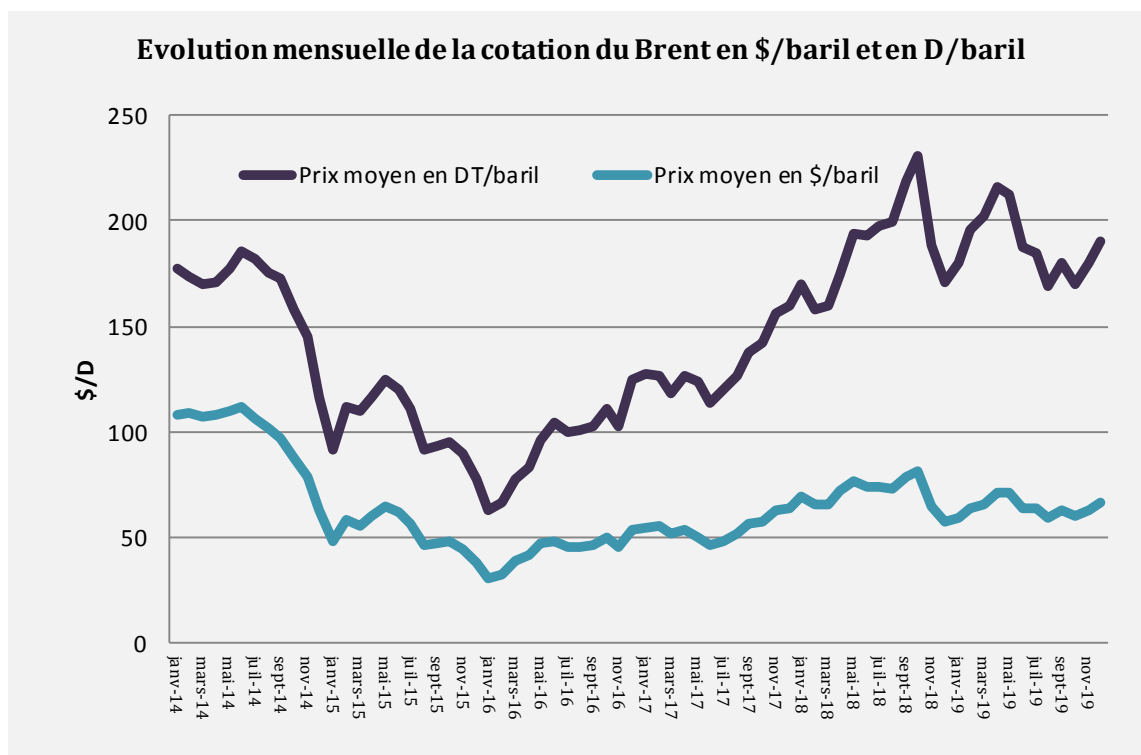
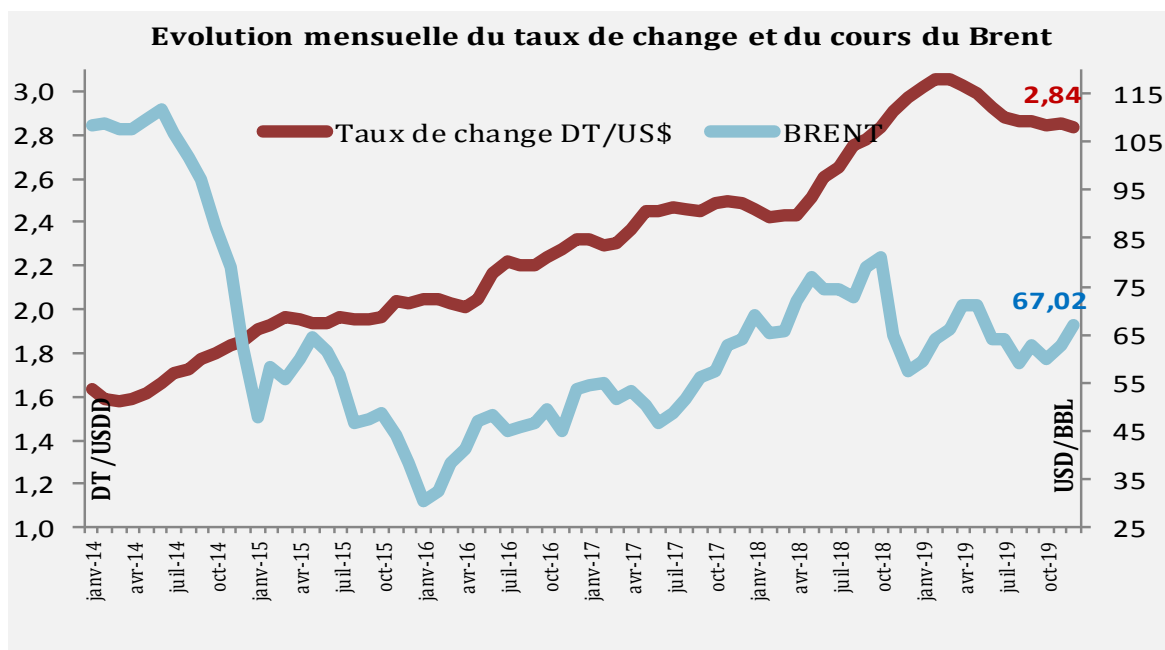
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières

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** en 2018 à **7513** en 2019, soit une dégradation de **20%** (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.

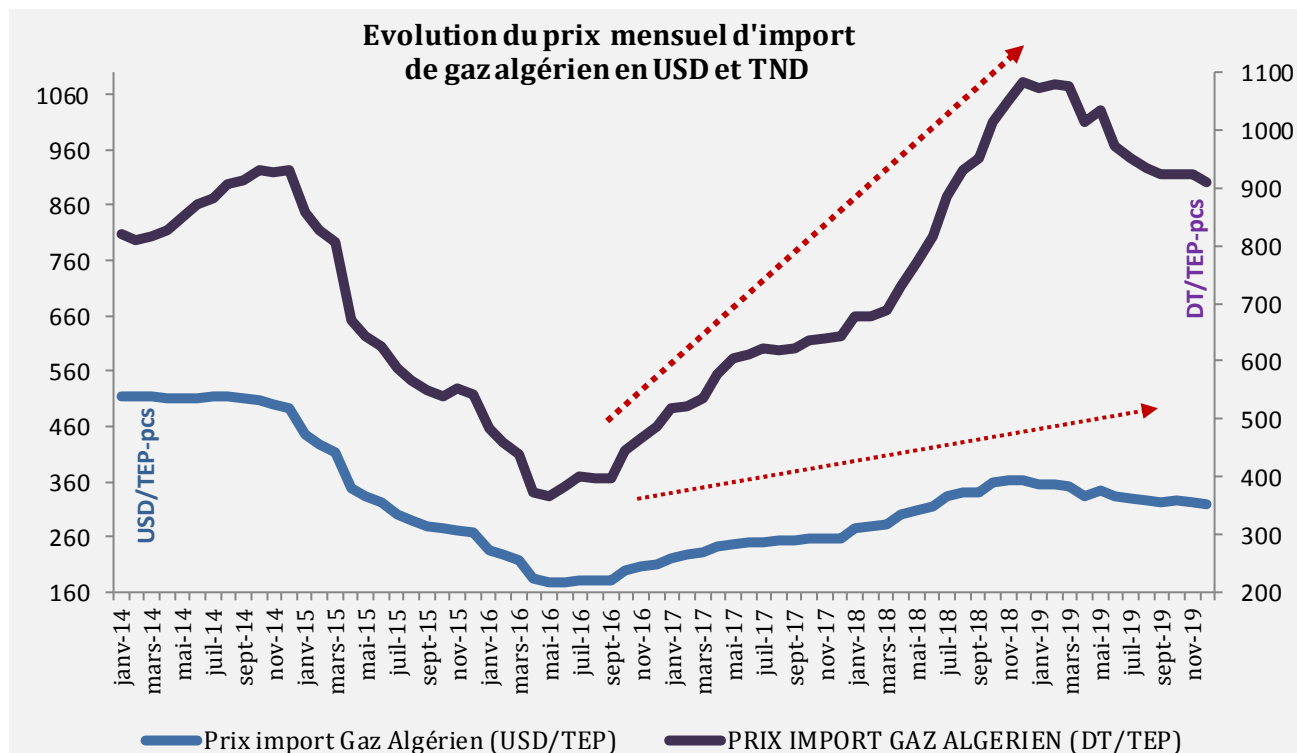


(+) Comparés à 2018, les cours moyens du Brent ont enregistré en **2019**, une baisse de **9%** : **71.04** \$/bbl contre **64.3** \$/bbl .

(--) Dépréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de **11%** en 2019 en comparaison à 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 décembre 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 2^{ème} et le 3^{ème} 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 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 valeur de **11%**.

(+) Hausse des quantités du pétrole brut exportées de **17%** notamment au niveau de l'ETAP qui a augmenté de **53%**. Rappelons ici que la raffinerie a repris le 26 novembre 2019 après 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 électrique et la baisse de la production du gaz national et de la redevance du gaz algérien.

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



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 3^{ème} 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 très intéressants.
- 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.

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 décembre 2019.
- Installation de 11.3MW de toitures photovoltaïques par les clients BT durant 2019.

Pour les projets de la STEG :

- L'inauguration de la 1ere centrale photovoltaïque à Tozeur en août 2019 avec une puissance de **10** MW en attendant la construction de la **2^{ème}** tranche qui sera opérationnelle en **2020**.

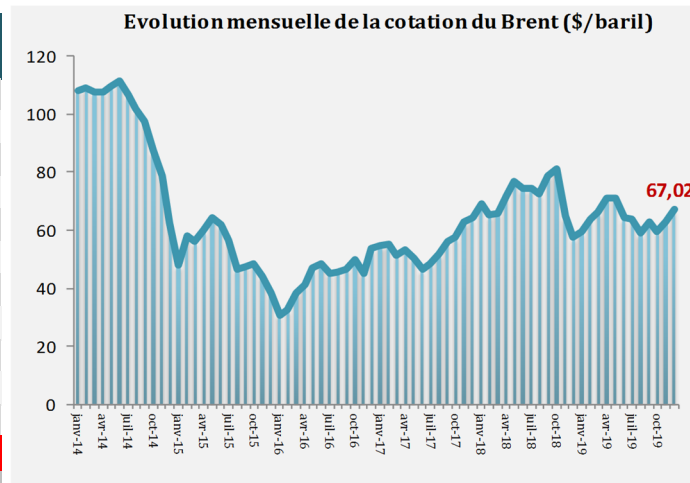
8 Prix de l'énergie



1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

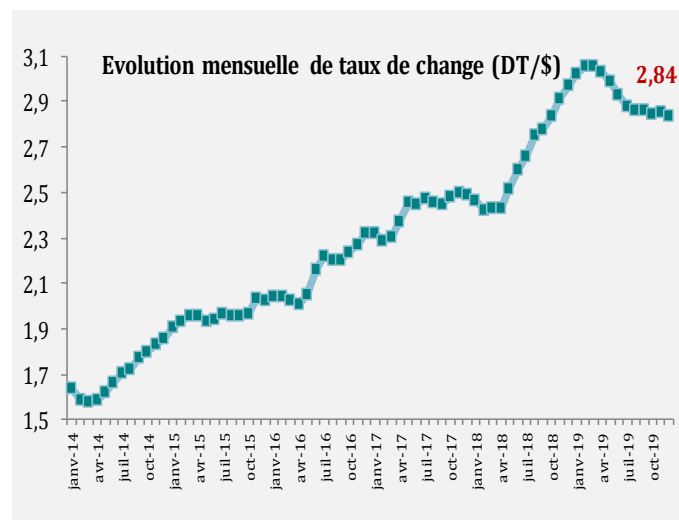
	2017	2018	2019	Variat. 19/18
Jan	54,7	69,2	59,5	-14%
Fév	55,1	65,2	64,0	-2%
Mars	51,6	65,9	66,1	0%
Avril	53,5	71,8	71,3	-1%
Mai	50,4	76,9	71,1	-8%
Juin	46,5	74,3	64,1	-14%
Juillet	48,6	74,3	64,0	-14%
Aout	51,6	72,6	59,0	-19%
Septembre	56,0	78,9	62,8	-20%
Octobre	57,4	81,2	59,7	-26%
Novembre	62,7	64,7	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
Gasol ordinaire	Millimes/litre	1484	1124	1570
Gasol 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	2019
Prix d'importation Gaz Algérien		863	977
Prix de vente Moyen		Année 2018	Année 2019
	HP	575,5	672,3
	MP	480,1	613,4
	BP	407,7	472,5
Prix de vente Global (hors taxe)		508,0	600,2

6- Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		Année 2018	Année 2019
Prix de vente Moyen			
	HT	179,9	225,2
	MT	213,3	268,6
	BT	205,0	226,6
Prix de vente Global (hors taxe)		206,3	244,0

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
Mm³/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 :

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

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