

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, fin février 2020

(Version provisoire)





Conjoncture énergétique

SOMMAIRE

I- Bilan et Economie d'Energie

- 1- Bilan d'énergie primaire
- 2- Echanges Commerciaux
- 3- Prix de l'Energie

II- Hydrocarbures

- 1- Production d'hydrocarbures
- 2- Consommation d'hydrocarbures
- 3- Exploration et Développement

III- Electricité et Energies Renouvelables

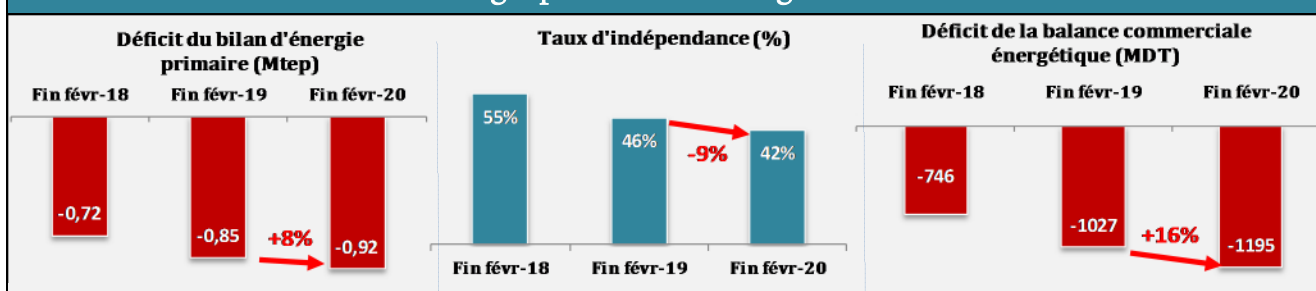
- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

A cause des conditions exceptionnelles de confinement, certaines données sont provisoires à savoir la production des hydrocarbures, la consommation des produits pétroliers ainsi que la demande de gaz naturel, une version actualisée du rapport sera publiée dès que possible.

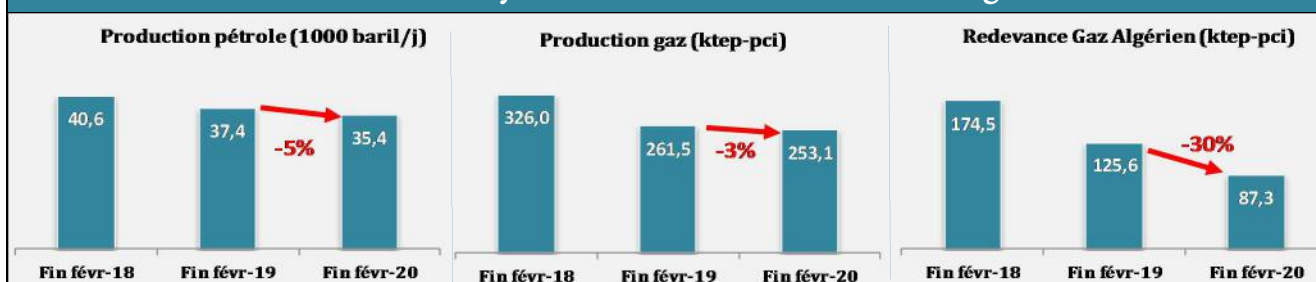


Faits marquants des 2 premiers mois de 2020

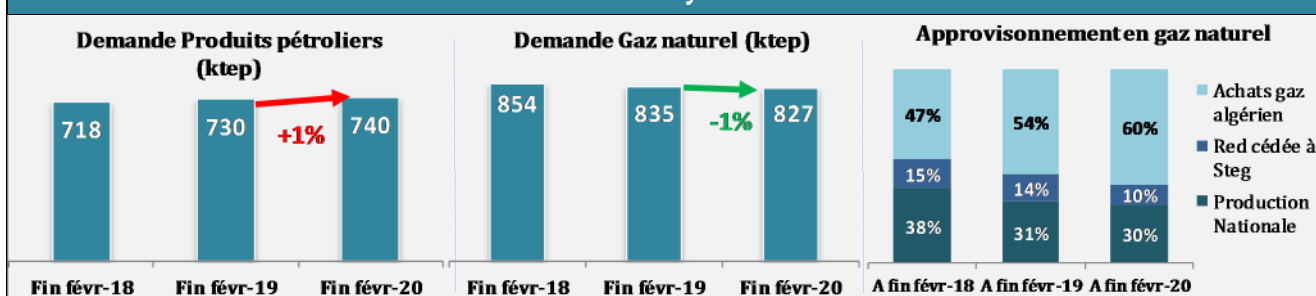
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



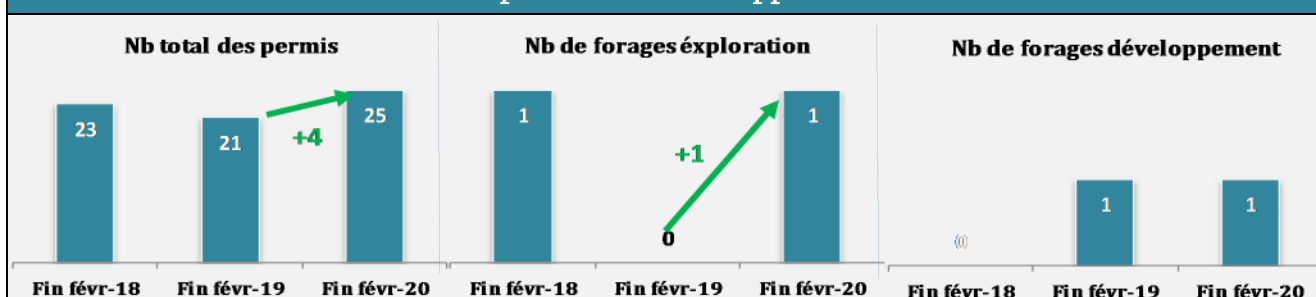
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



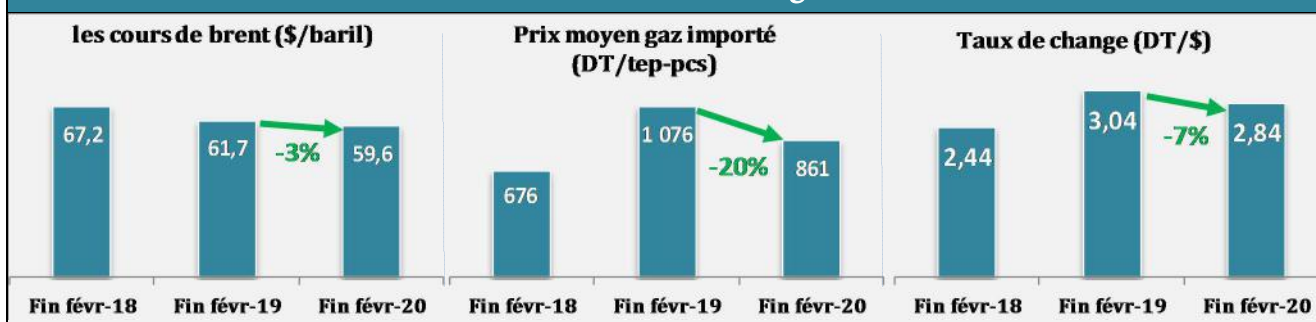
Demande des hydrocarbures



Exploration et développement



Prix et taux de change



I- Bilan et Economie d'Energie

Bilan énergétique



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2019	A fin février				
		2010	2019	2020	Var (%)	TCAM (%)
		(1)	(2)	(3)	(3)/(2)	(3)/(1)
RESSOURCES	3928	1122	722	655	-9%	-5%
Pétrole ⁽¹⁾	1727	514	299	283	-5%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	152	23,0	27,3	23,9	-13%	0,4%
Gaz naturel	2000	583	387	340	-12%	-5%
<i>Production</i>	1555	364	261	253	-3%	-4%
<i>Redevance</i>	445	219	126	87	-30%	-9%
Elec primaire	49	2,0	8,7	8,1	-7%	15%
DEMANDE	9602	1189	1573	1574	0,1%	3%
Produits pétroliers	4476	504	730	740	1%	4%
Gaz naturel	5077	682	835	827	-1%	2%
Elec primaire	49	2,0	8,7	8,1	-7%	15%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5674	-66	-851	-920		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6118	-285	-977	-1007		

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 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

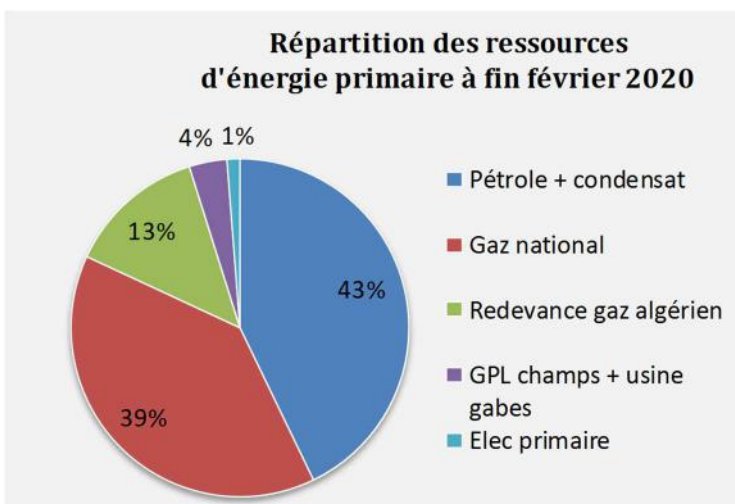
Unité : kbep/j

	Réalisé en 2019	A fin février			Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)		
RESSOURCES	73,7	130,3	83,8	74,8	-11%	-5%
DEMANDE	180,2	138,0	182,7	179,7	-1,6%	3%
SOLDE ⁽¹⁾	-106	-8	-99	-105		

(1) avec comptabilisation de la redevance

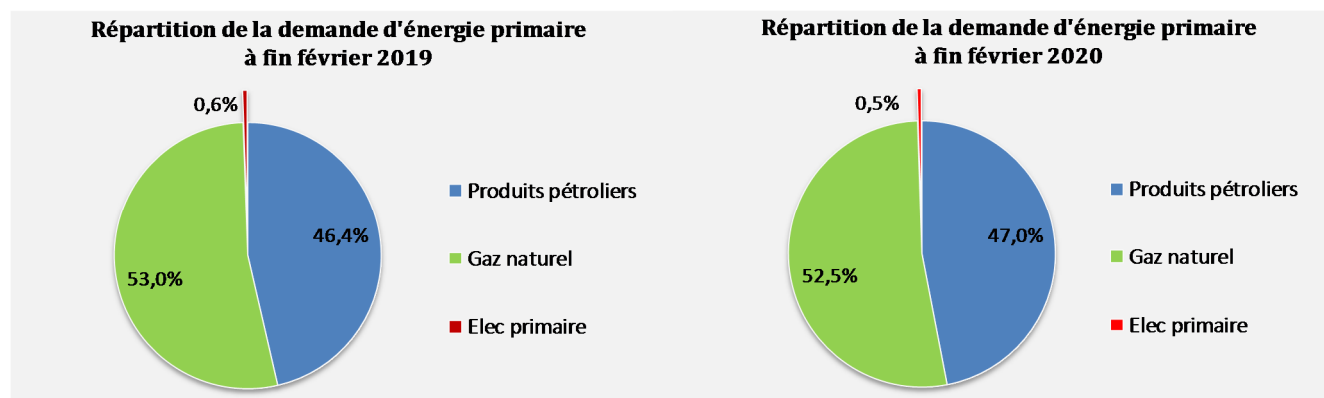
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.66 Mtep** à fin février 2020 (équivalent à **74,8 kbep/j**), enregistrant ainsi une baisse de **9%** par rapport à la même période de l'année précédente à cause, surtout, de la régression des ressources en gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **82%** 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 est restée quasi-stable entre les deux premiers mois de **2019** et les deux premiers de **2020** pour se situer à **1,57 Mtep** : la demande de gaz naturel a baissé de **1%** alors que celle des produits pétroliers a augmenté de **1%**.

La répartition de la demande a peu changé dans l'espace d'une année, en effet, le gaz naturel représente **53%** à fin février **2019** et **52,5%** à fin février **2020**.



Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin février 2020, **un déficit de 0.92 Mtep** contre **0.85 Mtep** enregistré à fin février 2019. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **42%** à fin février **2020** contre **46%** à fin février **2019**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **36%** à fin février **2020** contre **38%** à fin février **2019**.

2 Les échanges commerciaux (1)



EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin février			A fin février			A fin février		
	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)
EXPORTATIONS				260	264	1%	354	334	-6%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	220,3	122,9	-44%	226,8	125,7	-45%	315,7	154,5	-51%
ETAP	217,6	122,9	-44%	224,1	125,7	-44%	311,9	154,5	-50%
PARTENAIRES	2,7	0,0	-100%	2,7	0,0	-100%	3,7	0,0	-100%
GPL Champs	5,8	6,0	4%	6,4	6,7	4%	6,9	7,4	8%
ETAP	3,1	2,9	-7%	3,5	3,2	-7%	3,7	3,4	-10%
PARTENAIRES	2,6	3,1	18%	2,9	3,4	18%	3,1	4,0	28%
PRODUITS PETROLIERS	21,0	123,8	489%	21,9	124,5	-	30,2	167,0	-
Fuel oil (BTS)	0,0	70,2	-	0,0	68,7	-	0,0	99,4	-
Virgin naphta	21,0	53,6	155%	21,9	55,8	155%	30,2	67,6	124%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				5,1	6,9	36%	0,88	5,34	505%
IMPORTATIONS				1125	1311	17%	1381	1529	11%
PETROLE BRUT⁽³⁾	0,0	120,8	-	0,0	124,0	-	0,0	170,2	-
PRODUITS PETROLIERS	535,2	588,1	10%	546,9	601,6	10%	839,5	882,1	5%
GPL	97,9	92,7	-5%	108,2	102,6	-5%	141,5	148,9	5%
Gasoil ordinaire	191,6	228,4	19%	196,8	234,6	19%	341,2	363,6	7%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	50,6	52,6	4%	52,0	54,0	4%	92,1	87,6	-5%
Jet ⁽⁶⁾	43,1	38,3	-11%	44,6	39,6	-11%	82,9	63,2	-24%
Essence Sans Pb	85,7	114,7	34%	89,5	119,9	34%	140,8	192,3	37%
Fuel oil (HTS)	24,0	19,1	-	23,5	18,7	-	26,7	15,3	-43%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	42,3	42,3	0%	32,2	32,2	0%	14,4	11,2	-22%
GAZ NATUREL				578,3	585,5	1%	541,5	476,5	-12%
Redevance totale ⁽²⁾				125,6	87,3	-30%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				452,8	498,2	10%	541,5	476,5	-12%

(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 2020

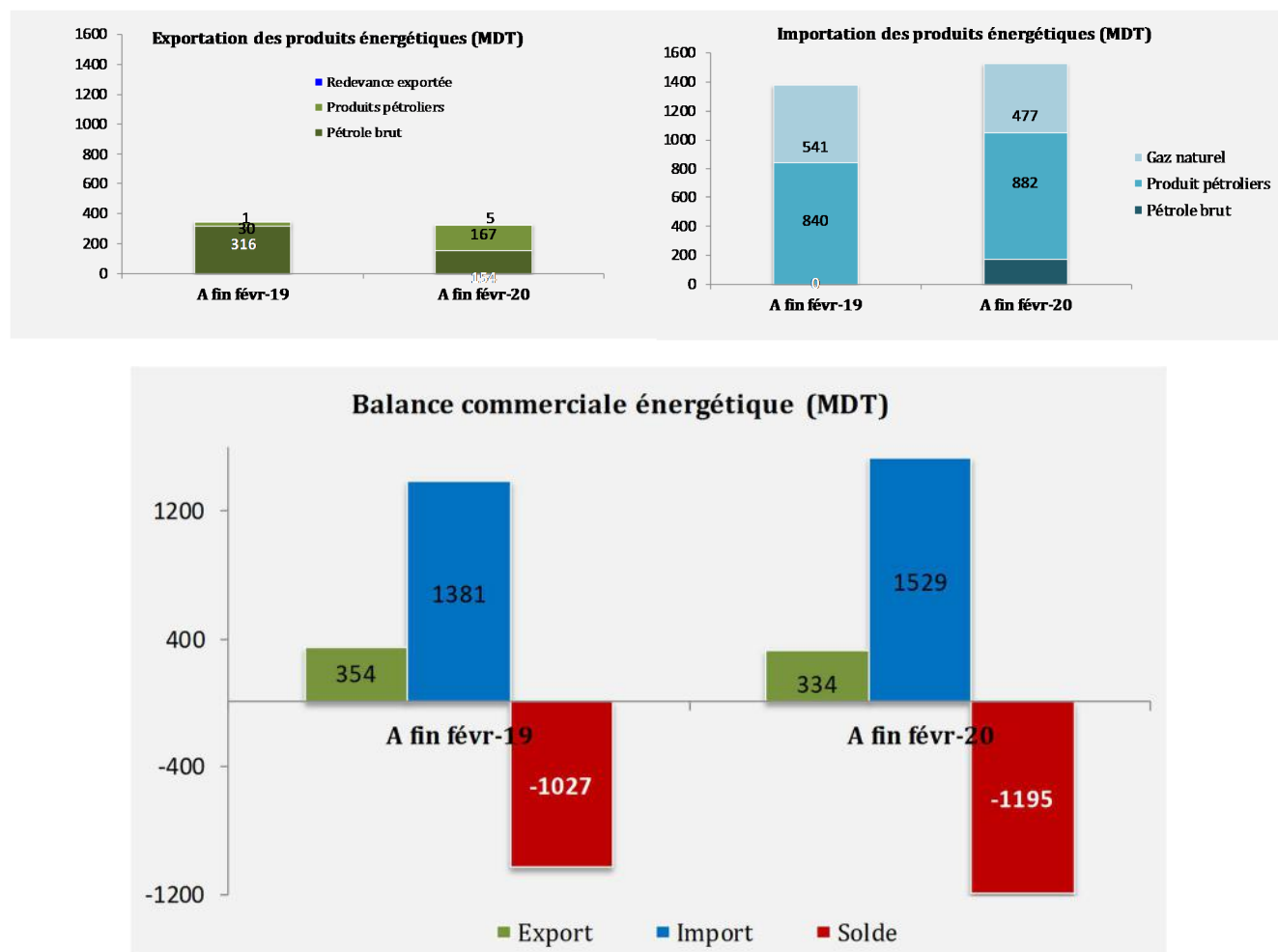
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

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

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

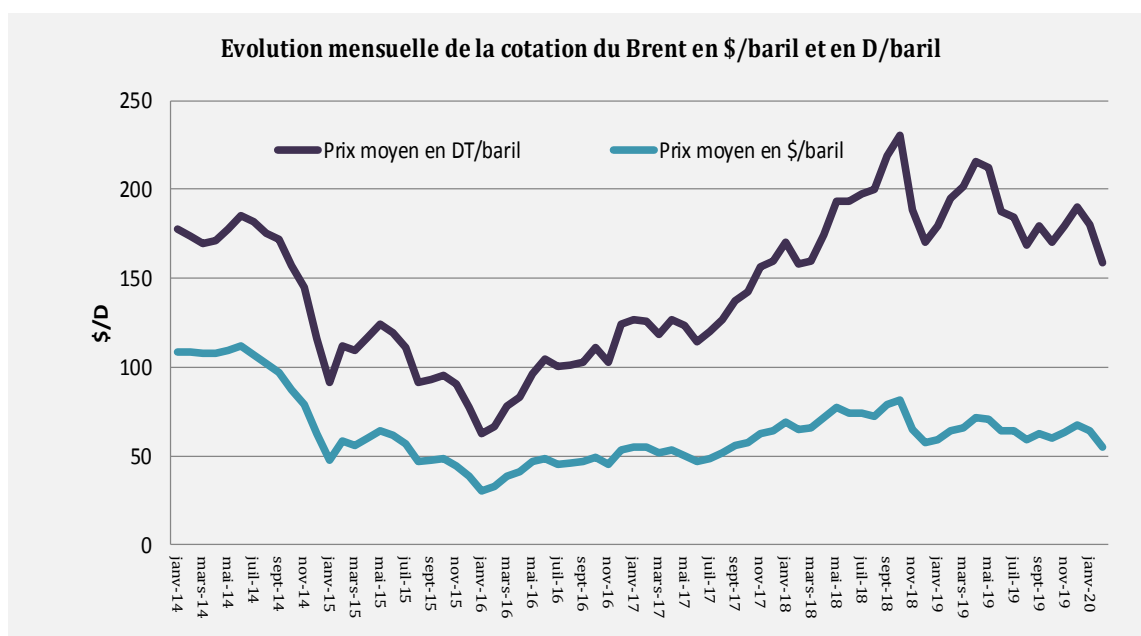
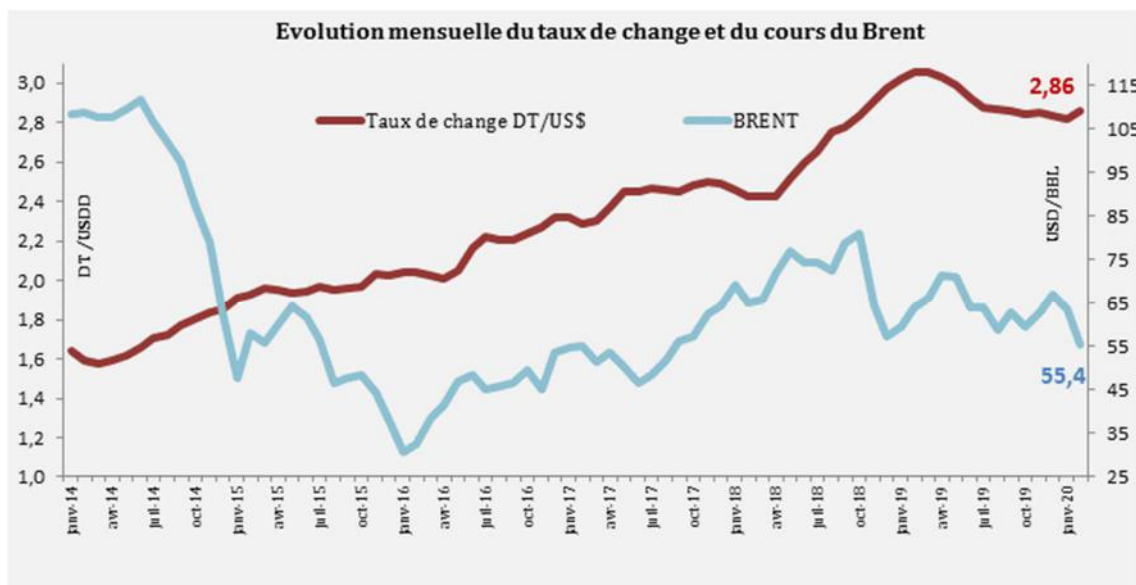
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une diminution en valeur de **6%** accompagné par une hausse des importations en valeur de **11%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1027 MDT** durant les deux premiers mois de **2019** à **1195 MDT** durant les deux premiers mois de **2020**, soit une dégradation de **16%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



Durant le mois de février **2020**, les cours du Brent ont diminué de près de **9 \$/bbl** : **55.44 \$/bbl** courant février 2020 contre **64.03 \$/bbl** courant février **2019** et ont enregistré, aussi, une diminution de plus de **8\$/bbl** par rapport à janvier **2020**.

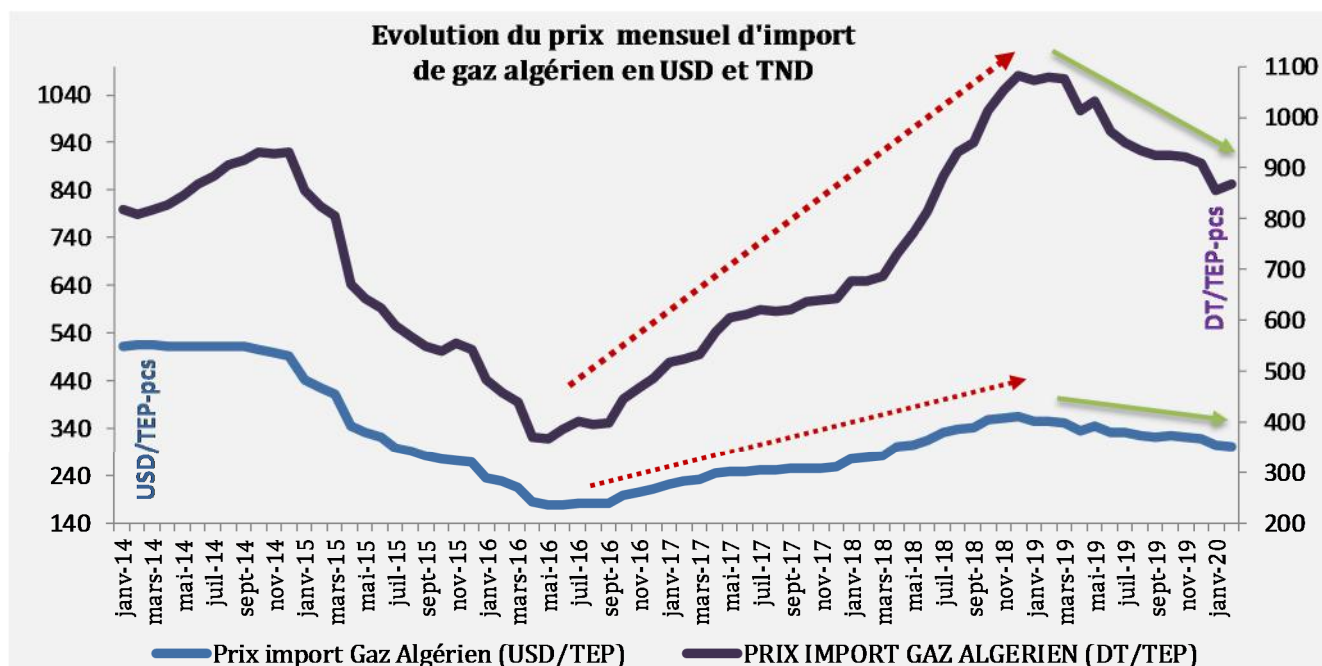
En parallèle, le Dinar tunisien continue à enregistrer une appréciation par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange de produits énergétiques.



(++) Entre fin février **2019** et fin février **2020**, les cours moyens du Brent ont enregistré une baisse de **3%** : **61,7 \$/bbl** contre **59,6 \$/bbl**.

(++) Appréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de **7%** entre fin février **2019** et fin février **2020**, 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. Néanmoins, il a enregistré de nouveau une hausse courant le mois de février **2020**.

(++) La diminution du prix moyen du gaz algérien de **20%** en DT et de **14%** en \$ entre fin février 2019 et fin février 2020.



Une baisse à été observée à partir de 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 quantité et en valeur respectivement de **10%** et **5%**.

(---) Baisse remarquable des quantités du pétrole brut exportées de **44%**, rappelons ici la reprise de la raffinerie le 24/11/2019 après un long arrêt de plus de 10 mois pour maintenance et par conséquent la hausse de la demande locale : La STIR a raffiné 230 kt de pétrole brut à fin février 2020 dont 44% brut local contre 20 kt seulement à fin février 2019.

(-) Hausse des achats gaz algérien de 10% en quantité pour faire face à la baisse de la redevance sur le passage du gaz algérien ainsi que la production nationale.

(++) Hausse des exptrations des produits pétroliers, la raffinerie a été en arrêt l'année dernière du **06 janvier 2019** au **24 novembre 2019**.

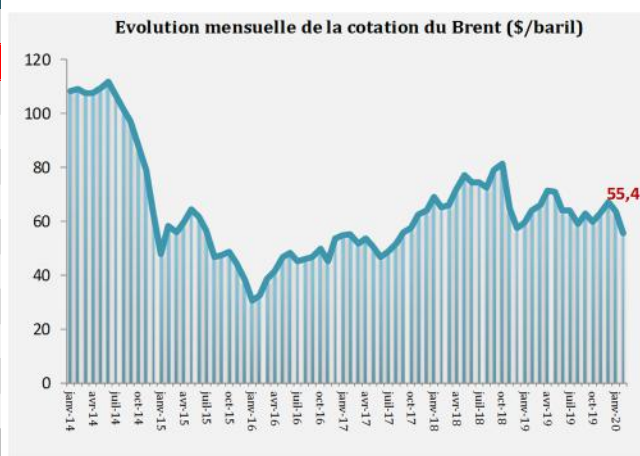
3 Les prix



1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

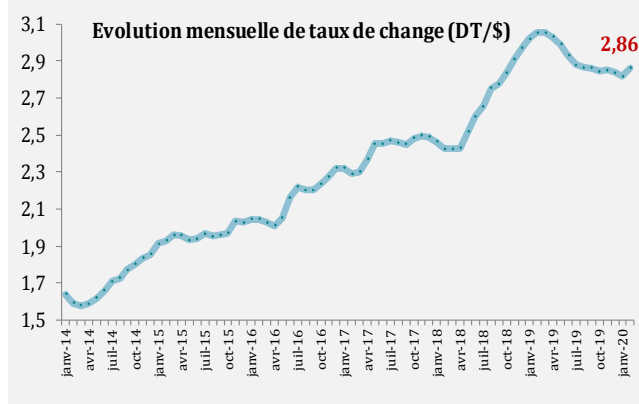
	2018	2019	2020	Variat. 20/19
Jan	69,2	59,5	63,8	7%
Fév	65,2	64,0	55,4	-13%
Mars	65,9	66,1	60%	
Avril	71,8	71,3		
Mai	76,9	71,1		
Juin	74,3	64,1		
Juillet	74,3	64,0		
Aout	72,6	59,0		
Septembre	78,9	62,8		
Octobre	81,2	59,7		
Novembre	64,7	63,02		
Décembre	57,4	67,02		
fin déc	71,0	64,3		



2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2018	2019	2020	Variat. 20/19
Jan	2,46	3,02	2,82	-7%
Fév	2,42	3,05	2,86	-6%
Mars	2,43	3,05		
Avril	2,43	3,03		
Mai	2,52	2,99		
Juin	2,60	2,93		
Juillet	2,65	2,88		
Aout	2,75	2,87		
Septembre	2,78	2,86		
Octobre	2,84	2,84		
Novembre	2,91	2,85		
Décembre	2,97	2,84		
fin déc	2,65	2,93		





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

Pétrole Brut (1)	A fin févr. 2020	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	190	67
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	164	57

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin févr. 2020					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente nominal ⁽⁴⁾	Prix de vente ⁽³⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1293	744	183	2220	2065
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1343	298	148	1789	1570
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1406	508	149	2062	1825
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	804	111	35	1017	780
GPL	Millimes/ kg	1605	75	296	1976	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	20,869	0,977	3,842	25,7	7,7

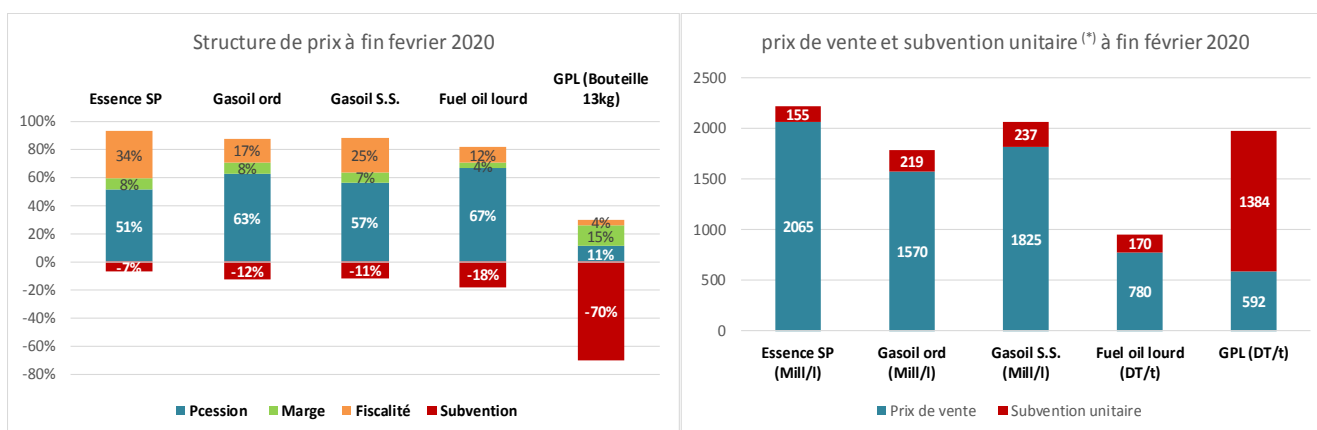
(1) Prix moyen pondéré

(4) prix de vente nominale: Prix de vente simulé hors subvention

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

(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) + TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

(3) Divers et Marges : frais de mise en place + marge sociétés + forfait de transport uniforme + stockage de sécurité+ marge des revendeurs



(*) calcul à titre indicatif basé sur le différentiel entre le prix moyen pondéré d'importation et le prix de cession.

5- Gaz naturel



GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	2019	A fin févr. 2020
Prix d'importation Gaz Algérien	977	861

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

Côut de revient moyen	864,9	1018,9
Subvention unitaire ⁽¹⁾	356,9	418,7

* Valeurs provisoires

(2) Différentiel entre le cout de revient et le prix de vente qui n'est pas forcément identique à la subvention budgétaire

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

Côut de revient moyen	286,7	320,5
subvention unitaire ⁽¹⁾	80,3	76,5

* Valeurs provisoires

(2) Différentiel entre le cout de revient et le prix de vente qui n'est pas forcément identique à la subvention budgétaire

II- Hydrocarbures

1 Production des hydrocarbures



II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2019	A fin février 2019	2020	Var (%)
Ashtart	217	36,4	30,9	-15%
Hasdrubal	150	28,1	24,9	-11%
El borma	237	41,7	37,8	-9%
Adam	136	24,0	19,3	-19%
El Hajeb/Guebiba	95	15,5	15,6	0%
Cherouq	104	20,2	14,7	-27%
Cercina	76	12,8	12,9	1%
Ouedzar	56	9,8	8,9	-10%
Franig/Bag/Tarfa	50	6,7	9,4	41%
M.L.D	96	15,8	16,4	3%
Miskar	83	12,7	13,5	7%
Barka	4	1,2	6,7	466%
Maamoura	21	4,0	2,6	-34%
Bir Ben Tartar	28	5,7	4,6	-20%
Autres	310	54,3	54,9	1%
TOTAL pétrole (kt)	1 664	289	273	-5,4%
TOTAL pétrole (ktep)	1 704	296	280	-5,4%
TOTAL pétrole (kbep/j)	32,0	34,3	32,0	-7,0%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 686	292	276	-5,5%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 727	299	283	-5,5%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (ktep)	152	27	24	-13%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 824	317	298	-6,0%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 879	326	306	-6,1%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kbep/j)	35,3	37,9	35,0	-7,6%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **273 kt** à fin février **2020** enregistrant ainsi une baisse de **5%** par rapport à fin février 2019. En effet, la production a continué d'enregistrer



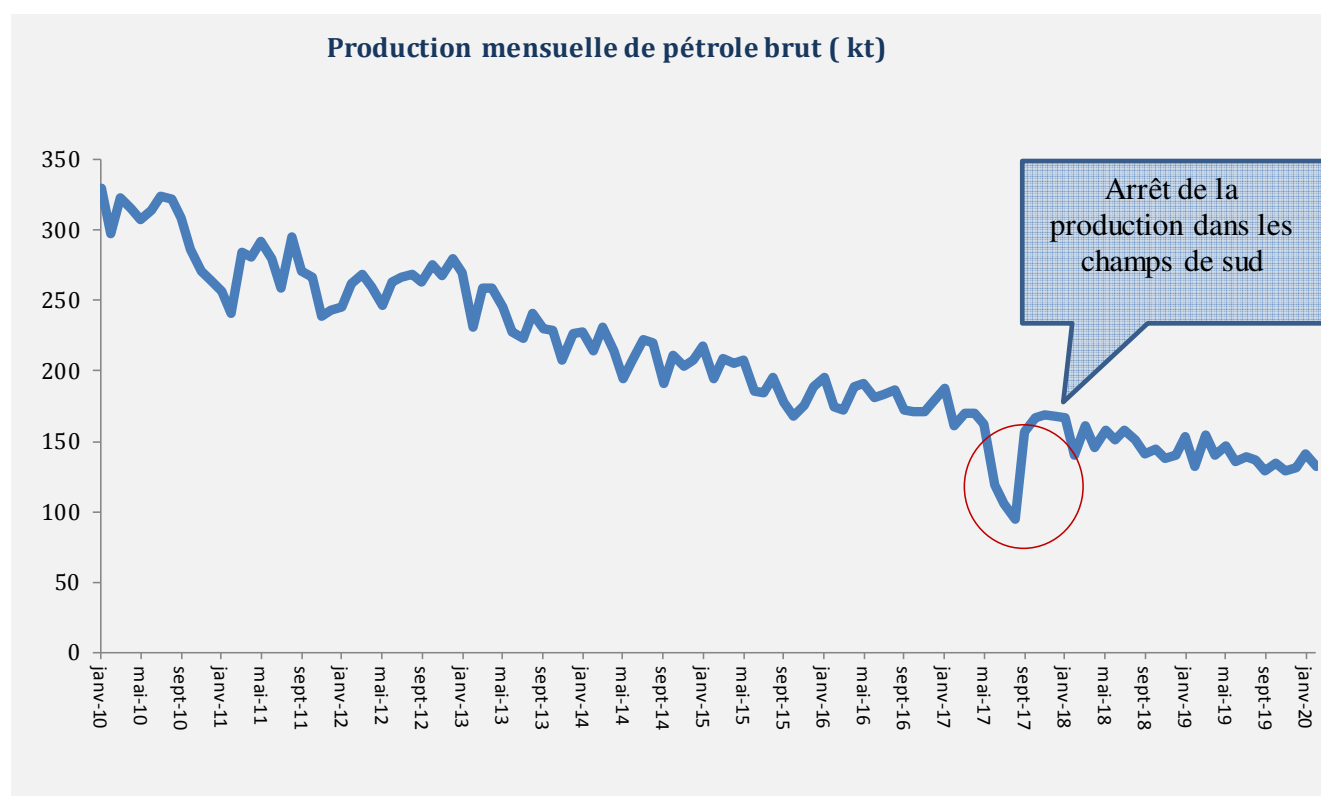
une baisse dans plusieurs champs à savoir : Ashtart (-15%), Adam (-19%), Cherouq (-27%), El borma (-9%), Hasdrubal (-11%) et Ouedzar (-10%).

Il convient de noter :

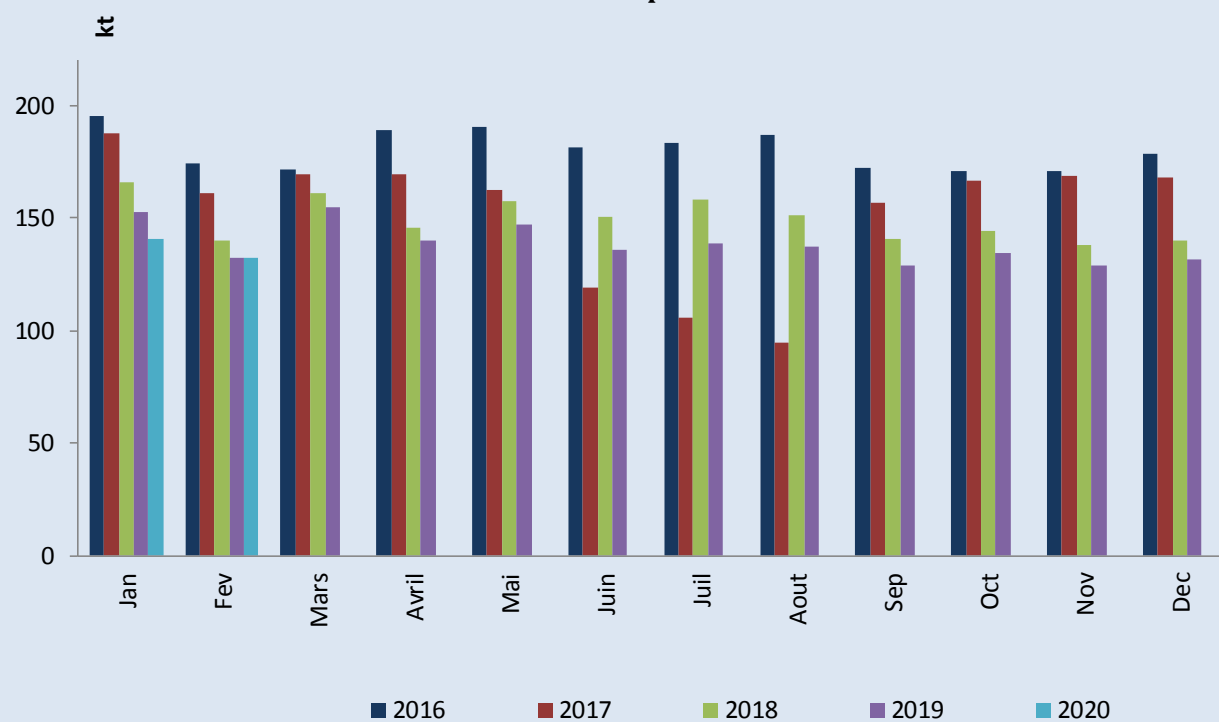
- **Concession El Borma** : Mise en production du puits "EBNE-2 ST" le 03 janvier 2020 avec un débit initial de **151 bbls/j** et 10077 m³ de gaz.
- **Concession Rhemoura** : Reprise progressive de la production le 03 janvier 2020.
- **Concession Baraka** : Reprise progressive de la production le 13/12/2019 après un W.O. sur le puits "BRK-SE2", augmentation de la production à partir du 25/02/2020 suite à la mise en production du nouveau puits "BRK-2Dir" dans le cadre d'un programme d'appréciation.
- **Concessions Franing/Baguel/Tarfa** : Augmentation de la production à partir du 07/02/2020 suite à la mise en production anticipée du puits de développement "Tarfa 6".

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **37,4** mille barils/j à fin février **2019** à **35,4** mille barils/j à fin février **2020**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis 2010 ainsi que sa variation mensuelle en 2016-2017-2018-2019-2020.



Production mensuelle de pétrole brut



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL

	Réalisé 2019	A fin février				
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 000	684,1	387,0	340,4	-12%	-7%
Production nationale	1 555	446,8	261,5	253,1	-3%	-6%
<i>Miskar</i>	572	241,8	87,3	91,5	5%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	296	50,1	49,9	46,0	-8%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	176	39,4	29,6	26,4	-11%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	401	64,5	76,3	70,4	-8%	1%
<i>Maamoura et Baraka</i>	10	1,4	1,4	3,1	124%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	101	49,4	17,0	15,6	-8%	-11%
<i>El Bibene</i> ⁽⁴⁾	0	0,0	0,0	0,0	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	445	237,3	125,6	87,3	-30%	-10%
Achats	3 121	88,3	452,8	498,2	10%	19%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 222	760,1	430,0	378,2	-12%	-7%
Production nationale	1 728	496,4	290,5	281,2	-3%	-6%
<i>Miskar</i>	635	268,7	97,0	101,7	5%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	329	55,7	55,5	51,1	-8%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	196	43,8	32,9	29,4	-11%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	445	71,7	84,7	78,2	-8%	1%
<i>Maamoura et Baraka</i>	11	1,6	1,6	3,5	124%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	112	54,9	18,9	17,4	-8%	-11%
<i>El Bibene</i> ⁽⁴⁾	0	0,0	0,0	0,0	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	494	263,7	139,5	97,0	-30%	-10%
Achats	3 467	98,1	503,1	553,6	10%	19%

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

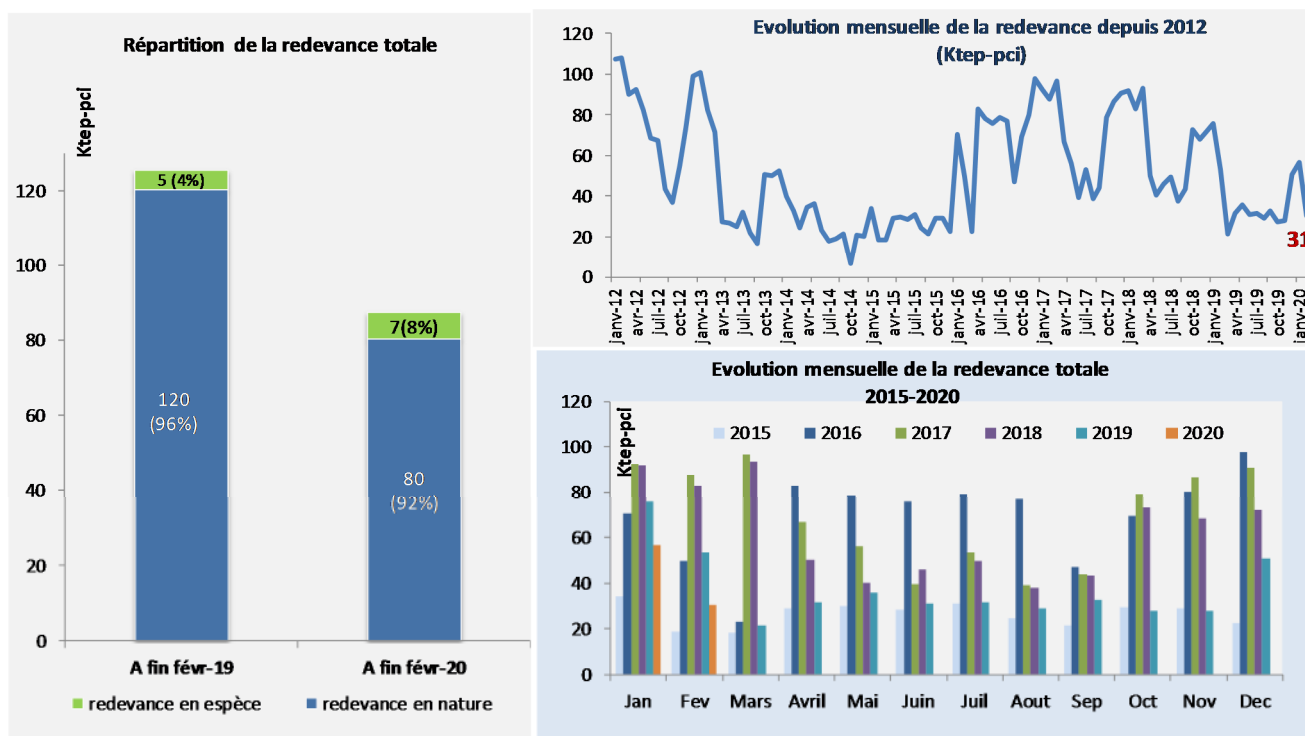
(2) Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017

(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 **340 ktep**, à fin février 2020, enregistrant ainsi une baisse de **12%** par rapport à la même période de l'année précédente suite à la baisse de la production de **3%** et la chute du forfait fiscal sur le transit du gaz algérien de **30%**. Il convient de noter :

- ✓ Champ Hasdrubal : baisse de la production de **8%**, des perturbations répétitives persistent depuis mars **2018** suite à des problèmes techniques.
- ✓ Gaz commercial du sud : baisse de la production de **8%**,
- ✓ Baisse du forfait fiscal sur le transit de gaz d'origine algérienne (**-30%**) à fin février **2020** par rapport à fin février **2019**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quasi-totalité de la redevance est cédée à la STEG.



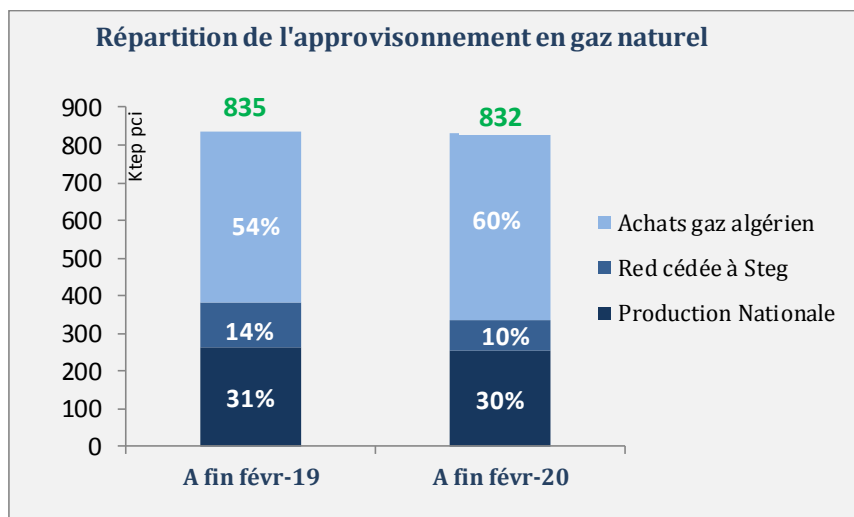
Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **10%**, entre fin février **2019** et fin février **2020**, pour se situer à 498 ktep et ceci à cause de la baisse de la production nationale, d'une part, et la baisse de la redevance sur le transit du gaz algérien d'autre part.

L'approvisionnement national en gaz naturel a légèrement baissé entre fin février **2019** et fin février **2020** pour se situer à **832 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Légère baisse de la participation du gaz national de **31%** à **30%**.

2. Baisse de la part de la quantité de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **14%** à **10%**
3. Hausse de la participation des achats du gaz algérien de **54%** à **60%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	2019 (1)	A fin février 2020 (2)	Var (%) (2)/(1)	Remarques
				<i>en ktepc</i>
GPL	0,764	3,518	360%	
Essence Sans Pb	0,0	0,0	-	
Petrole Lampant	0,41	7,30	1668%	
Gasol ordinaire	5,29	87,87	1562%	
Fuel oil BTS	8,10	79,91	886%	
Virgin Naphta	5,70	52,85	827%	
White Spirit	0,00	1,16	-	
Total production STIR	20,3	232,6	1048%	
Taux couverture STIR (3)	2,8%	31,5%	1034%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	0,9%	13,5%	1426%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement de la raffinerie	6	60	900%	

Il convient de rappeler la reprise de la production au niveau de la raffinerie à partir du **26 novembre 2019**.



2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (provisoire)

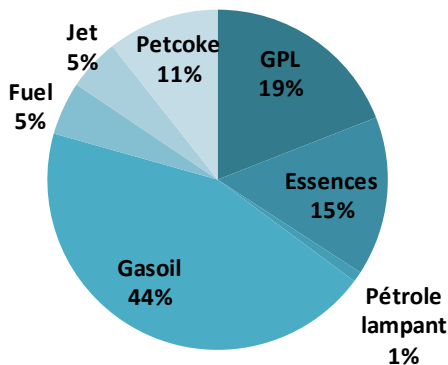
Unité : ktep

	Réalisation en 2019	A fin février				
		2010	2019	2020	Var (%)	TCAM(%)
GPL	666	99,3	139,1	141,5	2%	4%
Essences	746	71,3	110,6	113,7	3%	5%
Essence Super	0	0,3	0,0	0,0	-	-
Essence Sans Pb	728	71,0	107,9	110,8	3%	5%
Essence premium	18	0,0	2,8	2,8	2%	-
Pétrole lampant	17,8	15,5	7,0	6,1	-12%	-9%
Gasoil	2055	286,6	323,1	335,6	4%	2%
Gasoil ordinaire	1674	272,4	268,0	278,9	4%	0%
Gasoil SS	374	14,2	54,1	55,6	3%	15%
Gasoil premium	7	0,0	1,0	1,1	17%	-
Fuel	234	50,3	37,1	38,5	4%	-3%
STEG & STIR	6	4,3	1,7	5,2	208%	2%
Hors (STEG & STIR)	228	46,0	35,4	33,3	-6%	-3%
Fuel gaz(STIR)	0	1,9	0,0	0,0	-	-100%
Jet	311	22,3	36,1	30,4	-16%	3%
Coke de pétrole	446	43,8	77,4	73,7	-5%	5%
Total	4476	591,1	730,5	739,5	1%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4470	584,8	728,8	734,4	1%	2%

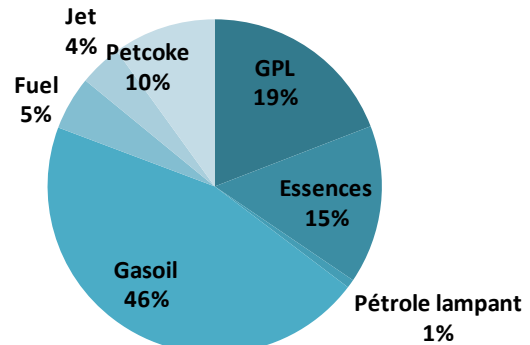
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin février **2019** et fin février **2020**, une légère hausse de **1%** pour se situer à **740** ktep. Cette augmentation est due principalement à la hausse de la demande de gasoil (+4%), des essences (+3%) et de GPL (+2%). Cependant, la structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin février **2019** et fin février **2020**.



Fin février 2019

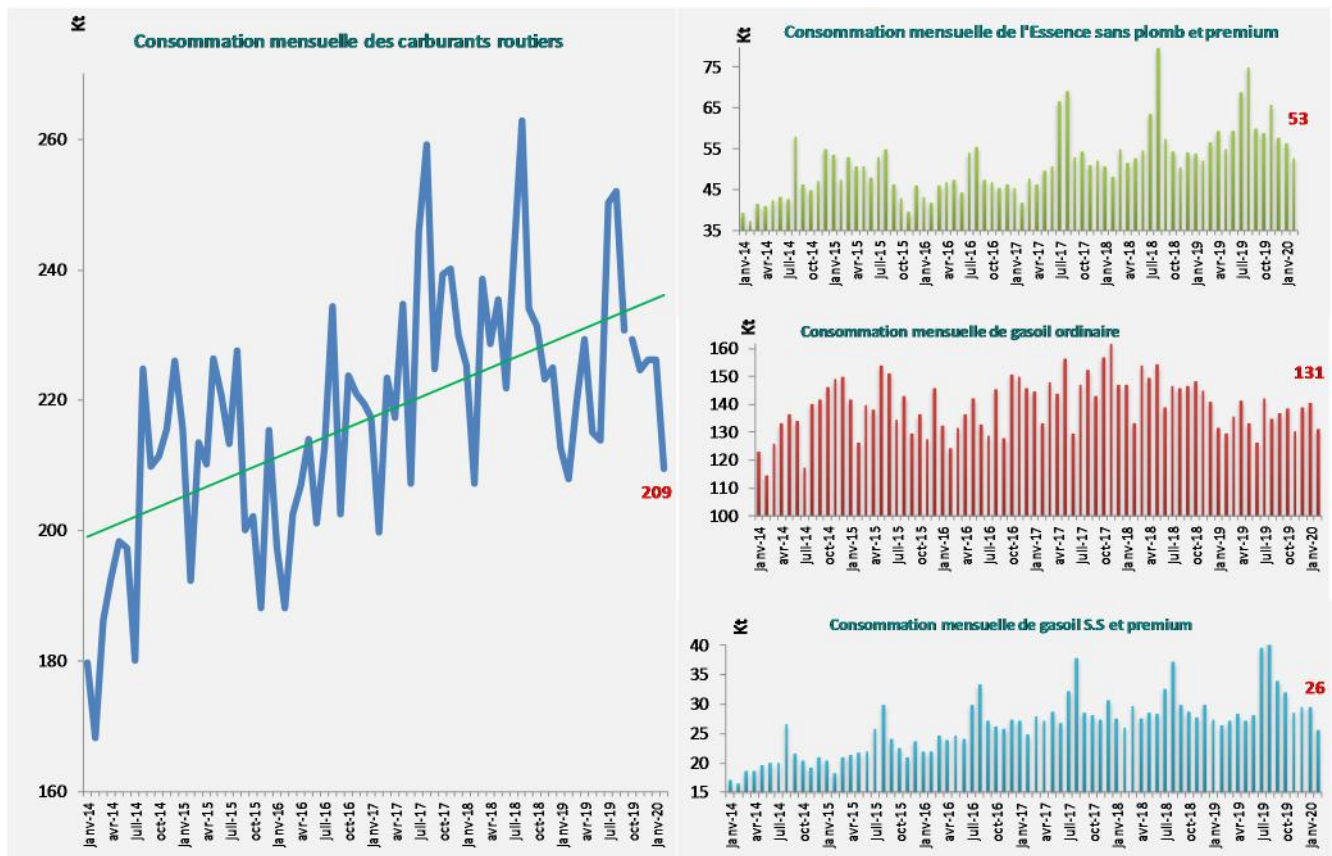


Fin février 2020



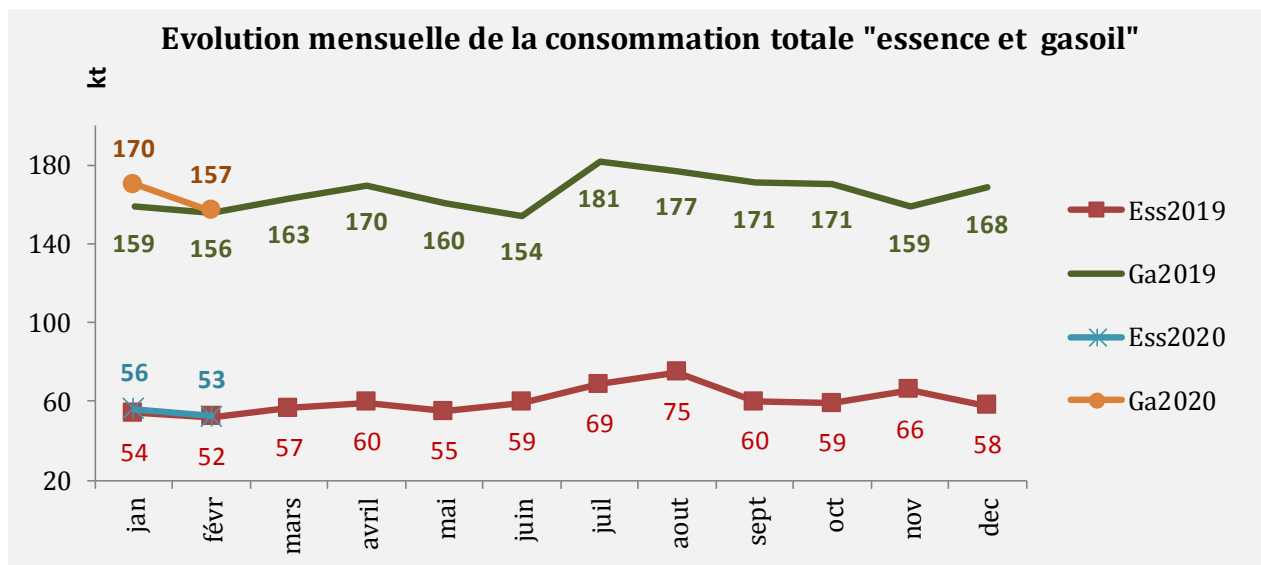
La consommation de carburants routiers a augmenté, à fin février **2020**, de **4%** par rapport à fin février **2019**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de gasoil total a augmenté de **4%** par rapport au niveau de l'année dernière et de même celle des essences de **3%**. 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 **46%** à la demande totale de produits pétroliers et **21%** de la demande totale d'énergie primaire à fin février 2020.





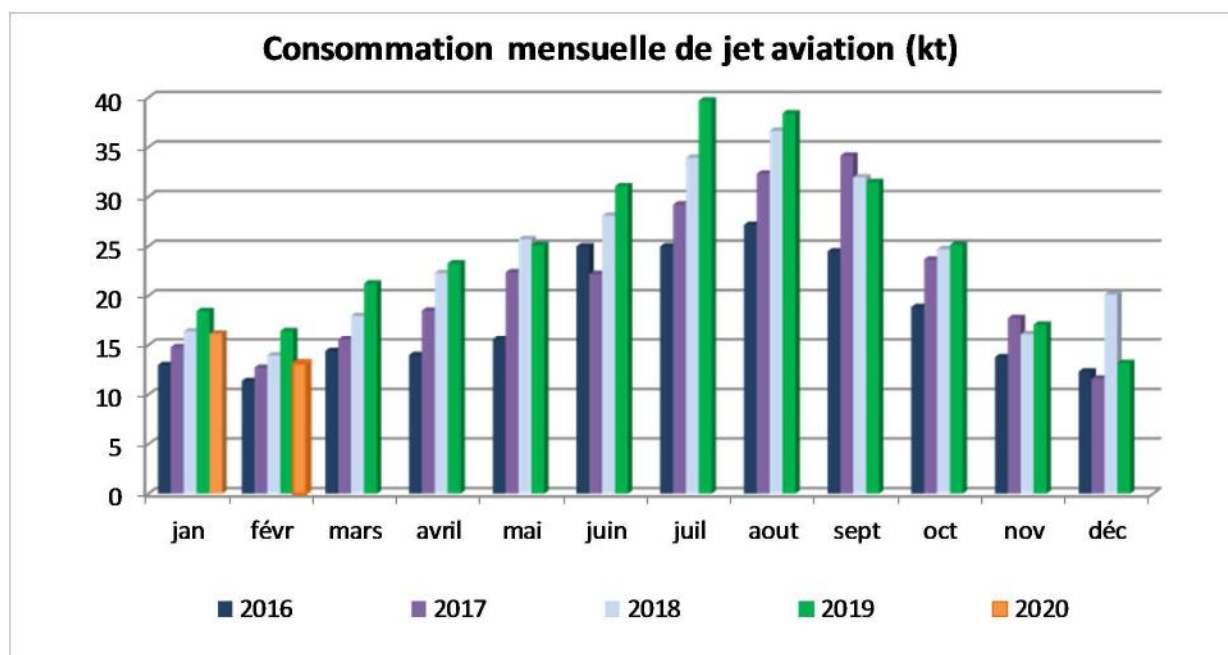
Le graphique suivant illustre l'évolution de la consommation mensuelle de carburants routiers entre **2019** et **2020**.



Par ailleurs, la consommation de GPL a augmenté de **2%** entre fin février 2019 et fin février 2020 bien que les températures ont été relativement douces courant les deux premiers mois de **2020** par rapport à la même période de **2020**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **5%** entre fin février **2019** et fin février **2020** (données partiellement estimées).

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminution importante de **16%** probablement à cause d'un ralentissement du trafic aérien pour faire face à la propagation d'épidémie coronaire.





II-2-2 Gaz Naturel

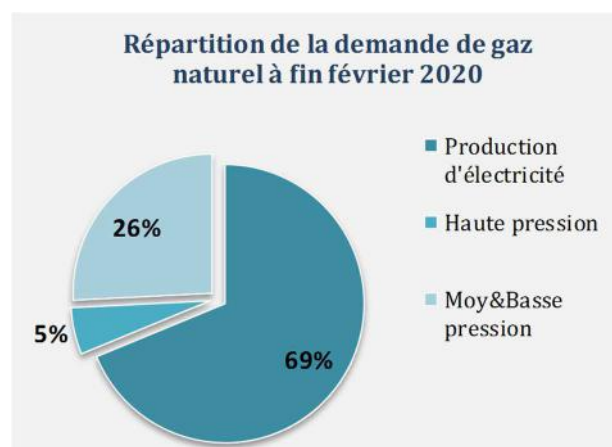
DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2019	A fin février				
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 077	688	835	827	-1,0%	2%
Production d'électricité	3 777	459	539	569	6%	2%
Hors prod élec	1 300	229	296	258	-13%	1%
Haute pression	332	69	51	45	-12%	-4%
Moy&Basse pression	967	160	245	213	-13%	3%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 641	765	927	919	-1%	2%
Production d'électricité	4 197	510	598	632	6%	2%
Hors prod élec	1 444	255	329	287	-13%	1%
Haute pression	369	77	57	50	-12%	-4%
Moy&Basse pression	1 075	178	272	237	-13%	3%

La demande totale de gaz naturel entre fin février **2019** et fin février **2020** a enregistré une légère diminution de **1%** pour se situer à **827 ktep**. La demande pour la production électrique a augmenté de **6%**, celle pour la consommation finale a diminué, par contre, de **13%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**69%** de la demande totale courant janvier 2020), 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 diminution de **13%** pour se situer à **258 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a diminué de **13%** et celle des clients haute pression de **12%**.



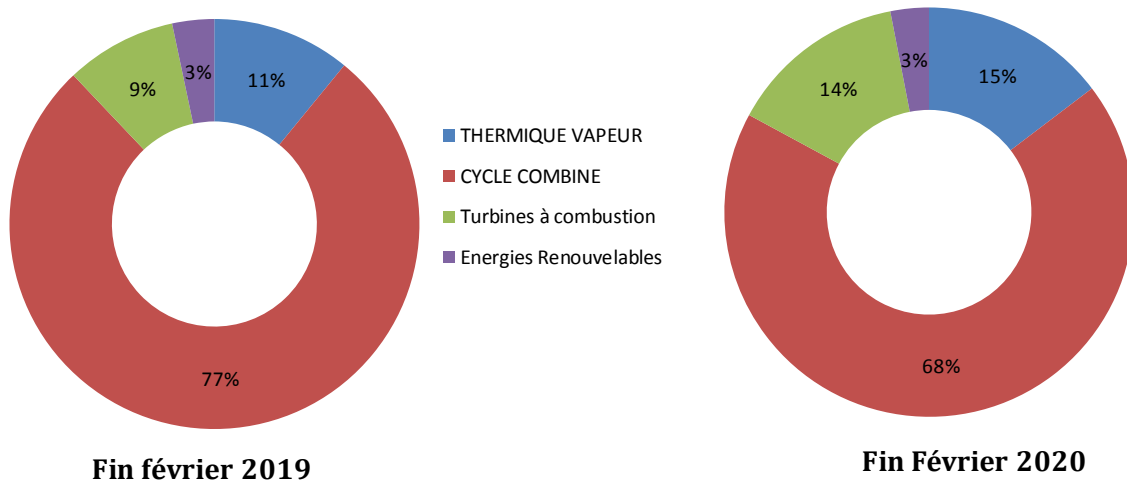
Cette diminution au niveau des clients MP-BP est dûe essentiellement aux températures relativement douces enregistrées courant les 2 premiers mois de **2020** par rapport à la même période de l'année précédente.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une remarquable dégradation de **4%** entre fin février **2019** et fin février **2020** pour passer de **202 tep/GWh** à **210 tep/ GWh**.

La production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une légère augmentation de **2%** alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a augmenté de **6%**.

En effet, nous avons noté une diminution à **68%** de la part des cycles combinés dans la production courant les 2 premiers mois de **2020** contre **77%** courant les 2 premiers mois de **2019** suite à l'arrêt de quelques centrales à cycle combiné pour maintenance avant la saison estivale.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement



	Réalisé 2019	Février		A fin Février	
		2019	2020	2019	2020
Nb de permis octroyés	6	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	2	0	0	0	0
Nb total des permis	25	21	25	21	25
Nb de forages explo.	6	0	1	0	1
Nb forages développ.	5	0	1	1	1
Nb de découvertes	4	0	1	0	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin février 2020, 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**.

Exploration

Acquisition sismique à fin février 2020

- Pas de nouvelle opération d'acquisition à fin février **2020**.

Fin des opérations d'acquisition sismique entamé en 2019 :

- Démarrage, le **1^{er} août 2019**, des opérations d'acquisition sismique sur les permis « Zaafrane » et « Douiret » : acquisition de **934 Km² 3D** au total dont **745 km²** en **2019**, fin des opérations le 8/02/2020.

Forage d'un nouveau puits d'exploration en février 2020 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Baraka PC- 1	Baraka	29/02/2020	Opérations de forage en cours

Poursuite de Forage de deux puits d'exploration entamés en 2019

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Debbech B	Debbech	30/11/2019	Profondeur actuelle : 4260 Forage en cours.
02	Baraka 2 Dir*	Baraka	15/12/2019	Profondeur finale : 3035 Le test a montré des indices encourageants au niveau de la formation "Saouaf" SF7 avec des estimation préliminaires de 4000 bbls/j d'huile et 80000 m3 de gaz

*Initialement comptabilisé comme puits de développement

Développement

Forage d'un nouveau puits de développement en février 2020 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	KRD SW 2	Debbech	16/02/2020	51	Arrêt des opérations de forage le 17/02/2020 vu l'instabilité de la plate-forme

- 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 à partir de mars **2020** et début de production prévu en juin 2020.

III- Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité



PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2019	A fin février			Var (%)	TCAM (%)
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	(3)/(2)	(3)/(1)
STEG	17007	1 688	2 468	2541	3%	4%
FUEL + GASOIL	0,4	1,430	0,100	7,641	7541%	18%
GAZ NATUREL	16441	1652	2366	2439	3,1%	4%
HYDRAULIQUE	66	4,92	6,00	4,80	-20%	-0,2%
EOLIENNE	500	30	96	90	-6%	12%
SOLAIRE(1)	0,2	0	0	0,04	-	-
IPP (GAZ NATUREL)	3071	493	594	568	-4%	1,4%
ACHAT TIERS	155	13	36,0	26,0	-28%	7,0%
PRODUCTION NATIONALE(*)	20233	2 195	3 098	3 135	1%	4%

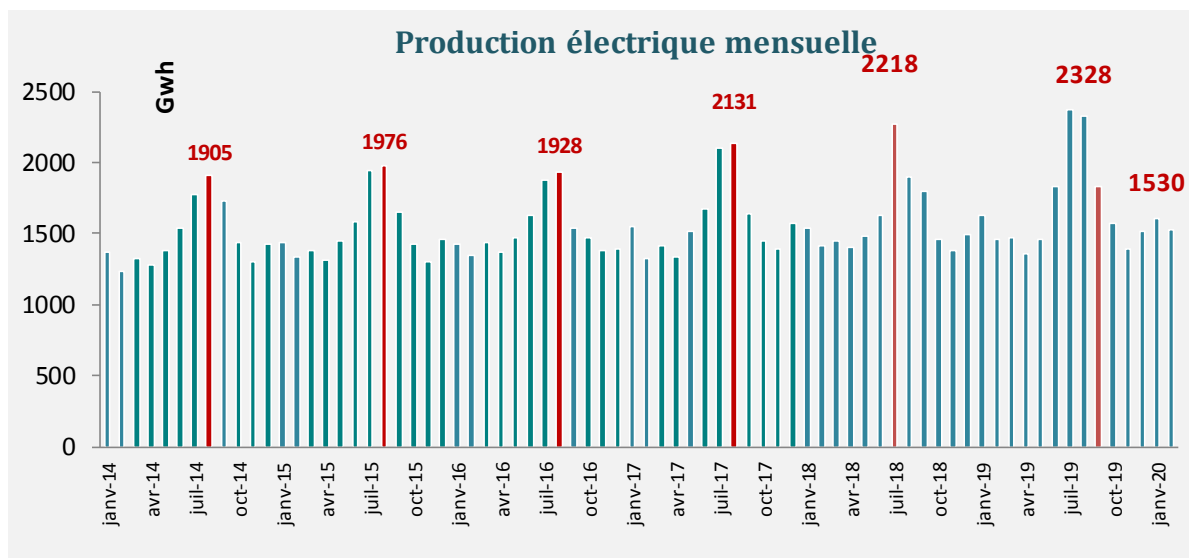
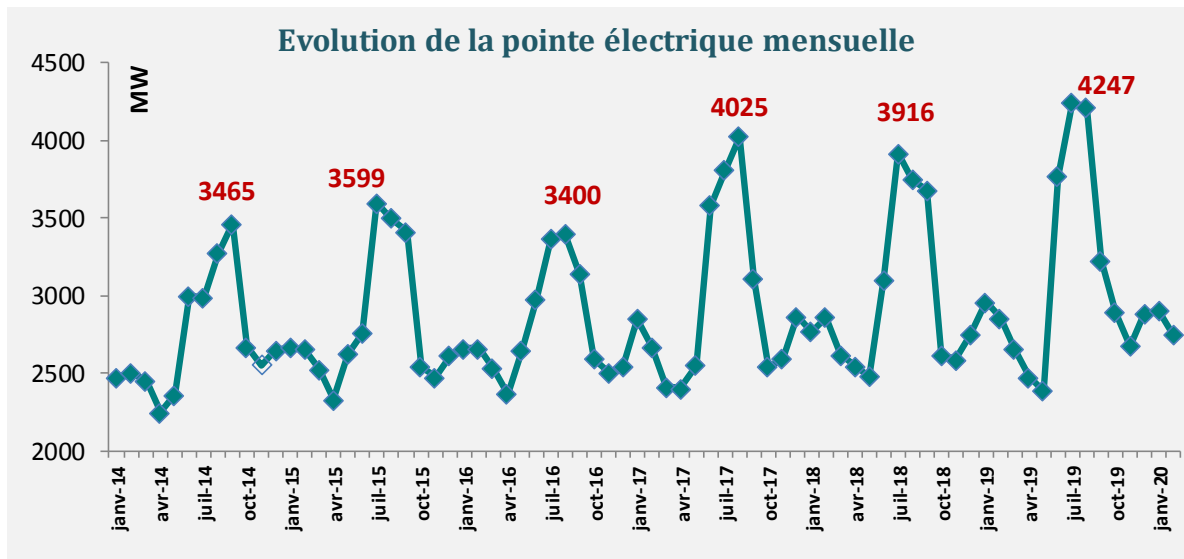
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

La production totale d'électricité a enregistré une légère augmentation de **1%** entre fin février **2019** et fin février **2020** se situant à **3135 GWh** (hors autoproduction consommée).

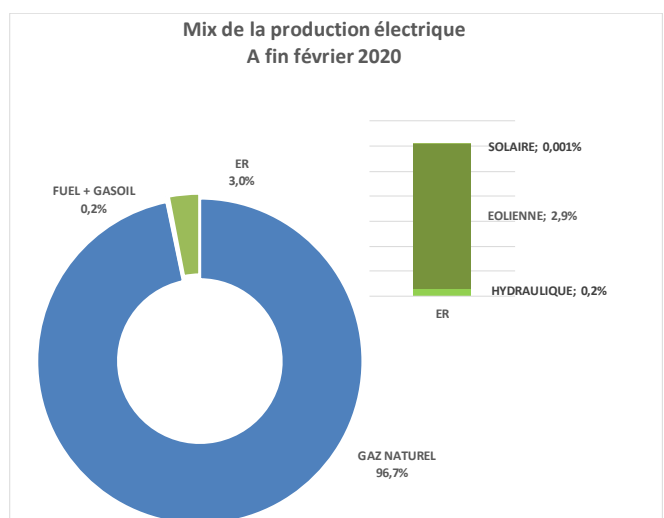
A noter que la première tranche de la turbine à gaz de la centrale électrique de Borj El Amri-Mornaguia est entrée en service courant le mois de juin **2019** avec une capacité de production de **312 mégawatts (MW)**. Cette centrale, dont la deuxième tranche s'achèvera en **2020**, a une capacité globale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

La pointe a enregistré une diminution de **2%** pour se situer à **2902 MW** à fin février 2020 contre **2962 MW** à fin février 2019.

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



La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **81%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG +IPP) a enregistré une augmentation de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **3%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin février **2020**.





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** décembre **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 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 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**. La production a commencé en septembre 2019.

(*) derniers chiffres disponibles.

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

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.