REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des Mines

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, fin décembre 2020

Version provisoire du 21/5/2021

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

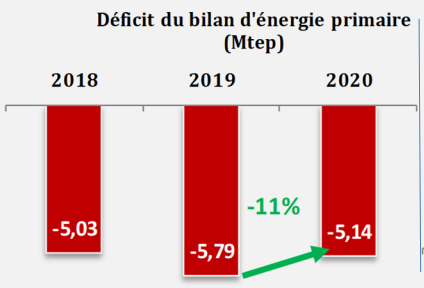
3-Exploration et Développement

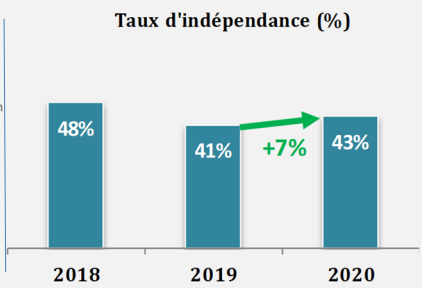
III- Electricité et Energies Renouvelables

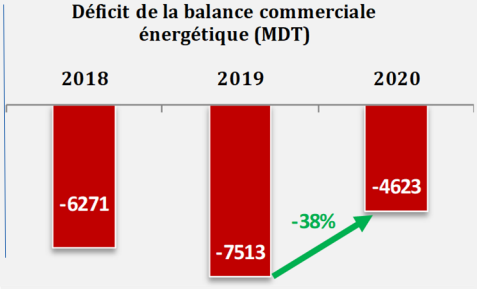
1-Electricité

2-Energies Renouvelables

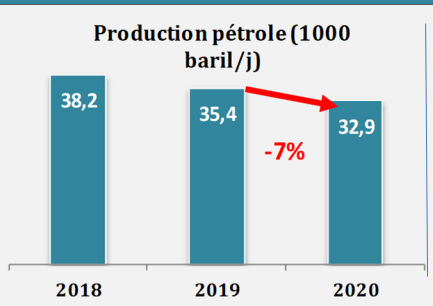
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux

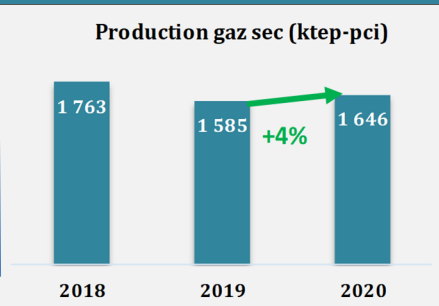


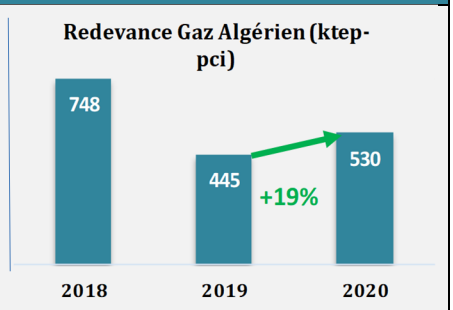




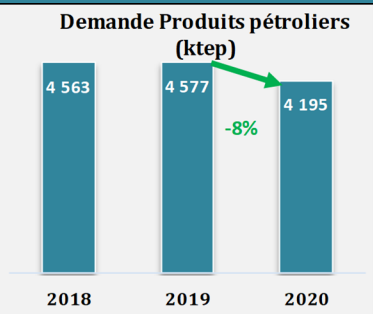
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien

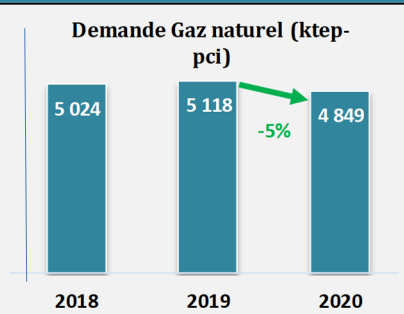


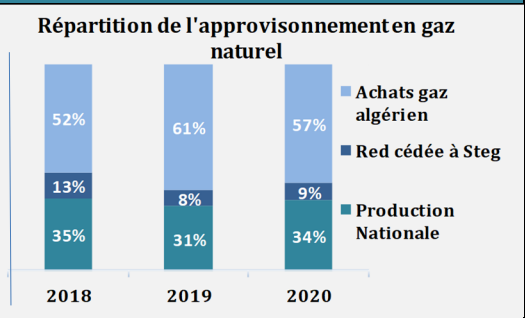




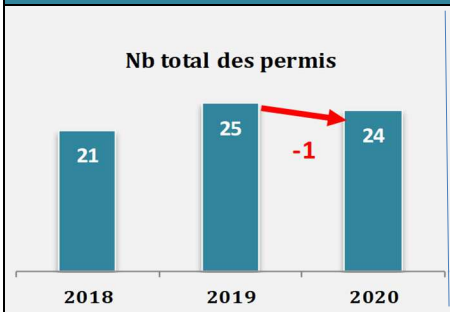
Demande des hydrocarbures

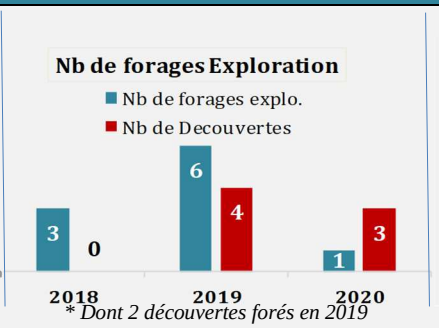


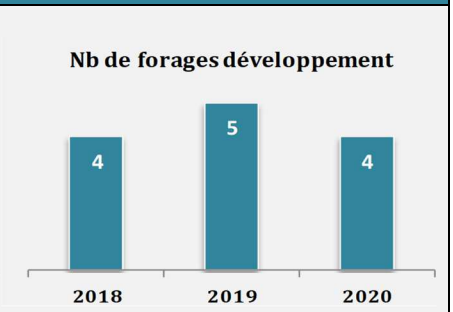




Exploration et développement

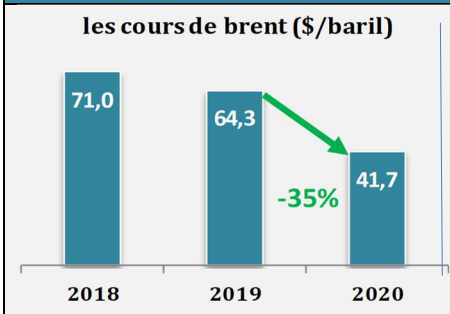


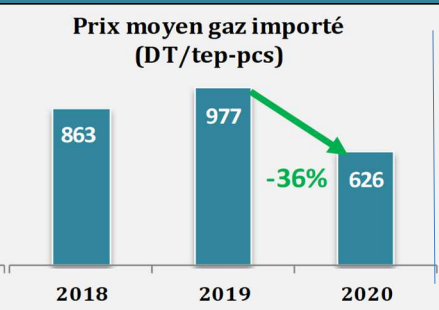


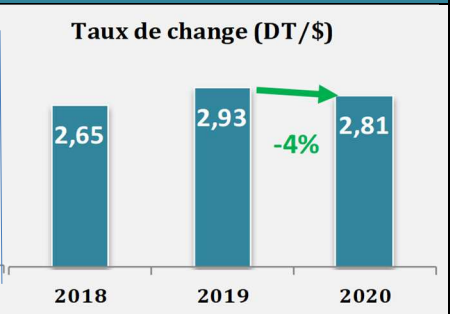


** Dont 2 découvertes forés en 2019*

Prix et taux de change







I. Bilan et Economie d'Energie

1 Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2019	A fin décembre 2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	**3957**	**7898**	**3957**	**3946**	-0,3%	-7%
Pétrole [1]	1727	3789	1727	1577	-9%	*-8%*
GPL primaire [2]	151	189,5	151	149	-1%	*-2%*
Gaz naturel	2030	3903	2030	2176	7%	*-6%*
Production	*1585*	*2728*	*1585*	*1646*	*4%*	*-5%*
Redevance	*445*	*1175*	*445*	*530*	*19%*	*-8%*
Elec primaire	49	16,2	48,6	44	-10%	*10%*
DEMANDE	**9743**	**8342**	**9743**	**9088**	-7%	1%
Produits pétroliers	4577	3956	4577	4195	-8%	0,6%
Gaz naturel	5118	4369	5118	4849	-5%	1%
Elec primaire	49	16,2	49	44	-10%	*10%*
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance [3]	-5786	-444	-5786	-5142		
Sans comptabilisation de la redevance [4]	-6231	-1619	-6231	-5672		

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

Revision de la demande d'énergie primaire pour l'année 2019 suite à la reception des données de la consommation de petcoke partiellement estimée initialement

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

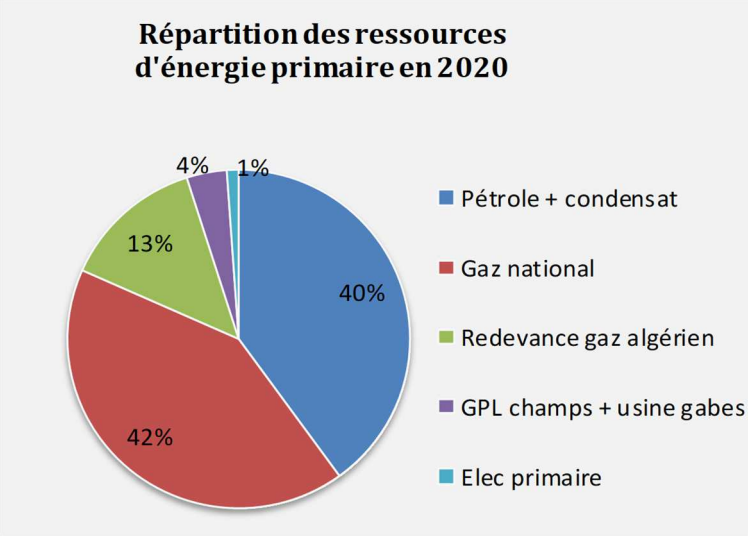
(3) DEFICIT en considerant la redevance comme étant une ressource nationale

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

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.9** Mtep à fin décembre **2020**, enregistrant une quasi stabilité par rapport à la même période de l'année précédant : La redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une hausse de **19**% ainsi que la production du gaz

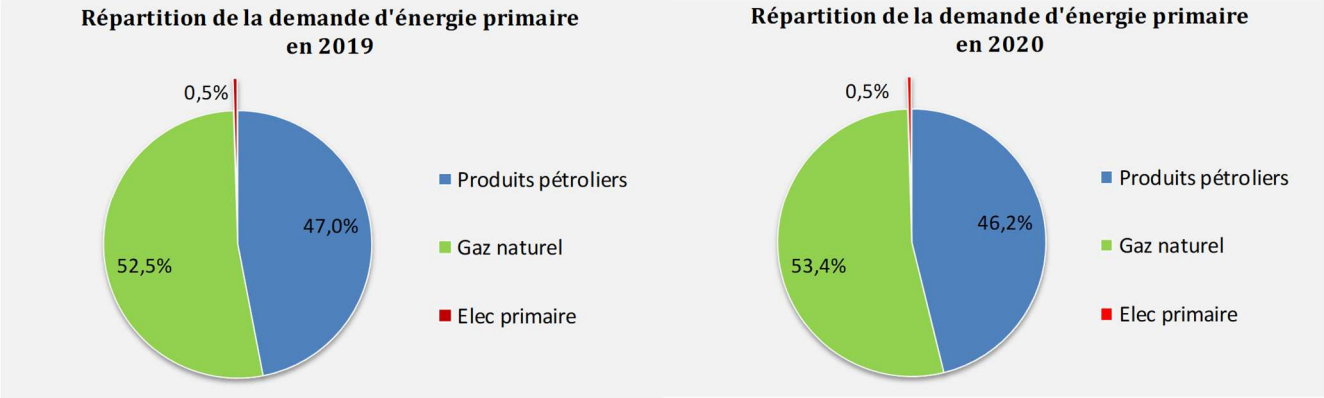
commercial sec de **4%** à fin décembre **2020** par rapport à fin décembre **2019**. La production de pétrole brut a enregistré, par contre, une baisse de **9%**.

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 a baissé de **7**% entre **2019** et **2020** pour passer de **9.7 Mtep** à **9.1 Mtep** : la demande de gaz naturel a baissé de **5%** et celle des produits pétroliers de **8**%.

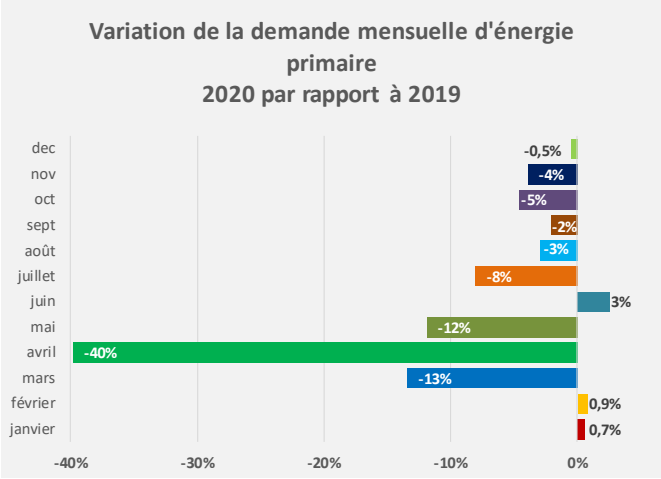
La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la demande des produits pétroliers est passé de **47**% à fin décembre **2019** à **46**% à fin décembre **2020.** Le gaz naturel qui répresente **52.5**% à fin décembre **2019** à enregistré une légère hausse à **53.4**% à fin décembre **2020**.

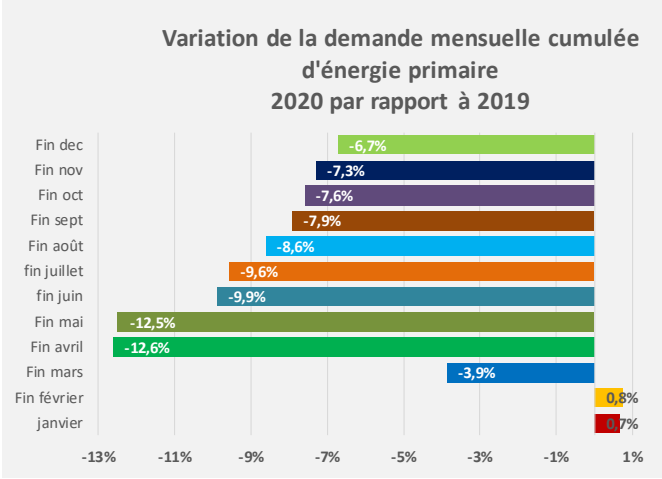


En comtabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin décembre **2020**, **un déficit** de **5.1 Mtep** contre un deficit enregistré à fin décembre **2019** de **5.8 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **43%** à fin décembre **2020** contre **41%** à fin décembre **2019**.

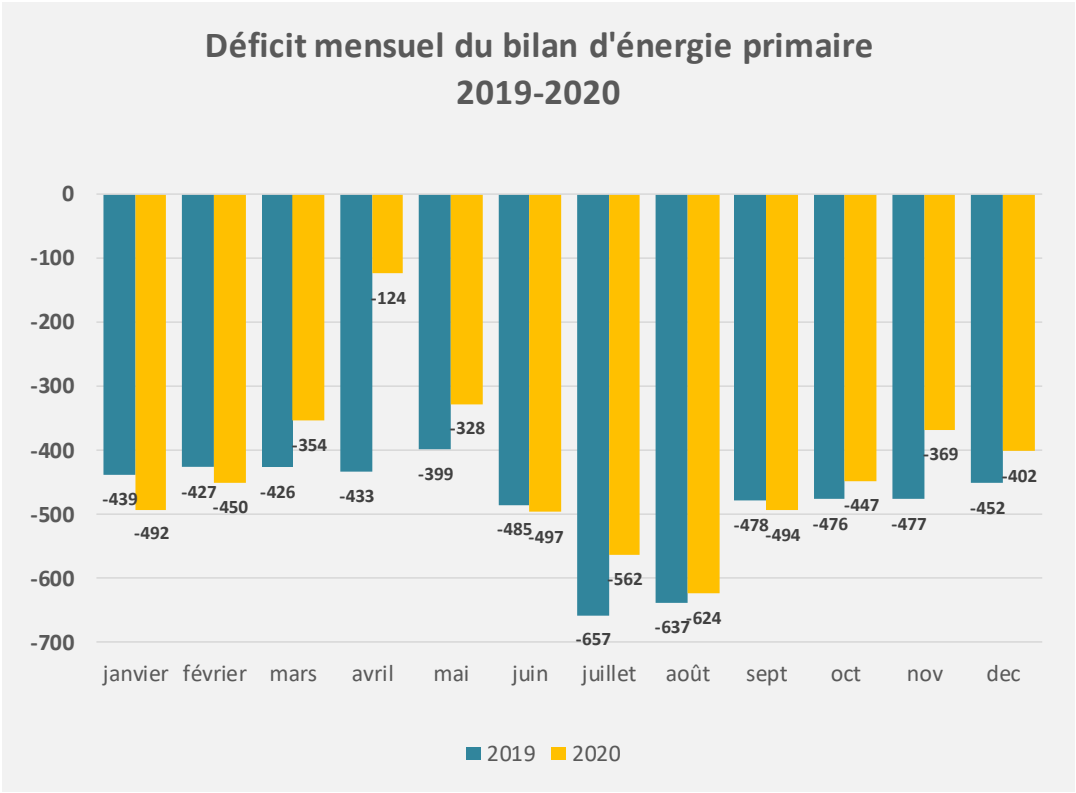
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **38%** durant **2020** contre **36%** durant **2019**.

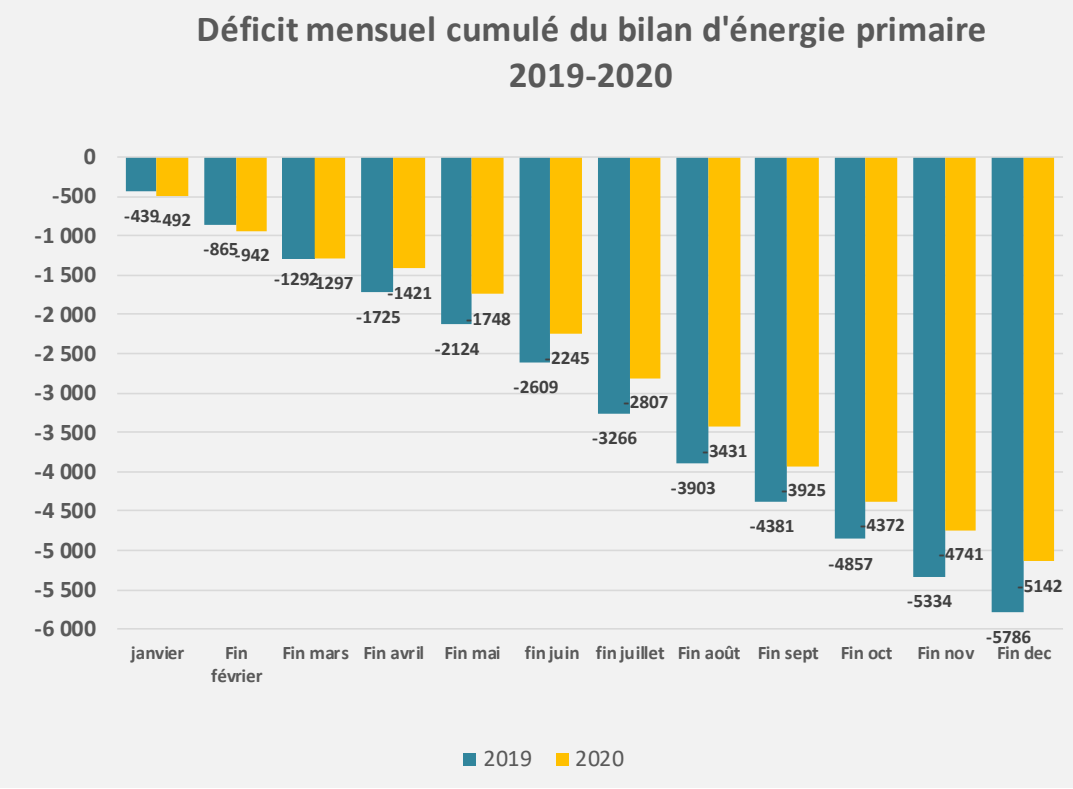
Pour mesurer l'impact du COVID-19 sur la demande de l'énergie, nous représentons dans les figures qui suivent la variation de la consommation mensuelle et cumulée d'énergie primaire en **2020** par rapport à **2019** ainsi nous pouvons constater que la demande est restée presque stable durant les deux premiers mois de **2020** et qu'elle a baissé de **40%** durant le mois **d'avril 2020**. Par contre, durant le mois de juin **2020**, on constate que la variation de la demande a enregistré une légère augmentation de **3**%. Et elle s'est orienté depuis vers la baisse pour atteindre courant le mois de novembre et décembre une dimunition respective de **4**% et 0,**5**% ce qui a engendré une baisse cumulée de **7**% en **2020** par rapport à **2019**. Le gouvernement a commencé à prendre progressivement un ensemble de mesures pour limiter la propagation de la pandémie du COVID-**19** à partir de mi-mars notamment le confinement total à partir du **22** mars 2020. Un déconfinement progressif en trois étapes a commencé à partir du **4** mai 2020 : la première étape s'est étalée du **4** au **24** mai, la seconde du **24** mai au **4** juin, tandis que la troisième a commencé le **4** juin et a pris fin le **14** du même mois. Durant le 2ème vague, le gouvenement a ajusté sa politique de lutte contre le virus en adoptant un ensemble de mesures progressives, à partir de fin septembre **2020**, pour endiguer la pandemie en limitant l'impact sur l'économie du pays.





Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **18**% en mars 2020 , de **71**% en avril, de **17**% en mai 2020**.** En novembre et décembre **2020** , le déficit a enregistré une diminution respective de **23**% et **11**% ce qui a engendré une dimunition du déficit de **11**% en cumul à fin décembre **2020** comme le montre les graphiques suivants :


Déficit mensuel du bilan d'énergie primaire
2019-2020
0
-100
-200
-300
-400
-500
-600
-700
-439
-492
-427
-450
-426
-354
-433
-124
-399
-328
-485
-497
-657
-562
-637
-624
-478
-494
-476
-447
-477
-369
-452
-402
janvier
février
mars
avril
mai
juin
juillet
août
sept
oct
nov
dec
2019
2020


Déficit mensuel cumulé du bilan d'énergie primaire
2019-2020
0
-500
-1 000
-1 500
-2 000
-2 500
-3 000
-3 500
-4 000
-4 500
-5 000
-5 500
-6 000
-439
-492
-865
-942
-1292
-1297
-1725
-1421
-2124
-1748
-2609
-2245
-3266
-2807
-3903
-3431
-4381
-3925
-4857
-4372
-5334
-4741
-5786
-5142
janvier
Fin février
Fin mars
Fin avril
Fin mai
fin juin
fin juillet
Fin août
Fin sept
Fin oct
Fin nov
Fin dec
2019
2020

2 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		
	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)
EXPORTATIONS				**1747**	**1895**	**8%**	**2403**	**1542**	**-36%**
PETROLE BRUT (1)	1559,3	1169,7	-25%	1598,3	1197,1	-25%	2232,3	956,7	-57%
ETAP	*1113,6*	*771,1*	*-31%*	*1141,5*	*788,5*	*-31%*	*1600,0*	*646,5*	*-60%*
PARTENAIRES	*445,7*	*398,6*	*-11%*	*456,8*	*408,6*	*-11%*	*632,3*	*310,2*	-51%
GPL Champs	34,5	38,6	*12%*	38,1	42,7	*12%*	36,7	32,3	-12%
ETAP	*19,7*	*23,1*	*17%*	*21,8*	*25,6*	*17%*	*21,1*	*19,0*	-10%
PARTENAIRES	*14,8*	*15,5*	*5%*	*16,3*	*17,2*	*5%*	*15,6*	*13,3*	-14%
PRODUITS PETROLIERS	74,2	541,4	*630%*	75,5	544,4	*621%*	105,7	491,1	365%
Fuel oil (BTS)	*35,1*	*350,2*	-	*34,3*	*342,8*	-	*49,4*	*321,2*	-
Virgin naphta	*39,1*	*191,2*	*389%*	*41,2*	*201,6*	*389%*	*56,3*	*169,9*	*201%*
REDEVANCE GAZ EXPORTE				*34,7*	*110,8*	*219%*	*28,46*	*61,82*	117%
IMPORTATIONS				**7971**	**7596**	**-5%**	**9916**	**6165**	**-38%**
PETROLE BRUT (3)	125,3	806,6	*544%*	128,1	824,4	*544%*	193,8	819,3	*323%*
PRODUITS PETROLIERS	4305,2	3479,5	-19%	4277,3	3448,6	-19%	6333,5	3403,1	-46%
GPL	*495,0*	*472,4*	*-5%*	*547,5*	*522,5*	*-5%*	*682,2*	*561,7*	*-18%*
Gasoil ordinaire	*1545,4*	*1106,9*	*-28%*	*1587,1*	*1136,8*	*-28%*	*2718,0*	*1263,3*	*-54%*
Gasoil S.S. (7)	*368,6*	*355,4*	*-4%*	*378,6*	*365,0*	*-4%*	*664,8*	*395,4*	*-41%*
Jet (6)	*302,4*	*91,4*	*-70%*	*313,0*	*94,6*	*-70%*	*573,8*	*115,2*	*-80%*
Essence Sans Pb	*663,6*	*663,3*	*0%*	*693,4*	*693,2*	*0%*	*1218,8*	*788,0*	*-35%*
Fuel oil (HTS)	*222,6*	*159,0*	*-29%*	*217,9*	*155,6*	*-29%*	*234,8*	*104,6*	*-55%*
Pétrole lampant	*0,0*	*0,0*	-	*0,0*	*0,0*	-	*0*	*0*	-
White spirit	*2,2*	*0,0*	-	*2,3*	*0,0*	-	*7,0*	*0,0*	-
Coke de pétrole (4)	*705,4*	*631,0*	*-11%*	*537,5*	*480,8*	*-11%*	*234,2*	*174,8*	*-25%*
GAZ NATUREL				3565,4	3323,2	-7%	3388,6	1942,6	-43%
Redevance totale (2)				*444,8*	*529,8*	*19%*	*0,0*	*0,0*	_
Achat (5)				*3120,6*	*2793,4*	*-10%*	*3388,6*	*1942,6*	*-43%*

(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

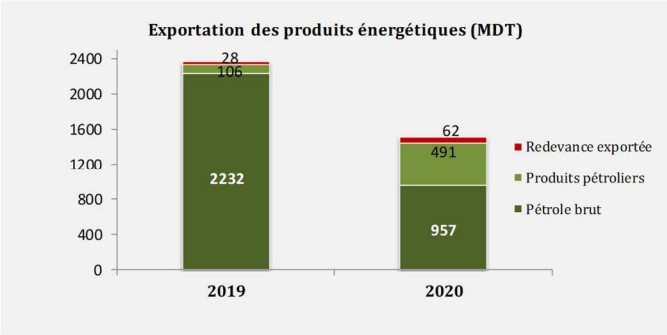
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

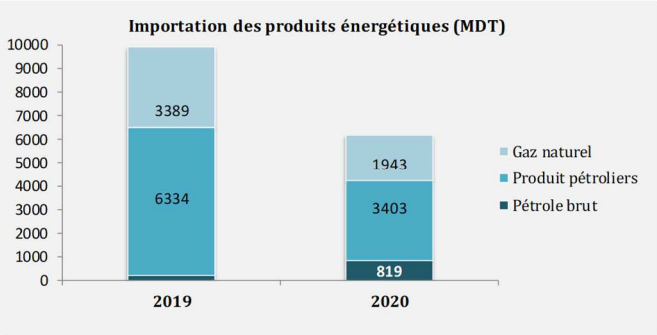
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1er janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

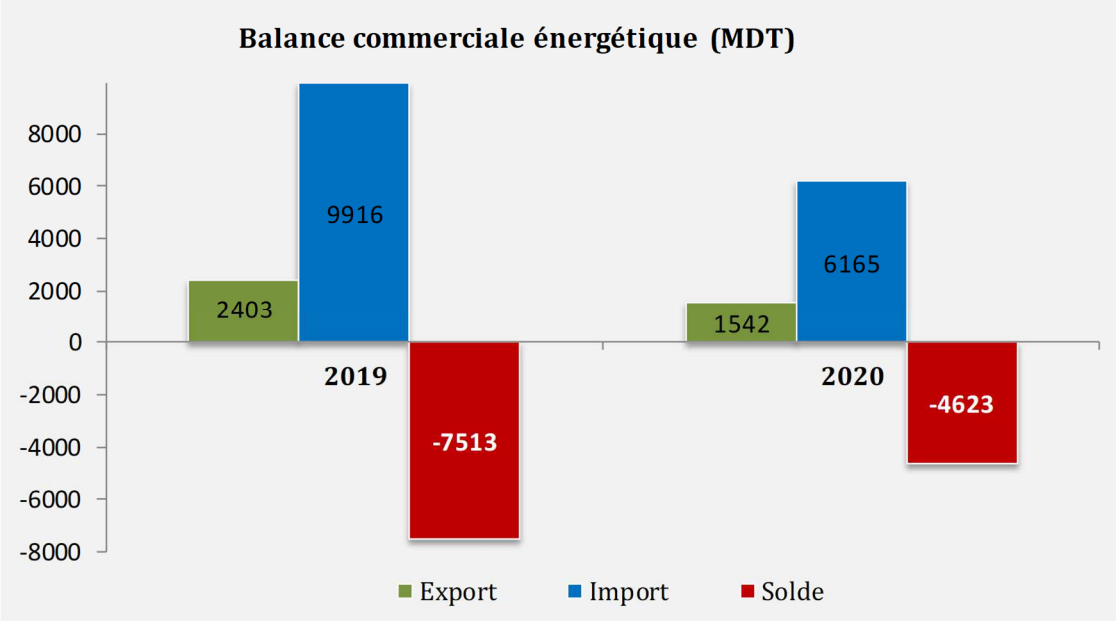
---

(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.

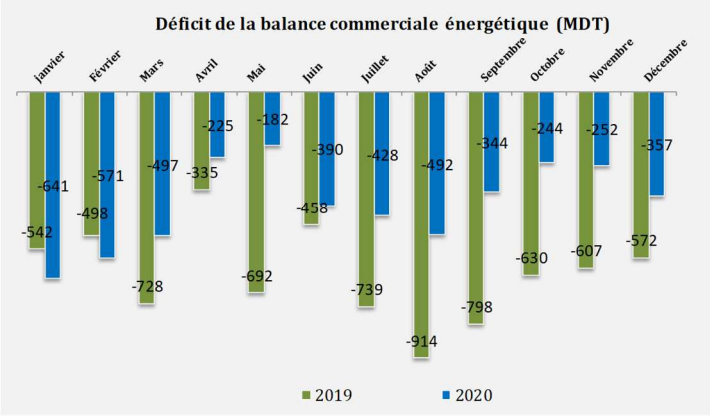
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **36**% accompagné par une baisse des importations en valeur aussi de **38**%. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **7513 MDT** durant **2019** à **4623 MDT** en de **2020**, soit une diminution de **38**% (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

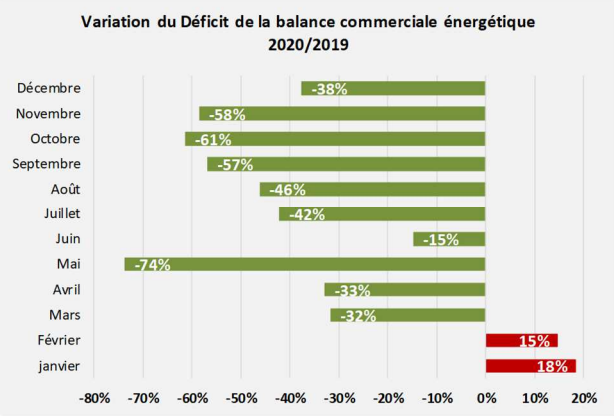






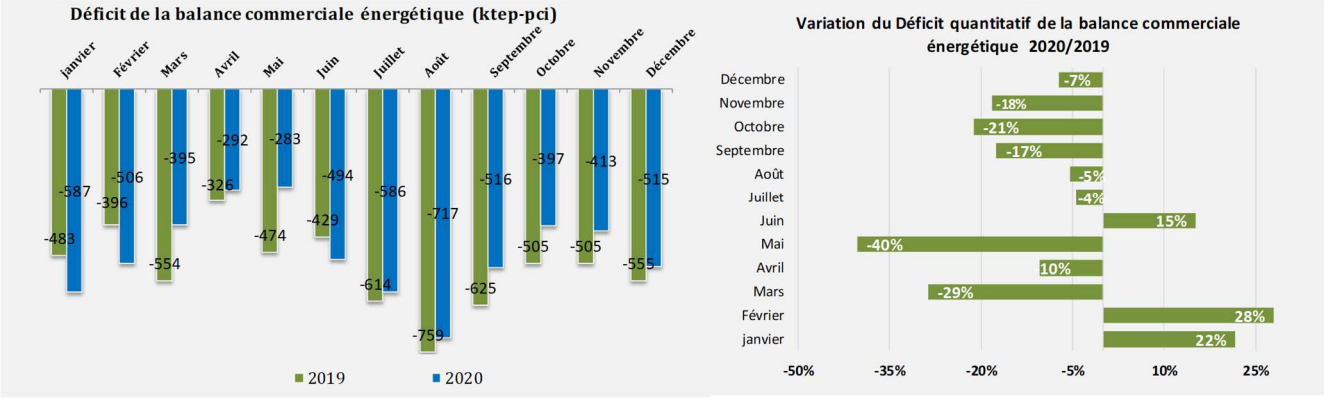
En calculant le déficit mensuel de la balance commerciale durant **2020** par rapport à **2019**, nous avons remarqué qu'il a baissé courant le mois de décembre **2020** de **38**% par rapport au mois de décembre **2019**:



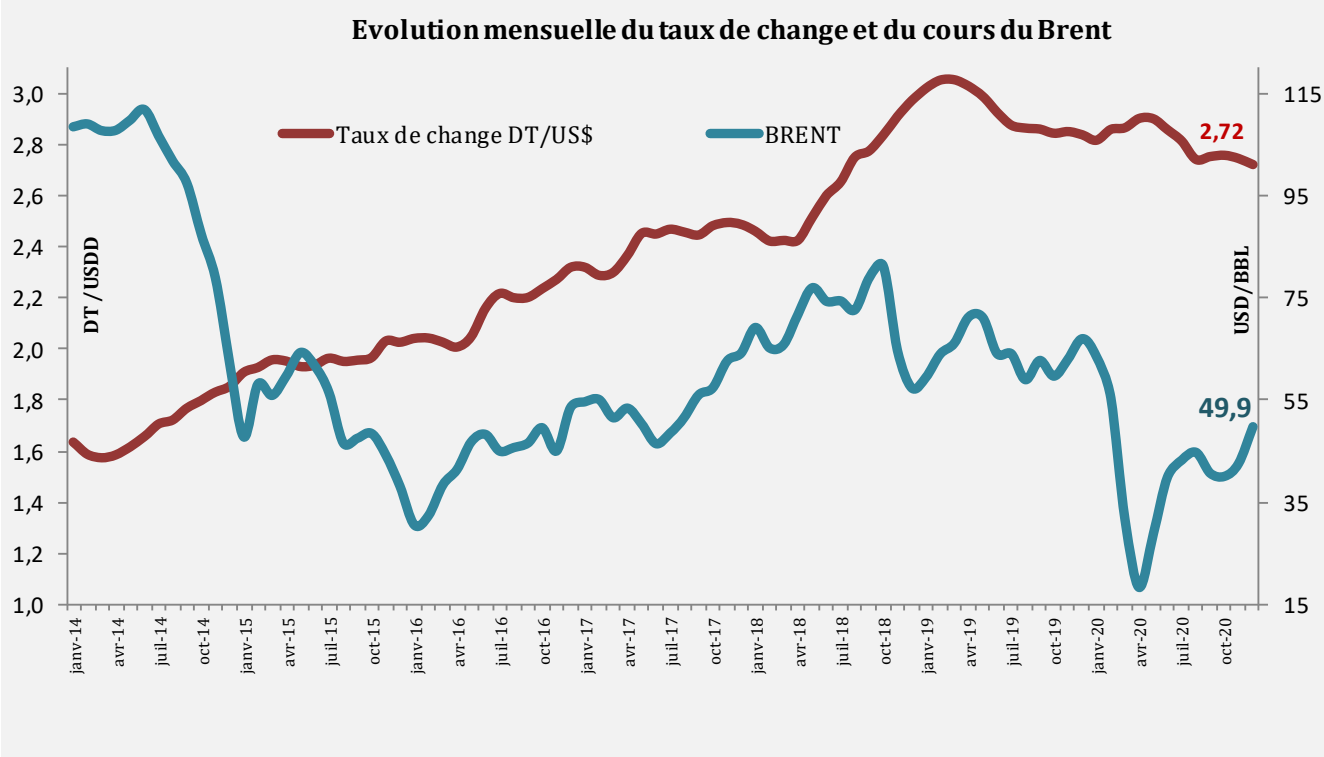


Les echanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont trés sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** echangées, **le taux de change** $/DT et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indéxés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est amélioré **(+)** , le cours du Brent a nettement baissé **(+)** et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de **7%** **(+)** courant le mois de décembre **2020** par rapport à décembre **2019** comme le montre le graphique suivant :

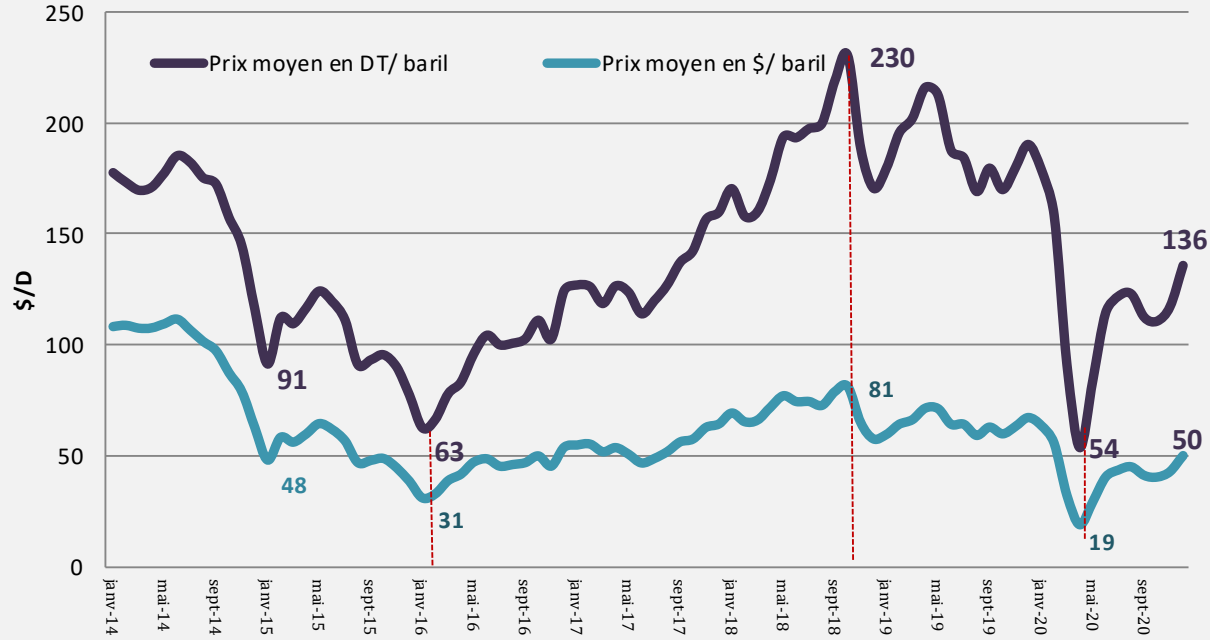


En effet, Durant le mois de décembre **2020**, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **17.2** $/bbl **: 49.9** $/bbl courant décembre **2020** contre **67.02** $/bbl courant décembre **2019** et ont enregistré une hausse de **7.2** $/bbl par rapport à novembre **2020**.



Au cours de la même période, le Dinar tunisien continue à enregistrer une appréciation par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange de produits énérgétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

Evolution mensuelle de la cotation du Brent en $/baril et en D/baril

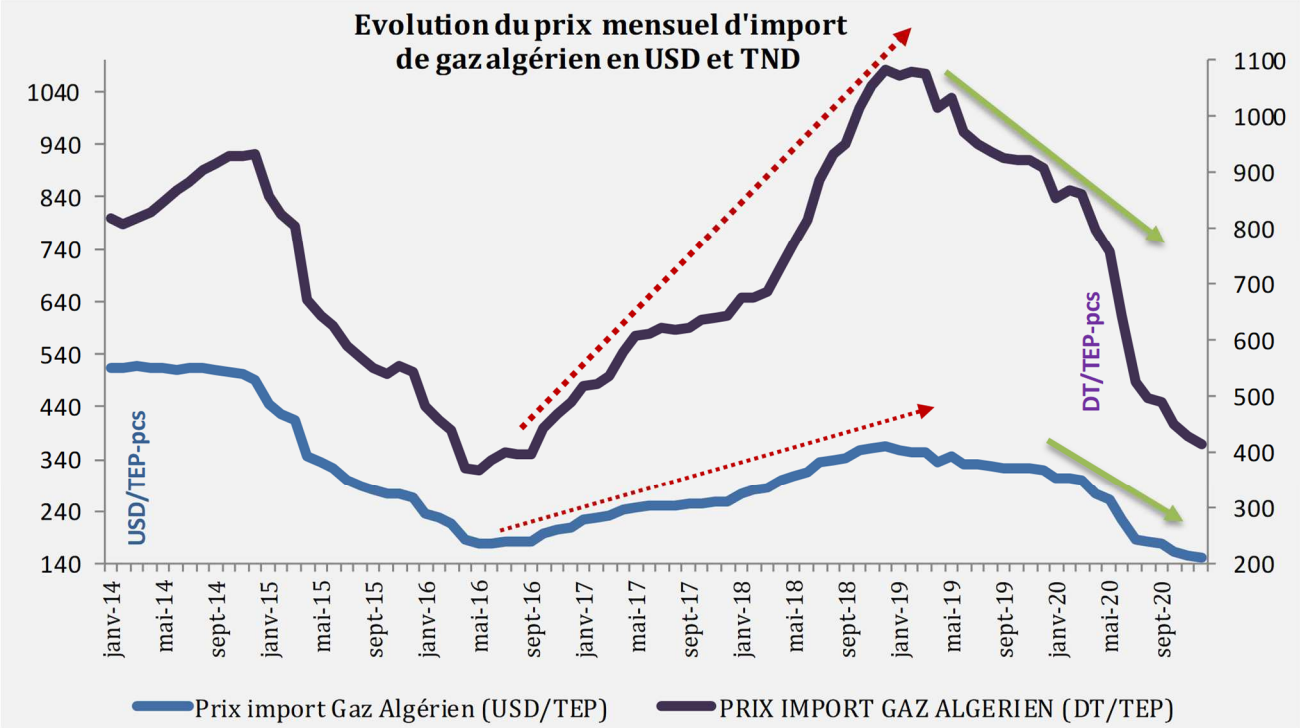


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+++) Entre **2019** et **2020**, les cours moyens du Brent ont enregistré une baisse de **35**% : **64.3** $/bbl contre **41.7** $/bbl.

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **4**% entre **2019** et **2020**, le taux de change a augmenté avec un rythme soutenu depuis le mois de mai **2018**. Après avoir dépassé pour la première fois le seuil symbolique de **3** DT en janvier **2019**, le dinar a commencé ensuite à se revaloriser en avril **2019** pour la première fois depuis décembre **2017** poursuivant cette tendance baissière.

(++) La diminution du prix moyen du gaz algérien de **36**% en DT et de **34**% en $ entre **2019** et **2020**.



La 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 correlé au cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.1 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des **6** et/ou **9** derniers mois.

(++) Les importations des produits pétroliers ont diminué par rapport à la même période de l'année précédente de **19%** en quantité et de **46%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **25**%, rappellons 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 **1114 kt** de pétrole brut en **2020** dont **34**% brut local contre **140** kt seulement en **2019** (dont **37**% brut local).

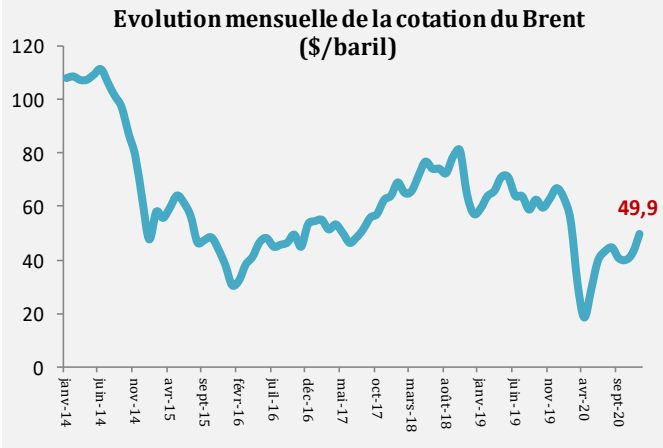
(+) Baisse des achats du gaz algérien de **10%** en quantité vue le ralentissement des activités économiques et la hausse de la production et de la redevance.

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

3 Prix de l'énergie

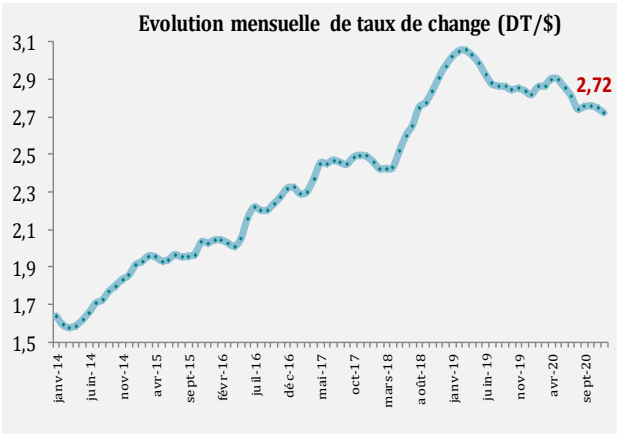
1- Brent

Prix de baril de Brent ($/baril)				
	2018	2019	2020	20/19
Jan	69,2	59,5	63,5	7%
Fév	65,2	64,0	55,4	-13%
Mars	65,9	66,1	31,8	-52%
Avril	71,8	71,3	18,6	-74%
Mai	76,9	71,1	28,98	-59%
Juin	74,3	64,1	40,07	-37%
Juillet	74,3	64,0	43,4	-32%
Aout	72,6	59,0	44,8	-24%
Septembre	78,9	62,8	40,8	-35%
Octobre	81,2	59,7	40,2	-33%
Novembre	64,7	63,02	42,7	-32%
Décembre	**57,4**	**67,02**	**49,9**	**-26%**
Prix annuel moyen	**71,0**	**64,3**	**41,7**	**-35%**



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	2,87	-6%
Avril	2,43	3,03	2,90	-4%
Mai	2,52	2,99	2,90	-3%
Juin	2,60	2,93	2,86	-2%
Juillet	2,65	2,88	2,81	-2%
Aout	2,75	2,87	2,74	-4%
Septembre	2,78	2,86	2,75	-4%
Octobre	2,84	2,84	2,76	-3%
Novembre	2,91	2,85	2,75	-4%
Décembre	**2,97**	**2,84**	**2,72**	**-4%**
Taux annuel moyen	**2,65**	**2,93**	**2,81**	**-4%**



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

Pétrole Brut (1)	A fin décembre 2020	
	DT /bbl	$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	*135,8*	*48,8*
Prix d'exportation ETAP[2] (FOB)	109,0	39,2

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

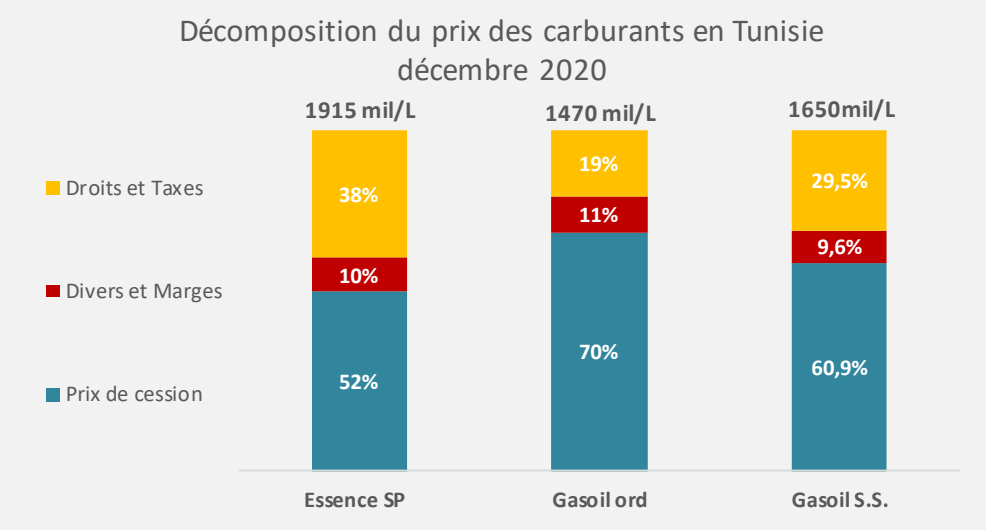
PRODUITS PETROLIERS	A fin décembre 2020					
	Unités	Prix import (1)	Pcession	Droits et Taxes (2)	Divers et marges(3)	Prix de vente(4)
Essence SSP	Millimes/litre	916	1004	719	192	1915
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	963	1027	286	157	1470
Gasoil S.S.	Millimes/litre	939	1005	487	158	1650
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	658	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1189	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	15,46	2,782	0,970	3,948	7,7

(1) Prix moyen pondéré

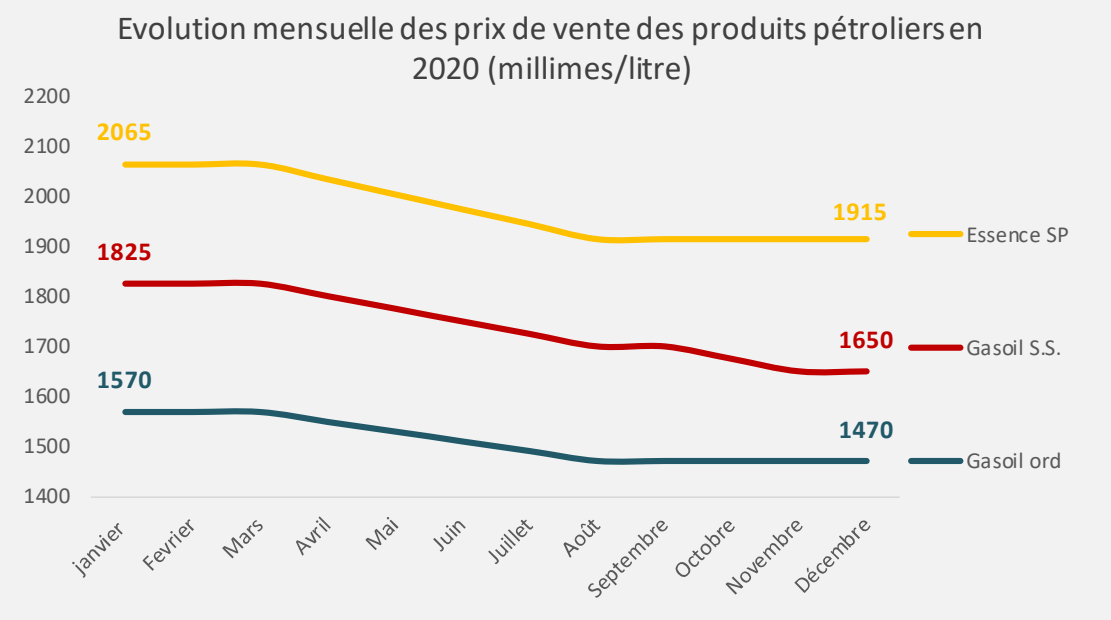
(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) + TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

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

(4) Prix de vente en vigueur aux publics à partir du 10/11/2020



Durant l'année **2020**, et suite à l'adoption à partir du mois d'avril 2020 d'un rythme mensuel de revision des prix des produits pétroliers concernés par le mecanisme d'ajustement des prix avec un plafond de 1,5% du prix de vente en vigueur depuis le dernier ajustement sur la base des observations des réalisations du mois écoulé et ceci afin de se rapprocher progressivement des prix internationaux, les prix de vente ont connu une tendance baissière ainsi le prix de gasoil ordinaire a baissé, entre avril et décembre 2020, de **6**%, celui du gasoil sans soufre de **10**% et celui de l'essence sans plomb de **7**% comme le montre le graphique suivant :



5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		2019	2020
Prix d'importation Gaz Algérien		977	626
Prix de vente Moyen		**Année 2018**	**Année 2019 (2)**
	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	1017,1
Resultat unitaire (1)		**-356,9**	**-416,9**

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

(2) Valeurs de 2019 définitives

6- Electricité

ELECTRICTE (millimes/kWh)		Année 2018	Année 2019 (1)
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	319,2
Résultat unitaire (2) (3)		**-80,4**	**-75,2**

(1) Valeurs définitives

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

(3) Une erreur de frappe s'est glissée dans la version antérieure

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 décembre 2019	2020	Var (%)
El borma	233	233,3	182,7	-22%
Ashtart	216	216,3	209,3	-3%
Hasdrubal	150	150,4	130,9	-13%
Adam	138	138,3	86,8	-37%
M.L.D	96	96,3	74,5	-23%
El Hajeb/Guebiba	95	94,6	98,9	**4,5%**
Cherouq	106	106,0	60,7	-43%
Miskar	83	83,4	70,4	-15,7%
Cercina	76	75,8	72,5	-4%
Barka	4	3,8	90,3	-
Franig/Bag/Tarfa	50	50,4	57,9	**15%**
Ouedzar	56	56,5	46,2	-18%
Gherib	56	55,5	46,7	-16%
Nawara	0	0	27,9	-
Autres	303	303	264	-13%
TOTAL pétrole (kt)	**1 664**	**1 664**	**1 520**	-8,7%
TOTAL pétrole *(ktep)*	**1 704**	**1 704**	**1 556**	-8,7%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	**1 686**	**1 686**	**1 540**	-8,7%
TOTAL pétrole brut et Condensat *(Ktep)*	**1 727**	**1 727**	**1 577**	-8,7%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	138	137,9	136,4	-1%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	**151**	**151**	**149**	-1%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	**1 824**	**1 824**	**1 676**	-8,1%
TOTAL *pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)*	**1 879**	**1 879**	**1 726**	-8,1%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1520** kt en **2020** enregistrant ainsi une baisse de **8,7**% par rapport à **2019**. La production a continué d'enregistrer une baisse dans plusieurs champs à savoir : El borma (-**22**%), Adam (-**37**%), Cherouq (-**43**%), M.L.D (**23**%), Hasdrubal (-**13**%) et Miskar (-**16**%).

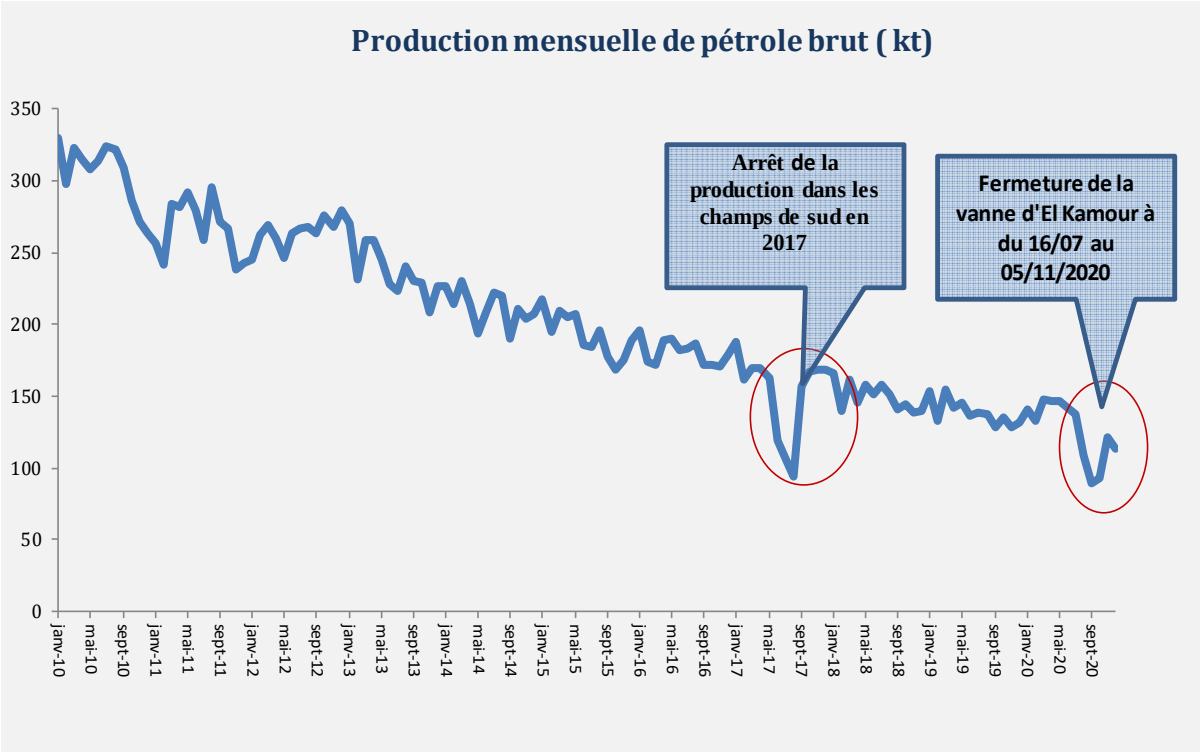
Il convient de noter :

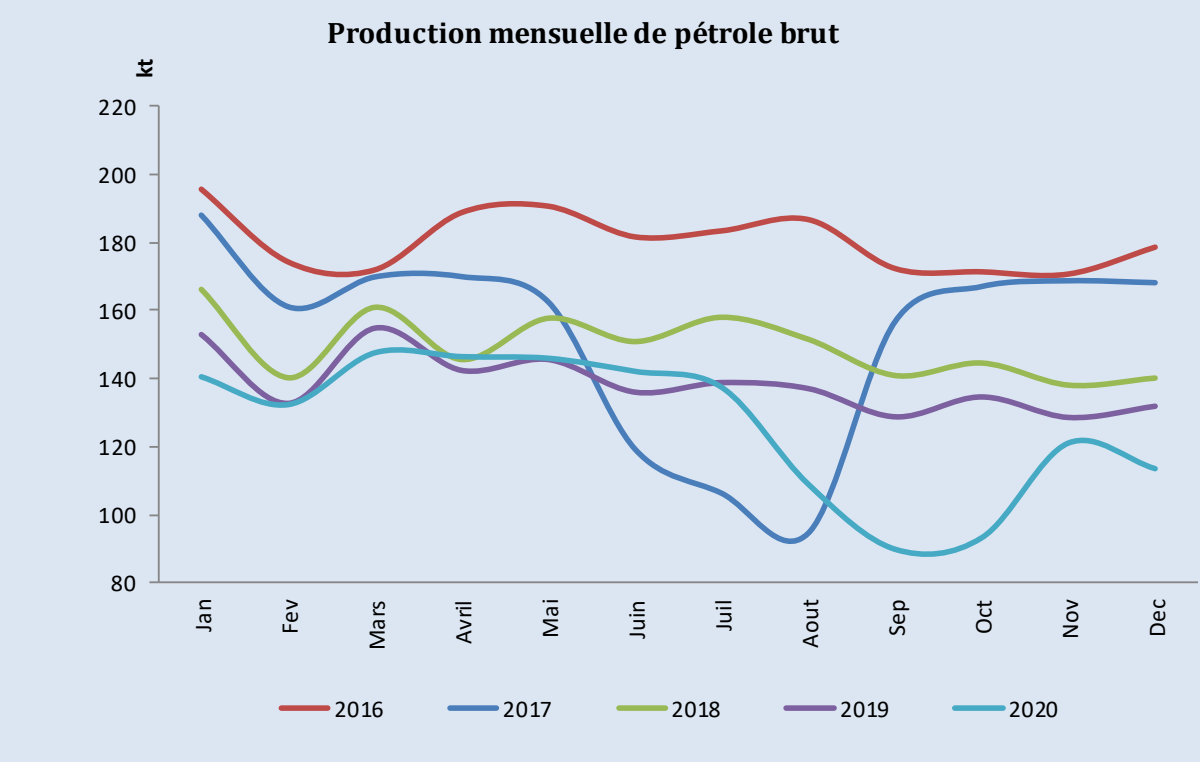
- **La Fermeture de la vanne d'El Kamour du 16/07/2020 à 16h00 au 05/11/2020 causant la réduction progressive ou l'arrêt de la production dans plusieurs champs de sud selon la capacité de stockage notamment « El Borma », « Adam », « Oudzar », « Anaguid Est », « Durra », « djebel Grouz » et « cherouq ».**
- **Concessions Hajeb/Guebiba :** Reprise de la production le 3/12/2020 après un arrêt total depuis le **24/11/2020** suite à l'invasion des manifestants à l'intérieur du site.
- **Concessions Douleb/Semama/Tamesmida :** Arrêt totale de la production depuis le **11/12/2020** suite à l'invasion des manifestants à l'intérieur du site.
- **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** m^3 de gaz. Arrêt total de la production depuis le **26/09/2020** (le puits à gaz EB **407** est seulement en production) suite à la non disponibilité de stockage de condensats (fermeture de la vanne d'El Kamour).
- **Concession Benefsej Sud** : Mise en production du puits Benefsej Sud#**1** du **18** au **21/09/2020** (production de **230** milles m^3 de gaz et 65 bbls de condensat), actuellement fermé suite à une teneur élevée de CO_2.
- **Concession Sabria et Ghrib** : Blocage de l'entrée des deux champs par des sit-inneurs depuis le 10/09/2020
- **Concessions Miskar :** Arrêt de la production du 21 au 23/07/2020 suite aux protestations à l'usine de traitement. Arrêt de la production du 06 au 11/11/2020 pour maintenance des installations.
- **Concessions Hasdrubal :** réduction de la production depuis le 10/08/2020 suite à une panne au niveau de la vanne principale de sécurité.
- **Concession Nawara:** Reprise progressive de la production et de la commercialisation du gaz vers la STEG le 25/05/2020 après un arrêt total de la production au CPF et au GTP Gabes le **25/04/2020** à cause d'une panne à la GTP Gabes. Reprise progressive de la production le **10/07/2020** après un **2**ème arrêt de la production le **28/06/2020** suite à un problème mécanique à la GTP. Arrêt de la production depuis le **19/08/2020** suite à la non disponibilité de stockage de condensats (fermeture de la vanne d'El Kamour). Reprise progressive en production depuis le **18/09/2020** et arrêt de nouveau depuis le **02/10/2020 pour une réouverture à partir du 08/11/2020 suite à l'ouverture de la vanne d'El Kamour.**

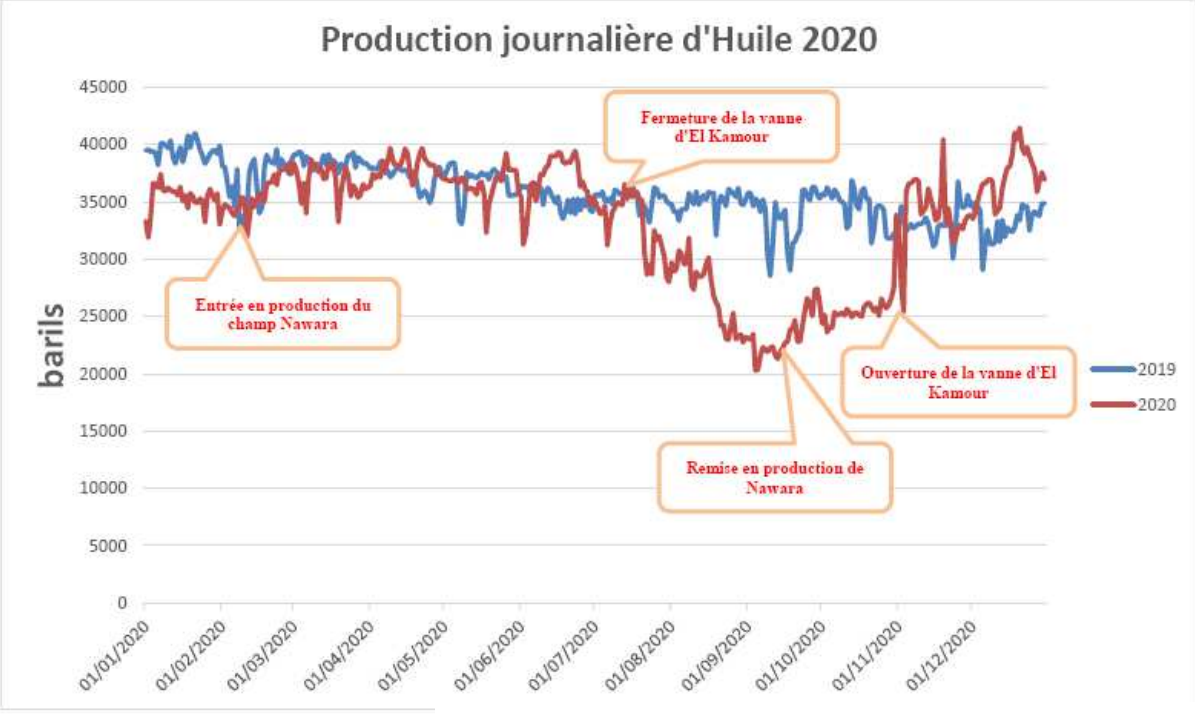
- **Concession Adam :** Mise en production du puits Ghazela-1 LS depuis le **15/06/2020** avec un débit initial de **74** bbls/j d'huile et **14** mille m³ de gaz.
- **Concession Rhemoura :** Reprise progressive de la production le **03** janvier **2020**.
- **Concession Baraka :** Reprise progressive 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. Ouverture du Puits BRK-2Dir le **21/04/2020** après fermeture depuis le **17/04/2020** pour remonter la pression. Mise en production du puits BRK C1 après Side Track depuis le **24/07/2020** avec un débit initial de **440** bbls/j d'huile et **380** milles m³ de gaz. Mise en production du nouveau puits d'explorations BRK PC1 depuis le **01/10/2020** avec un débit initial de **1150** bbls/j d'huile et **130** milles m³ de gaz.
- **Concession MLD :** Mise en production du puits DEBECH-B1 à partir du **12/04/2020** avec un débit initial de **720**bbls/j et **22000** m³ de gaz.
- **Concessions Franig/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 **35.4** mille barils/j à fin **2019** à **32.9** mille barils/j à fin **2020**.

Les trois graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis 2010, sa variation mensuelle en 2016-2020 ainsi qu'une comparaison de la production journalière en 2019 et 2020.







Graphique extrait de rapport journalier de la production d'hydrocarbures de la DGH

A signaler que la production courant le mois de décembre **2020** a diminué de **6**% par rapport à novembre **2020** et a diminué de **14%** par rapport à décembre **2019**. La fermeture de la vanne d'El Kamour a fortement impacté la production dans les champs de sud selon leurs capacités de stockage.

Pendant la période de confinement, la production dans les différentes concessions a continué à un rythme normal, en dépit de la baisse due au déclin naturel au niveau des principaux champs pétroliers, nous n'avons pas enregistré des perturbations significatives de la production. Néanmoins, nous avons enregistré une suspension ou un report de forage ou de maintenance sur certains puits.

II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2019	A fin décembre 2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
						Unité : ktep-pci
PRODUCTION NATIONALE +F.FiSCAL	**2 030**	**3 903**	**2 030**	**2 176**	7%	-6%
Production nationale	**1 585**	**2 728**	**1 585**	**1 646**	4%	-5%
Miskar	*572*	*1 360*	*572*	*522*	-9%	-9%
Gaz Com Sud (1) (3)	*326*	*339*	*326*	*250*	-23%	-3%
Gaz Chergui	*176*	*246*	*176*	*164*	-7%	-4%
Hasdrubal	*401*	*414*	*401*	*353*	-12%	-2%
Maamoura et Baraka	*10*	*43*	*10*	*51*	404%	2%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib (2)	*101*	*327*	*101*	*121*	20%	-9%
Nawara (4)	*0*	*0*	*0*	*185*	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	**445**	**1 175**	**445**	**530**	19%	-8%
Achats	**3 121**	**947**	**3 121**	**2 793**	-10%	11%
						Unité : ktep-pcs
PRODUCTION NATIONALE +F.FiSCAL	**2 255**	**4336**	**2255**	**2417**	7%	-6%
Production nationale	**1 761**	**3031**	**1761**	**1829**	4%	-5%
Miskar	*635*	*1511*	*635*	*580*	-9%	-9%
Gaz Com Sud (1) (3)	*362*	*376*	*362*	*278*	-23%	-3%
Gaz Chergui	*196*	*273*	*196*	*183*	-7%	-4%
Hasdrubal	*445*	*460*	*445*	*392*	-12%	-2%
Maamoura et Baraka	*11*	*48*	*11*	*56*	404%	2%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib (2)	*112*	*363*	*112*	*135*	20%	-9%
Nawara (4)	*0*	*0*	*0*	*206*	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	**494**	**1305**	**494**	**589**	19%	-8%
Achats	**3 467**	**1053**	**3467**	**3104**	-10%	11%

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

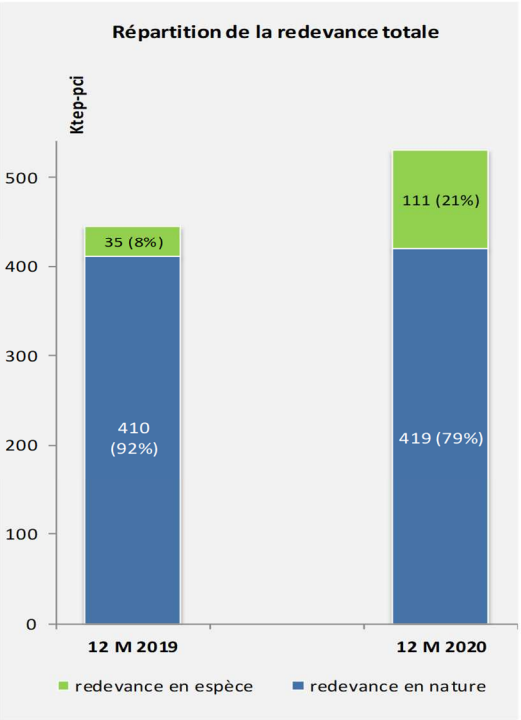
(2)Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017

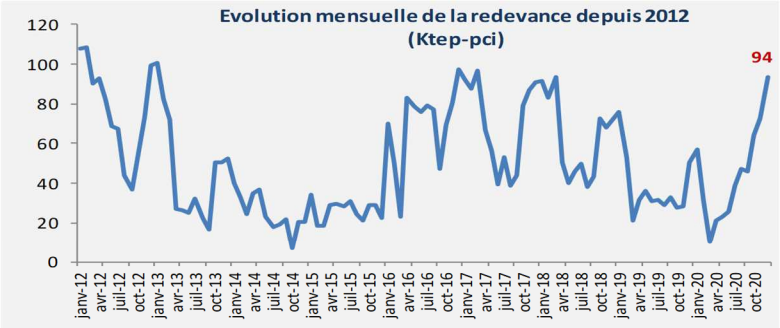
(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017

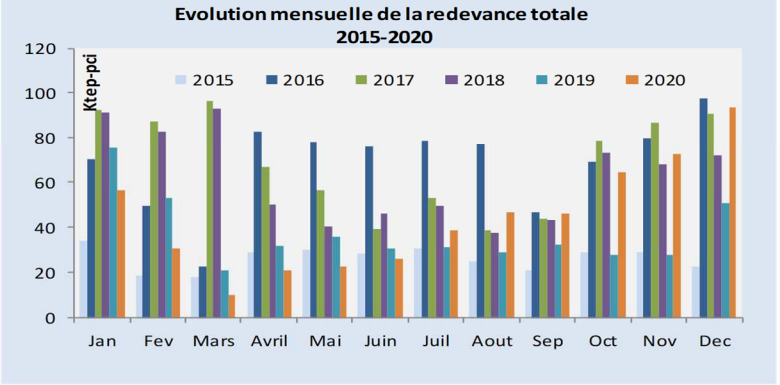
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **2176** ktep, en **2020**, enregistrant ainsi une augmentation de **7**% par rapport à la même période de l'année précédente grâce à l'apport du champs Nawara, Barka et Baguel Tarfa qui ont pu compenser la baisse de la production dans les autres champs et aussi l'augmentation de la redevance sur le transit du gaz algérien de **19**%. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **4**%. Il convient de noter :

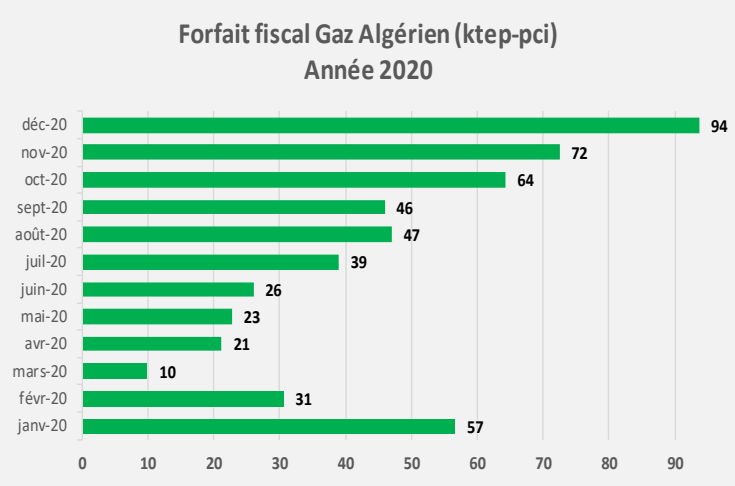
- ✓ **Concession Nawara :** Début de commercialisation du gaz vers le STEG le **29/03/2020**, cependant, la production s'est arrêtée à partir du **25/04/2020** suite à des problèmes techniques. Reprise progressive de la production et de la commercialisation du gaz vers la STEG le 25/05/2020. Nouveau arrêt à partir du **28/06/2020** dû à des problème techniques et reprise du nouveau le **10/07/2020**. Arrêt de la production de nouveau le **19/08/2020** suite à la non disponibilité de stockage de condensats (fermeture de la vanne d'El Kamour) et reprise à partir de **18/09/2020.** Arrêt de la production de nouveau le **02/10/2020.** Reprise de la production à partir de **8/11/2020** après l'ouverture de la vanne d'El Kamour.
- ✓ **Champ Miskar** : Reprise de la production le **11/11/2020** après un arrêt planifié de **5** jours depuis le **06/11/2020** pour maintenance des installations.
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12**%, des perturbations répétitives persistent depuis mars **2018** suite à des problèmes techniques. Un arrêt de la production a été enregistré aussi du **22** au **25/07/2020** suite aux protestations à l'usine de traitement. Depuis le 10/08/2020, une réduction de la production a été enregistrée suite à une panne au niveau de la vanne principale de sécurité.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **23**%, les champs de sud ont été fortement impactés par la fermeture de la vanne d'El Kamour.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **19**% en **2020** par rapport à **2019**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG, néanmoins, la part de la redevance exportée a augmenté en **2020** (**21**%) par rapport à celle exportée en **2019** (**8**%).







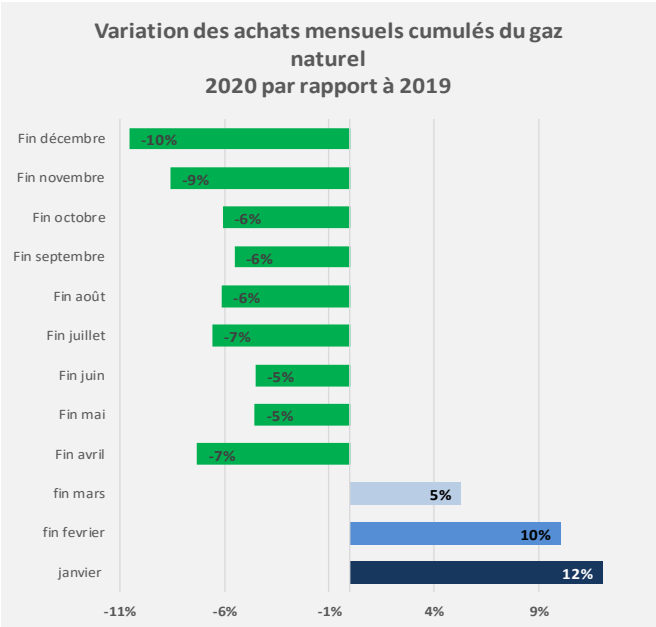
Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins une amélioration a été observée à partir du mois juillet **2020** et qui a continué jusqu'au mois de décembre **2020**.

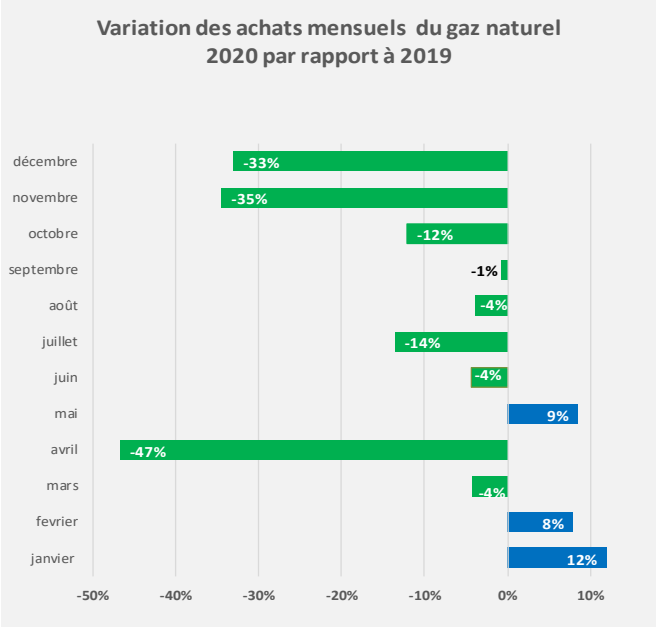


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont baissé de **10**%, entre **2019** et **2020**, pour se situer à **2793 ktep** et ceci à cause du ralentissement économiques ainsi que la hausse des ressources disponibles.

A noter que les achats ont baissé en cumul, en avril, pour la première fois en **2020**, à cause de la pandémie de corona. Néanmoins, même si les quantités importées étaient en hausse auparavant, le taux d'évolution a commencé à baisser à partir du mois de **février 2020**.

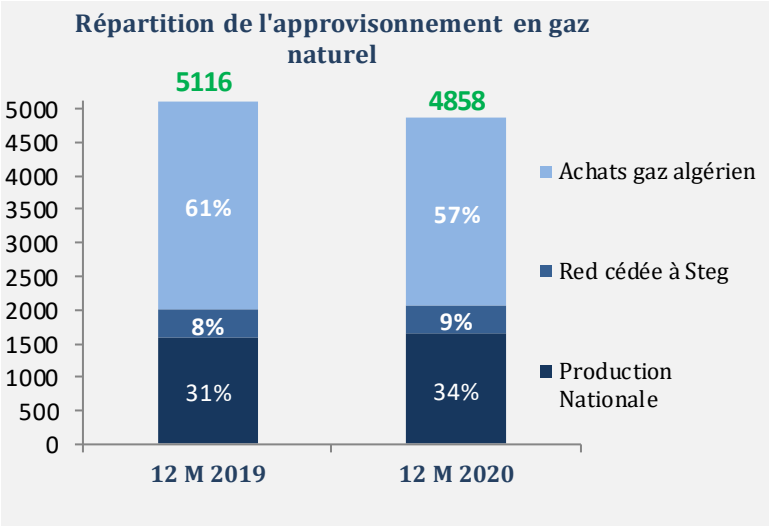




Ainsi les achats ont passé d'une hausse de **12**% en janvier **2020** à **10**% à fin février, à **5**% à fin mars **2020** pour baisser de **7**% à fin avril et continuer sur cette tendance baissière pour atteindre **10**% à fin décembre **2020**. D'ailleurs, les achats ont baissé courant le mois de décembre 2020 par rapport à décembre **2019** de **33**%.

L'approvisionnement national en gaz naturel a baissé de **5** % entre **2019** et **2020** pour se situer à **4858** ktep. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Hausse de la part du gaz national, dans l'approvisionnement national en gaz, de **31**% à **34**%.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **8**% à **9**%.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien, de **61**% à **57**%,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin décembre			Remarques
	2019 (a)	2020 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				en ktep
GPL	3	22	620%	
Essence Sans Pb	0	51	-	Reprise de l'unité de platforming (production de l'essence) le 06/06/2020 après un arrêt depuis aout 2018
Petrole Lampant	11	21	86%	
Gasoil ordinaire	42	432	929%	
Fuel oil BTS	52	386	642%	
Virgin Naphta	35	201	480%	
White Spirit	2	7	-	
Total production STIR	144,6	1120	675%	
Taux couverture STIR (3)	3%	27%	745%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	1%	13%	904%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	41	276	573%	
Jours de fonctionnement du Platforming	0	133	-	

Il convient de rappeler la reprise de la production au niveau de la raffinerie à partir du **26** novembre **2019** aprés un long arrêt pour des travaux de remplacement de la colonne du Topping et réhabilitation approfondie et généralisée du parc de stockage.

La raffinerie s'est arrêtée du **18/04/2020** au **14/05/2020** à cause d'un sur-stockage généré par la chute de la consommation suite à la propagation de la pandémie Covid-19 (1ère vague). Elle s'est arrêtée du nouveau du **20/10/2020** au **21/12/2020** pour des opérations de maintenance.

2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

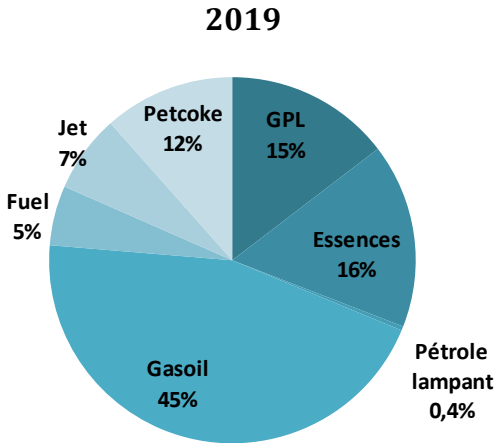
CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS

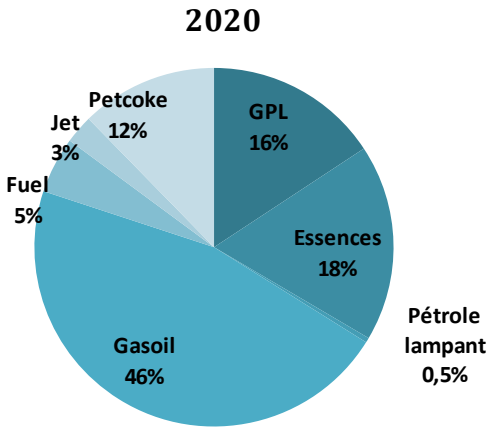
Unité : ktep

	Réalisation en 2019	A fin décembre 2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	669	528,1	669	659	-1%	2%
Essences	746	500,5	746	742	-0,5%	4%
Essence Super	*0*	*2,2*	*0*	*0*	-	-
Essence Sans Pb	*728*	*498,3*	*728*	*729*	*0%*	*4%*
Essence premium	*18*	*0,0*	*18*	*13*	*-26%*	-
Pétrole lampant	16,5	67,6	16	18	8%	-12%
Gasoil	2061	1909,8	2061	1933	-6%	0,1%
Gasoil ordinaire	*1678*	*1799,0*	*1678*	*1598*	*-5%*	*-1%*
Gasoil SS	*376*	*110,8*	*376*	*330*	*-12%*	*12%*
Gasoil premium	*7*	*0,0*	*7*	*6*	*-15%*	-
Fuel	240	369,9	240	213	-11%	-5%
STEG & STIR	*6*	*5,5*	*6*	*26*	*324%*	*17%*
Hors (STEG & STIR)	*234*	*364,4*	*234*	*187*	*-20%*	*-6%*
Fuel gaz(STIR)	0	2,2	0	7	-	13%
Jet	315	255,5	315	106	-66%	-8%
Coke de pétrole	528	322,7	528	516	-2%	5%
Total	**4577**	**3956**	**4577**	**4195**	-8%	1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	**4570**	**3949**	**4570**	**4161**	-9%	1%

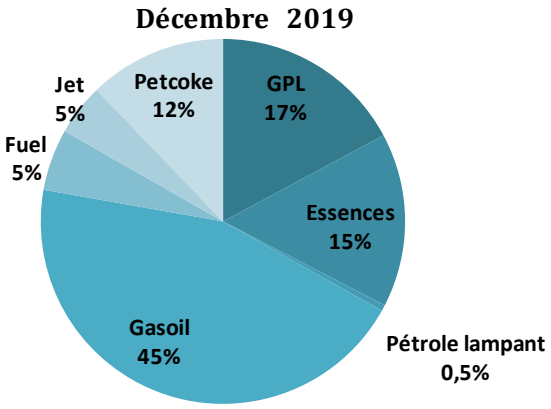
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre **2019** et **2020**, une baisse de **8**% pour se situer à **4195** ktep. Cette baisse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement notamment le confinement total à partir du **22** mars **2020** pour limiter la propagation de la pandémie du COVID-19. Ainsi nous avons noté une baisse de la demande du gasoil de **6**%, du jet de **66**% et du fuel de **11%**.

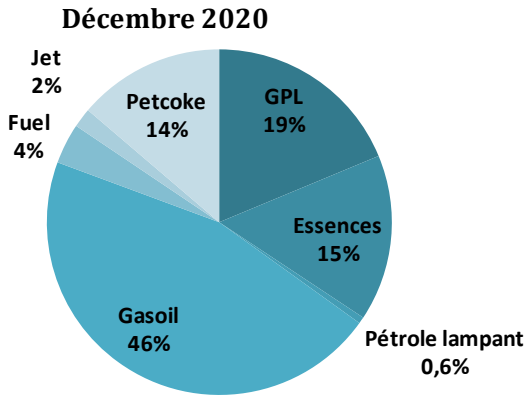
La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre **2019** et **2020** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **7%** à **3%**.





Le même constat a été observé entre le mois de décembre **2019** et le mois de décembre **2020** notamment la part du **jet** qui est passée de **5**% à **2**%.





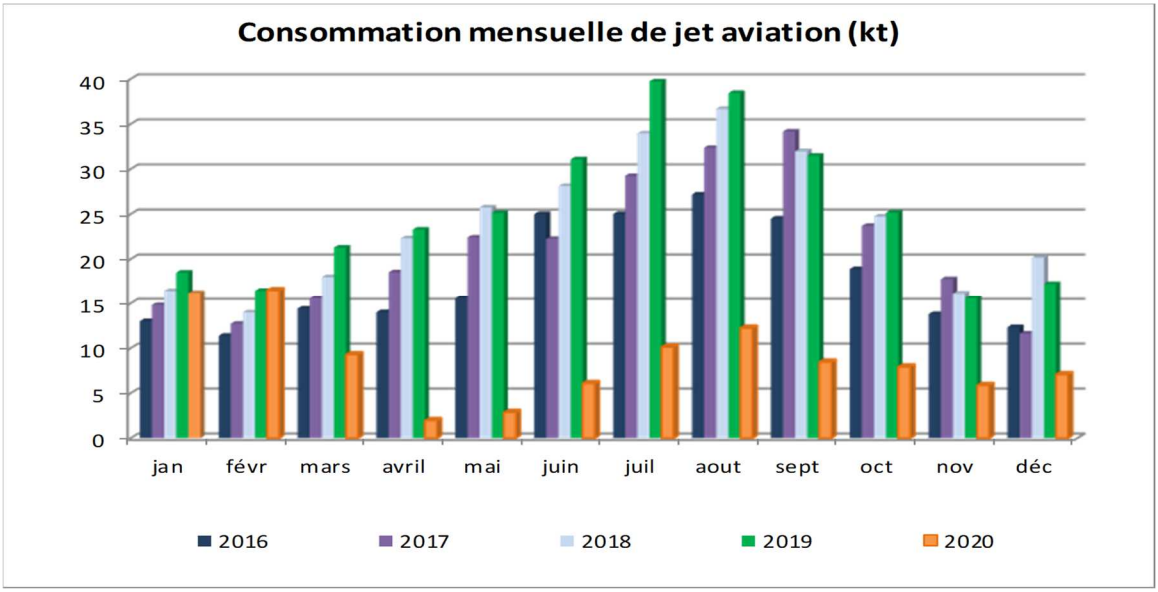
La consommation de carburants routiers a diminué, en **2020**, de **5**% par rapport à **2019**. Elle représente **64**% de la consommation totale des produits pétroliers. Elle a enregistré une hausse de plus de **3**% courant les 2 derniers mois de **2020**.

La consommation de GPL a diminué de **1**% entre **2019** et **2020**. Les températures ont été relativement douces courant les deux premiers mois de **2020** par rapport à la même période de **2019**, la plus grande évolution a été observée courant le mois de mars 2020 (+**13**%) suivi d'une baisse de **12**% et de **13**% courant respectivement le mois d'avril et de mai **2020**. Ceci démontre que les ménages se sont sur-approvisionnés durant les premiers jours de confinement par crainte d'une pénurie ce qui s'est répercuté sur les ventes des mois d'après. Pour le mois du juin **2020** une augmentation de **5%** a été enregistré suivi d'une hausse de **2%** courant le mois de juillet. Une diminution de **1**% a été entregistré courant le mois d'août 2020. La demande du GPL a augmenté, par contre, durant les mois de septembre et octobre **2020** de **3**% et **6**% respectievement. Pour les mois de novembre **2020**, les ventes du GPL ont diminué, par contre, de **24**% à cause des perturbations d'approvisionnement des regions de sud suite à l'arrêt des unités de mise en bouteille du gaz à Gabès par les sitineurs. En décembre **2020**, les ventes du GPL ont augmenté de

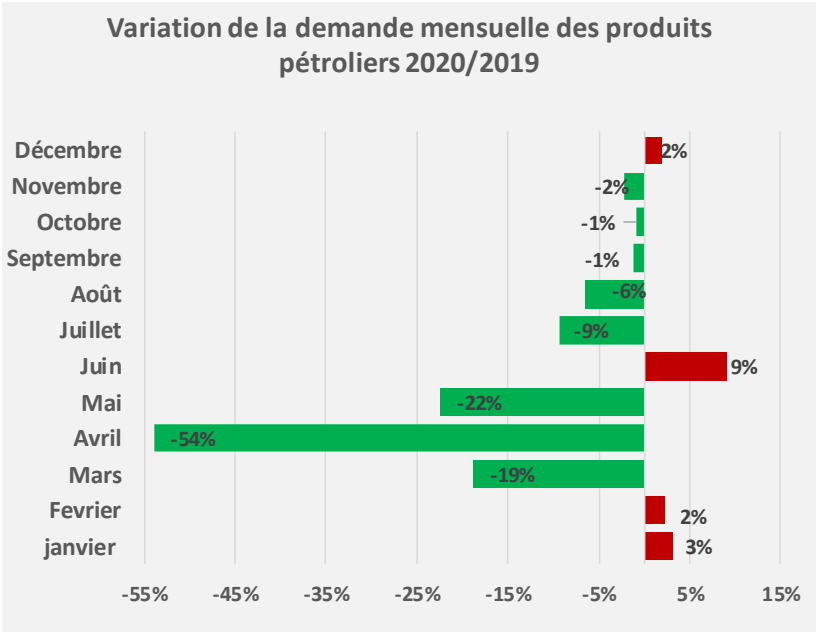
11% après la réouverture des unités de mise en bouteille du gaz et le ralence des opérations de distrubition dans les régions.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **2**% entre **2019** et **2020** (valeur actualisé pour 2019 et 2020 suite à la reception de données partiellement estimées aupravant), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivememnt par les cimenteries qui ont arrété leurs activités depuis le début de confinement, une reprise de l'activité a été observé à partir la dernière semaine du mois d'avril **2020**.

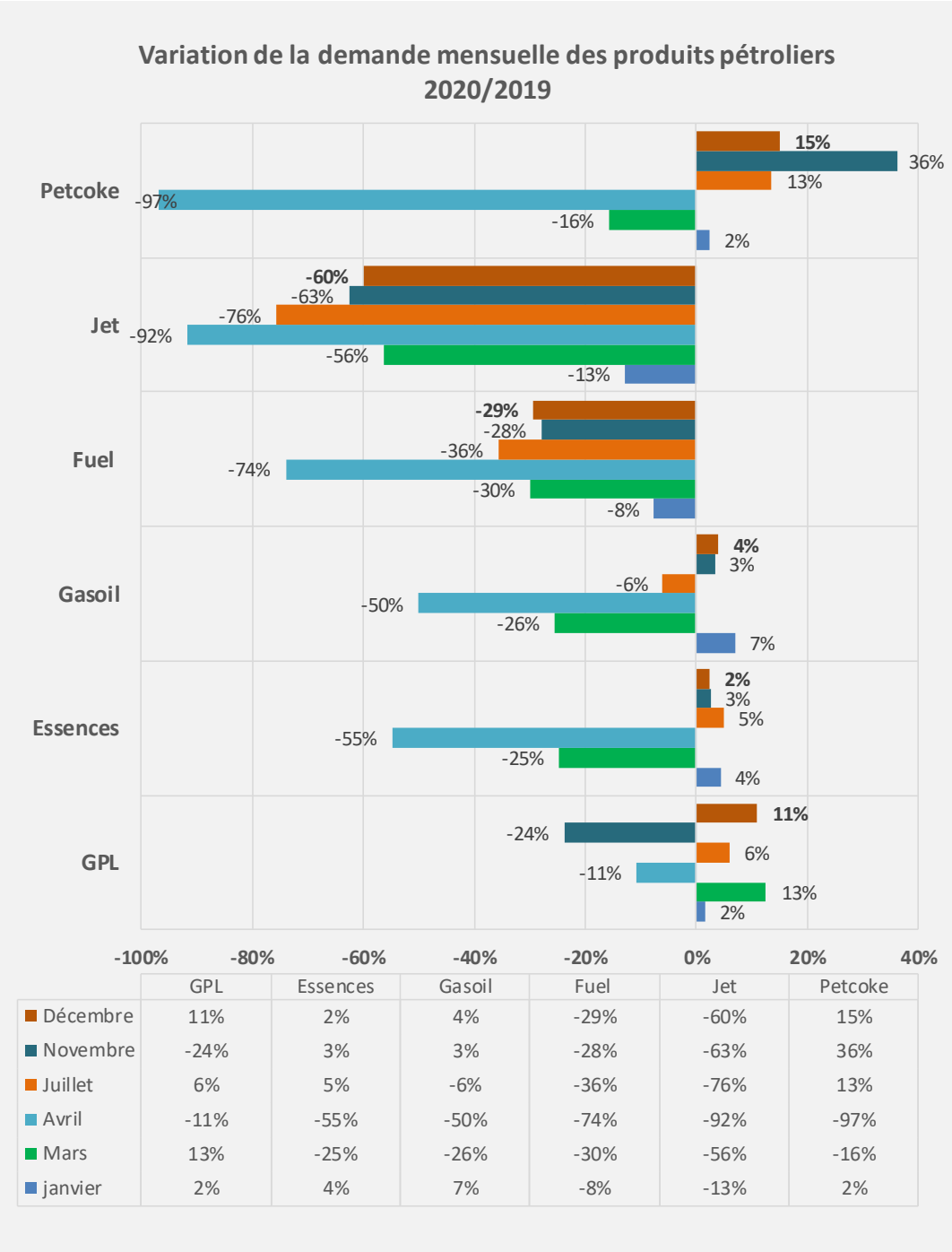
D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminition importante de **66%** durant **2020** par rapport à la même période de l'année précédente. Elle a baissé de **60%** courant le mois de décembre **2020** à cause de la ralentissement des activités de secteur du transport aérien qui subissent de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



A signaler que la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une évolution positive de **2**% courant le mois de décembre **2020**.



Courant le mois du décembre **2020**, la plupart des produits ont enregistré une évolution positive à l'instar des essences :**2**%, le gasoil, le Pet coke et le GPL : **+11**% à cause des mesures de déconfinement qui ont été prise par le gouvernement. Par contre, le jet a continué sa tendance baissière de **-60**% courant décembre 2020 à cause de ralentissement des activités de transport d'aviation dans le monde vue l'épidémie de COVID-19.



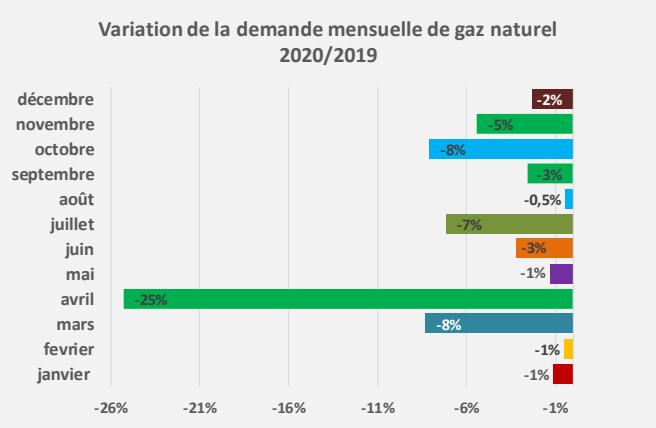
	GPL	Essences	Gasoil	Fuel	Jet	Petcoke
Décembre	11%	2%	4%	-29%	-60%	15%
Novembre	-24%	3%	3%	-28%	-63%	36%
Juillet	6%	5%	-6%	-36%	-76%	13%
Avril	-11%	-55%	-50%	-74%	-92%	-97%
Mars	13%	-25%	-26%	-30%	-56%	-16%
janvier	2%	4%	7%	-8%	-13%	2%

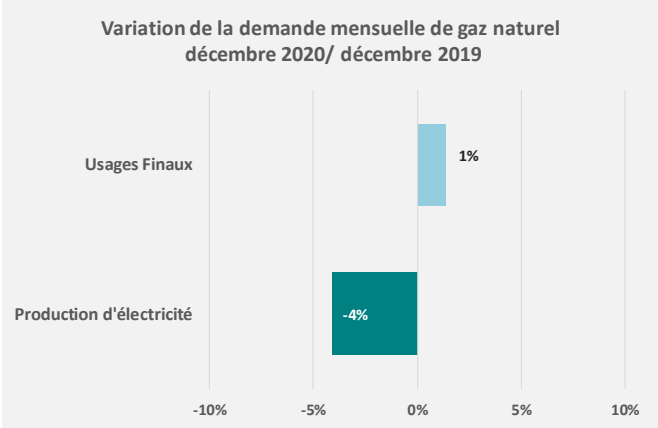
II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2019	A fin décembre				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
						Unité : ktep-pci
DEMANDE	**5 118**	**4 369**	**5 118**	**4 849**	**-5%**	**1%**
Production d'électricité	**3 776**	**3 197**	**3 776**	**3 685**	*-2%*	*1%*
Hors prod élec	**1 342**	**1 173**	**1 342**	**1 165**	*-13%*	*-0,1%*
Haute pression	**330**	*379*	*330*	*232*	*-30%*	*-5%*
Moy&Basse pression	**1 012**	*794*	*1 012*	*933*	*-8%*	*2%*
						Unité : ktep-pcs
DEMANDE	**5 686**	**4 855**	**5 686**	**5 388**	**-5%**	**1%**
Production d'électricité	**4 195**	**3 552**	**4 195**	**4 094**	-2%	1%
Hors prod élec	**1 491**	**1 303**	**1 491**	**1 294**	-13%	-0,1%
Haute pression	**367**	*421*	*367*	*257*	-30%	-5%
Moy&Basse pression	**1 124**	*882*	*1 124*	*1 037*	-8%	2%

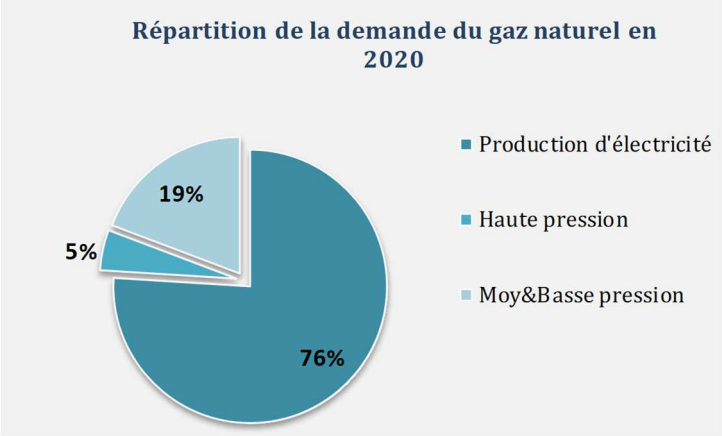
La demande totale de gaz naturel a enregistré une diminution de **5**% entre e **2019** et **2020** pour se situer à **4849 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère dimunition de **2**%, celle pour la consommation finale a diminué, par contre, de **13**%.

La demande a enregistré une baisse à partir du mois de mars 2020 suite au ralentissement de certaines activités économiques après une période de confinement totale puis partielle. Courant le mois de décembre **2020,** la demande a enregistré une baisse de **2**%. La demande pour la production éléctrique a baissé de **4**% alors que celle pour les usages finaux a enregistré une légere hausse de **1**% comme le montre le graphique suivant :





Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**76**% de la demande totale en 2020), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **97**%.



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminition de **13**% pour se situer à **1294** ktep. La demande des clients moyenne et basse pression a diminué de **8**% et celle des clients haute pression de **30**%.

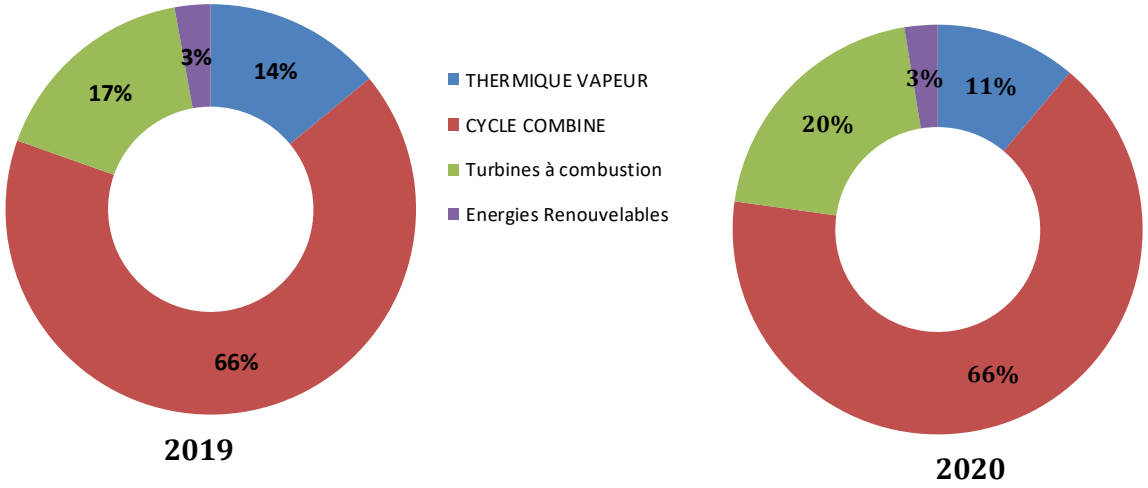
Cette diminution au niveau des clients MP-BP qui a commencé depuis le début de l'année est dûe essentiellement aux températures relativement douces enregistrées courant les **2** premiers mois de **2020** par rapport à la même période de l'année précédente et à la baisse des activités économiques courant le mois de mars, avril et mai **2020** (essentiellement pour la moyenne pression). Une reprise a été observée à partir du mois de juin 2020 avec une hausse de **7**% de la demande des usages finaux tirée surtout par la demande MP et PB1.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregsitré quasi stabilité entre **2019** et **2020** à **214.5** tep/GWh.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregsitré une diminution de **2%** et la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré, aussi, une diminution aussi de **2%**.

En effet, nous avons noté une stabilité à **66**% de la part des cycles combinés dans la production électrique entre **2020** et **2019.**

Répartition de la production éléctrique par moyen de production



2019 **2020**

3 Exploration et développement

	Réalisé 2019	Décembre		A fin décembre	
		2019	2020	2019	2020
Nb de permis octroyés	6	0	0	6	0
Nb permis abondonnés	2	0	0	2	1
Nb total des permis	25	25	24	25	24
Nb de forages explo.	6	1	0	6	1
Nb forages dévelop.	5	0	0	5	4
Nb de découvertes	4	2	0	4	3

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin décembre 2020, est de **24** dont **16** permis de recherche et **8** permis de prospection, couvrant une superficie totale de **83 751 km²**. Le nombre total de concessions est de **58**(*) dont **42** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **33** de ces concessions en production et directement dans **3**.

Il convient de noter :

- Institution de deux (2) nouvelles concessions d'exploitation d'hydrocarbures en date du **02** novembre **2020** (JORT du **04** décembre **2020**) : Il s'agit de « **Bochra** » et « **Abir** ».

Exploration

Acquisition sismique en 2020

- Pas de nouvelle opération d'acquisition en **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 **08/02/2020**.

(*) Chiffre provisoire

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	**Baraka PC- 1**	Baraka	29/02/2020	Profondeur finale : **3092.** **Notification d'une découverte**

Fin 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 finale : **4260** **Notification d'une découverte**
02	**Baraka 2 Dir**	Baraka	15/12/2019	Profondeur finale : **3035** **Notification d'une découverte**

- Notification d'une découverte courant le mois de février 2020 : Les essais de production réalisés sur le puits d'exploration "**Baraka 2 Dir**", **foré en 2019** sur la concession "Baraka", ont montré des indices encourageants avec des estimations préliminaires de l'ordre de **4000** bbl/j d'huile et **80 000** m^3/j du gaz.

- Notification d'une découverte courant le mois d'avril 2020 : Les essais de production réalisés sur le puits d'exploration "**Debbech B**", **foré en 2019** sur la concession "Debbech", ont montré des indices encourageants avec des estimations préliminaires de l'ordre de **720** bbls/j d'huile **et 22000 m^3** de gaz.

- Notification d'une découverte courant le mois d'octobre 2020 : Les essais de production réalisés sur le puits d'exploration **"Baraka PC- 1",** foré en **février 2020** sur la concession "**Baraka**", ont montré des indices encourageants avec des estimations préliminaires de l'ordre de **1960** bbls/j d'huile **et 160 000 m^3** de gaz. Mise en production du puits le **08/10/2020.**

Développement

Forage de quatre nouveaux puits de développement en 2020 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	**HEM 07H**	Halk El Manzel	16/06/2018	1055	Reprise des opérations de forage le 06/10/2020 Forage en cours.
02	**HEM 06H**	Halk El Manzel	23/06/2018	1431	Reprise des opérations de forage le 06/10/2020 Forage en cours
03	**HEM 05H**	Halk El Manzel	30/07/2018	997	-----
04	**KRD SW 2**	Debbech	16/02/2020	51	Arrêt des opérations de forage le **17/02/2020** vu l'instabilité de la plate-forme **Puits suspendu**
05	**LA-E3**	Laarich	09/03/2020	3573	Fin des opérations de forage le **10/04/2020** et libération du Rig.
06	**Baraka C1**	Baraka	04/06/2020	1995	Fin des opérations de forage le **15/06/2020**. **Mise en production en Aout 2020**
07	**Guebiba-10A ST**	Guebiba	12/08/2020	3317	Fin des opérations de forage le **24/09/2020**. **Mise en production en octobre 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. **Reprise des opérations de forages,** le **6** octobre 2020**,** pour la mise en production début **2021**.

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
						Unité : GWh
	Réalisé 2019	A fin décembre 2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	**17007**	**11 564**	**17 007**	**16163**	**-5%**	**3%**
FUEL + GASOIL	0,4	2	0,4	20	4805%	**24%**
GAZ NATUREL	16441	11373	16441	15631	-5%	**3%**
HYDRAULIQUE	66	50	66	46	-30%	**-1%**
EOLIENNE	500	138,5	500	465	-7%	**13%**
SOLAIRE(1)	0,2	0	0,15	0,2	33%	–
IPP (GAZ NATUREL)	3071	3228	3071	3415	**11%**	**1%**
ACHAT TIERS	155	79	155	131	**-15%**	**5%**
PRODUCTION NATIONALE	**20233**	**14 871**	**20 233**	**19 709**	**-3%**	**3%**
Production pour marché local	**20075**	**14 890**	**20 075**	**19 110**	**-5%**	**3%**

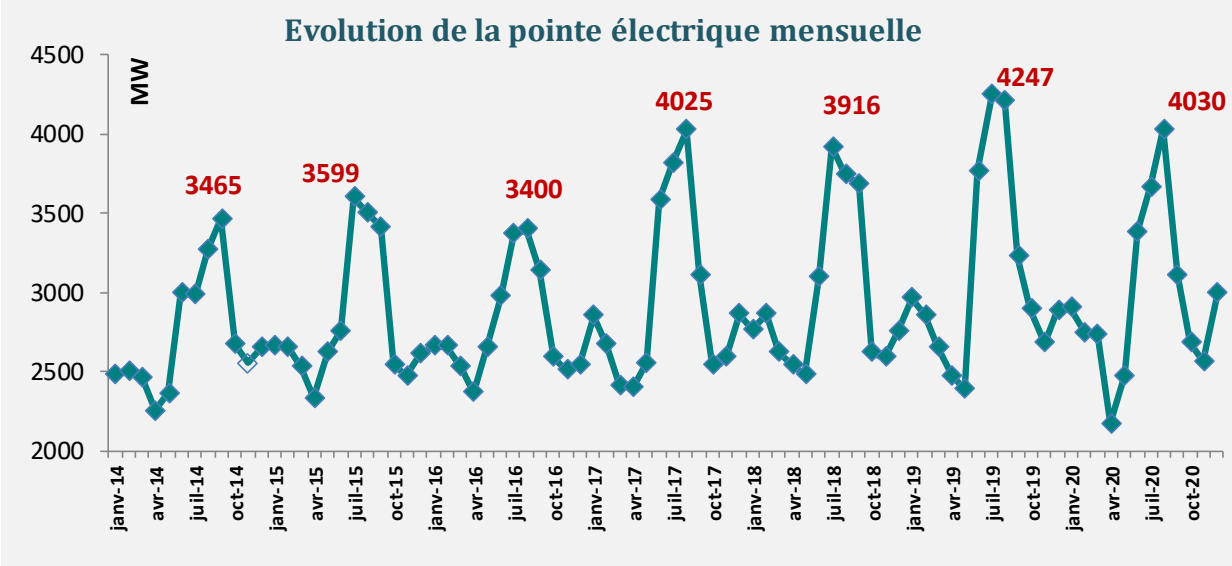
(1)En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement , la production des toitures photovoltaiques n'est pas comptabilisée.

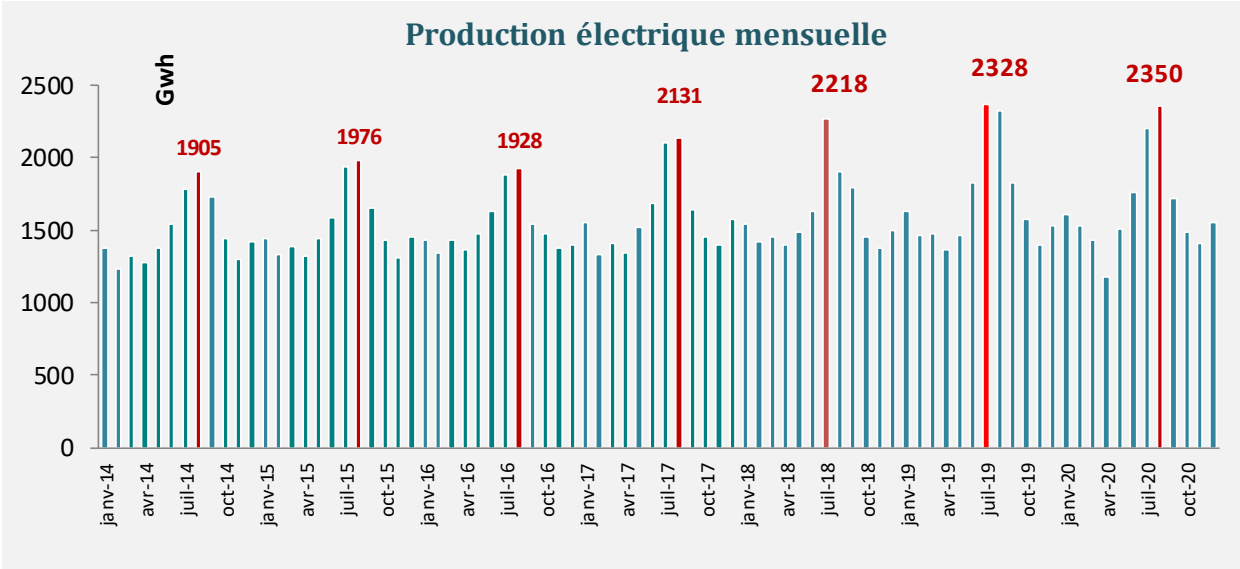
La production totale d'électricité a enregistré, durant l'année **2020,** une diminution de **3%** pour se situer à **19 709 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **20 233 GWh** durant **2019**. La production distinée au marché local a diminué, par contre, de **5**%.

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). La deuxième tranche est entrée en production le **27 juin 2020** pour atteindre une capacité globale de **624 MW**.

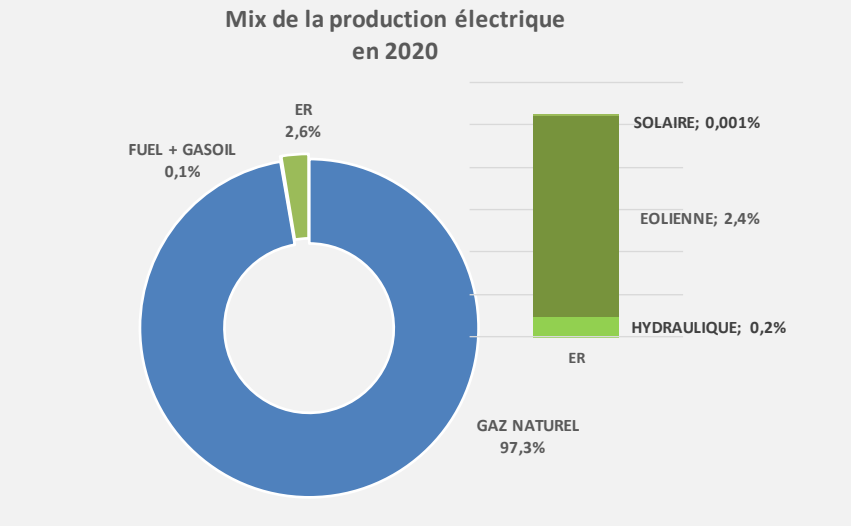
La pointe a enregistré une dimunition de **5**% pour se situer à **4030** MW en **2020** contre **4247** MW en **2019**.

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**.

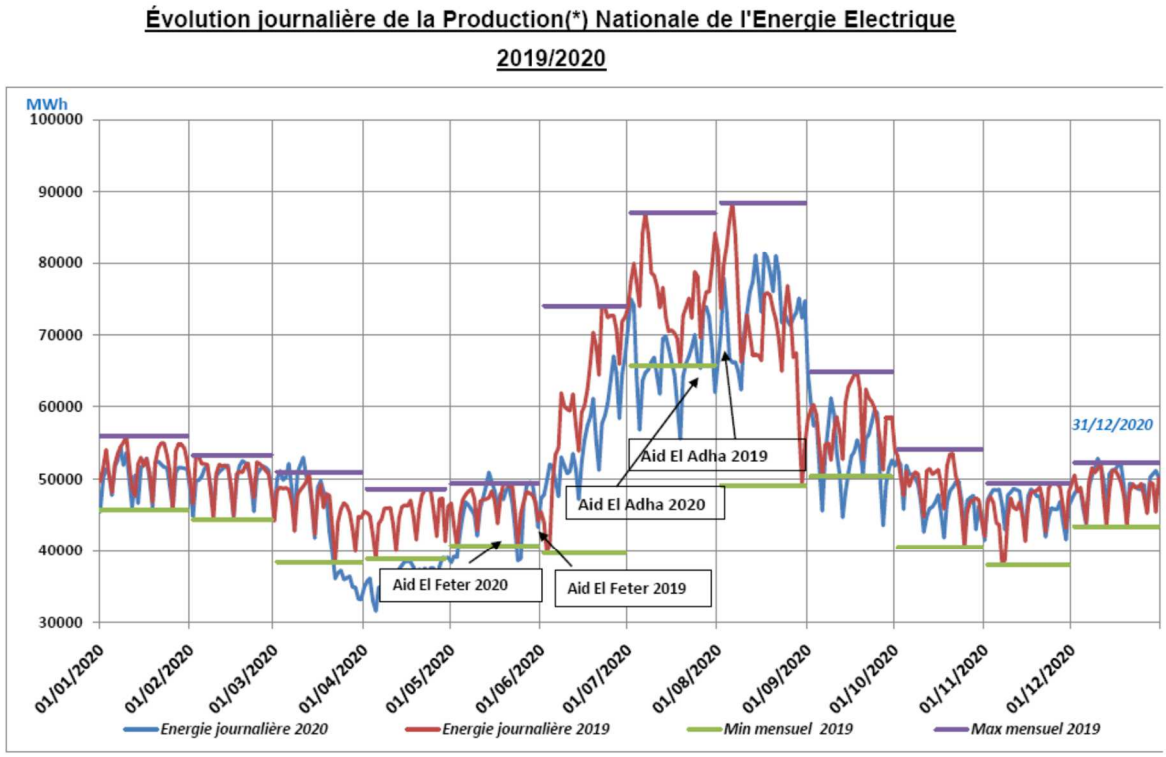




La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **82**% de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a diminué de **2**%. La production d'éléctricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **3**% (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en **2020.**



Le graphique suivant montre l'évolution de la production journalière d'électricité entre 2019 et 2020 :



NB:- La courbe de 2019 est décalée d'un jour au fin février et de deux jours jusqu'au fin de l'année.
- (*) : Net Tunisie

Source : STEG

VENTES D'ELECTRICITE

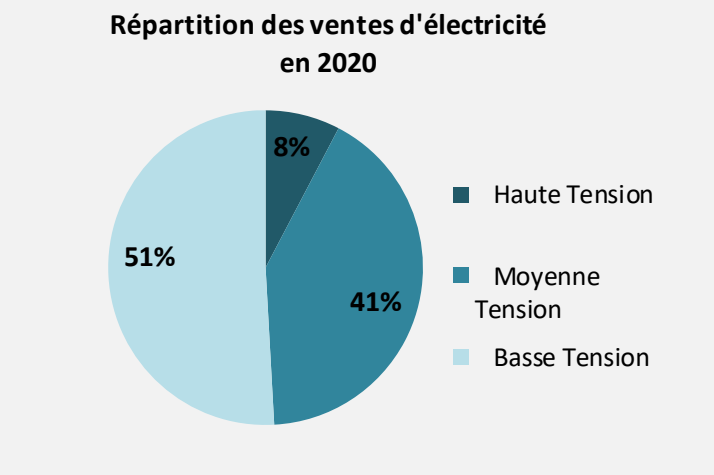
Unité : GWh

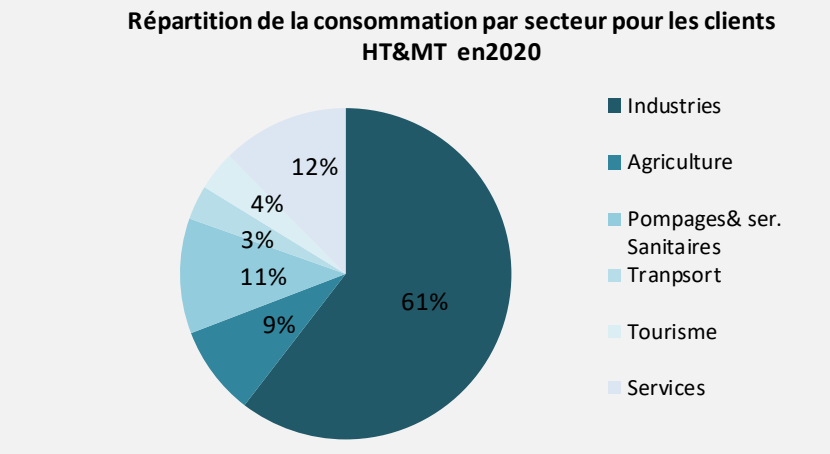
	Réalisé 2019	A fin décembre 2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1264	1293	1264	1174	**-7%**	**-1%**
Moyenne tension	6973	6052	6973	6352	**-9%**	**0,5%**
Basse tension	8129	5670	8129	7792	**-4%**	**3%**
TOTAL VENTES **	**16367**	**13 015**	**16 367**	**15 318**	**-6,4%**	**2%**

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

Les ventes d' électricité ont enregistré une baisse de **6%** entre **2019** et **2020**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de **7**% et **9**% pour celles des clients de la moyenne tension.

A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75**% en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.





Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **61**% de la totalité de la demande des clients HT&MT durant l'année **2020**.

2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables en **2020**

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offre de 500 MW (sites proposés par l'Etat): 50MW à Tozeur, 50MW à Sidi Bouzid, 100MW à Gafsa, 100MW à Kairouan et 200MW à Tataouine	Identification des sites Lancement de l'appel d'offres de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offres restreint (Mars 2019) Elaboration et négociation des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Soumission des offres (juillet 2019) Dépouillement et adjudication provisoire (décembre 2019) Accords de projet finalisés et validés par la CTER et envoyés pour validation par la commission supérieure de la production privée d'électricité. Approbation ARP et entrée en Vigueur prévue au cours du 1er trimestre 2021
	AUTORISATION	1er appel à projet (mai 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Mise en service d'un projet de 1MW + un projet de 10 MW en cours de mise en service
		2ème appel à projet (mai 2018)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 5 sociétés de projet
		3ème appel à projet (juillet 2019)	Soumission des offres le 09 janvier 2020 Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW)
		4ème appel à projet (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au le 09 février 2021. 10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW.
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	79 MW installés
		MT/HT	197 autorisations octroyées pour une puissance totale de 36MW (dont 25 autorisations des projets ont été publié en novembre **2020**)+ 15 projets dont les autorisations en cours de publication au JORT de 3.7MW au total.
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : **97**%. Mise en production prévue en février 2021
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : **75**%. Mise en production prévue en février 2021

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offre de 300 MW (sites proposés par l'Etat): 200MW à Djebel Abderrahmen à nabeul, 100MW à Djebel Tbaga à Kébili	Identification des sites Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019) Elaboration des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Recrutement d'un bureau pour effectuer la compagne de mesure de vent Acquisition des mâts de mesure En cours d'approbation de l'installation des mâts de mesure.
		Appel d'offre de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs	En cours de restructuration.
	AUTORISATION	2ème appel à projet (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

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
ONEM	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

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.