

# CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, juillet 2021





# Conjoncture énergétique

## SOMMAIRE

### I- Bilan et Economie d'Énergie

1- Bilan d'énergie primaire

2- Echanges Commerciaux

3- Prix de l'Énergie

### II- Hydrocarbures

1- Production d'hydrocarbures

2- Consommation d'hydrocarbures

3- Exploration et Développement

### III- Électricité et Énergies Renouvelables

1- Électricité

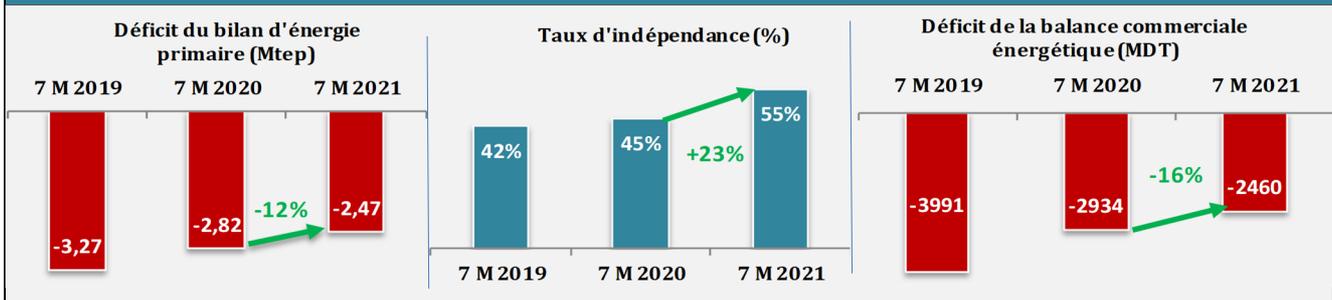
2- Énergies Renouvelables



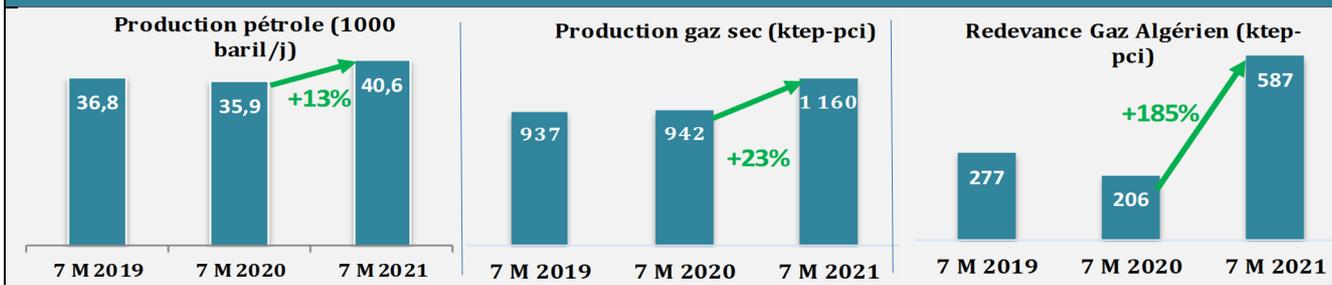
*Date de la publication : 16/09/2021*

# Faits marquants des sept premiers mois de 2021

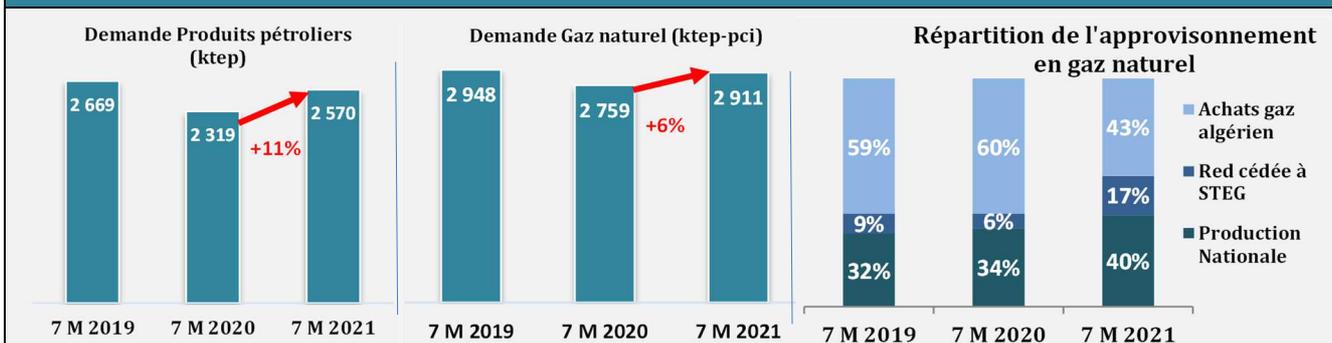
## Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



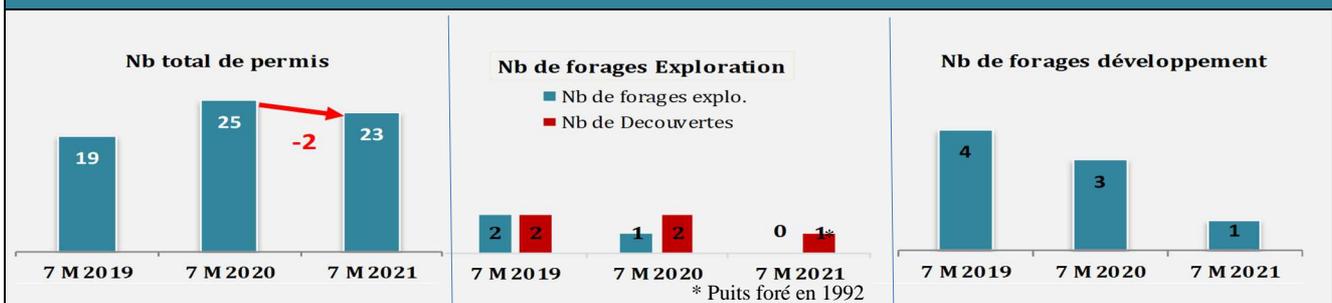
## Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



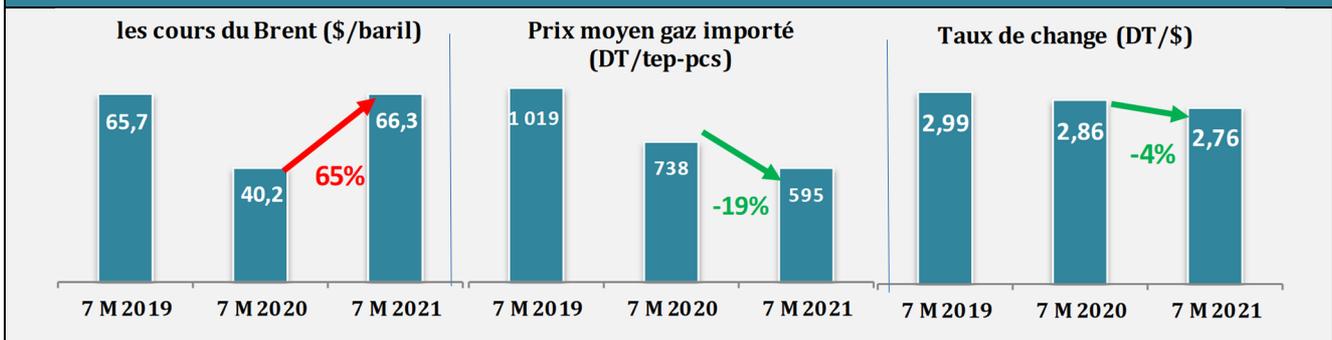
## Demande en hydrocarbures



## 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 2020	A fin juillet				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
<b>RESSOURCES</b>	<b>3956</b>	<b>4772</b>	<b>2286</b>	<b>3033</b>	<b>33%</b>	<b>-4%</b>
Pétrole <sup>(1)</sup>	1587	2286	1019	1157	14%	-6%
GPL primaire <sup>(2)</sup>	149	113,7	91	103	13%	-1%
Gaz naturel	2176	2362	1148	1747	52%	-3%
<i>Production</i>	1646	1652	942	1160	23%	-3%
<i>Redevance</i>	530	710	206	587	185%	-2%
Elec primaire	44	10	27	27	-3%	9%
<b>DEMANDE</b>	<b>9114</b>	<b>4795</b>	<b>5106</b>	<b>5508</b>	<b>8%</b>	<b>1%</b>
Produits pétroliers	4227	2276	2319	2570	11%	1%
Gaz naturel	4844	2508	2759	2911	6%	1%
Elec primaire	44	10	27	27	-3%	9%
<b>SOLDE</b>						
Avec comptabilisation de la redevance <sup>(3)</sup>	<b>-5158</b>	<b>-24</b>	<b>-2820</b>	<b>-2474</b>		
Sans comptabilisation de la redevance <sup>(4)</sup>	<b>-5688</b>	<b>-734</b>	<b>-3026</b>	<b>-3062</b>		

*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 Ghib + GPL usine Gabes*

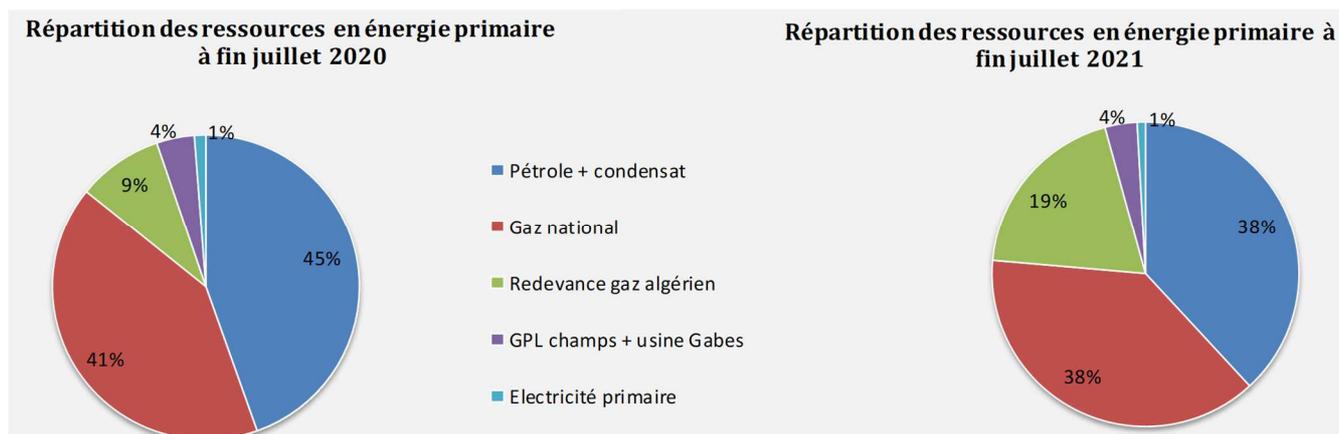
*(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale*

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

Les ressources en énergie primaire se sont situées à **3.03 Mtep** à fin juillet **2021**, enregistrant une hausse par rapport à la même période de l'année précédente de **33%**. Cette hausse est due à l'augmentation de la production nationale du pétrole, du gaz et aussi de la redevance du passage

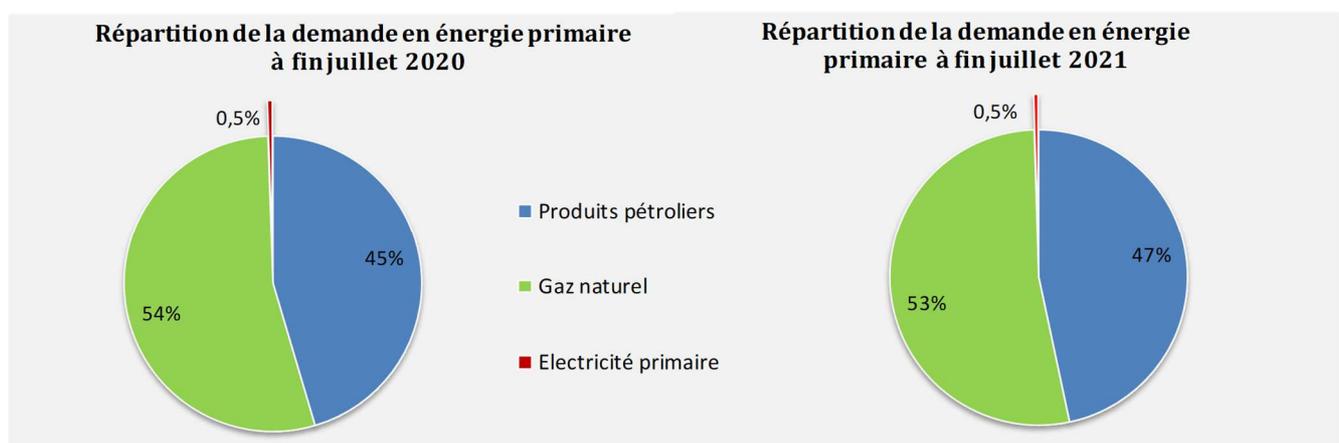
du gaz algérien qui a enregistré une hausse de plus de **185%** durant les sept premiers mois de **2021** par rapport à la même période de l'année précédente.

Les ressources en énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **76%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de la redevance gaz algérien a plus que doublé en l'espace d'un an, sa part est passée de **9%** à **19%**. La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.



La demande en énergie primaire a augmenté de **8%** entre les sept premiers mois de **2020** et les sept premiers mois de **2021** pour passer de **5.1 Mtep** à **5.5 Mtep** : la demande en gaz naturel a augmenté de **6%** et celle en produits pétroliers de **11%**. Rappelons que courant le mois mai **2020**, le pays a débuté la première phases de déconfinement progressif.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passé de **45%** à fin juillet **2020** à **47%** à fin juillet **2021**. Le gaz naturel qui représente **54%** à fin juillet **2020**, a enregistré une légère baisse à **53%** à fin juillet **2021**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juillet **2021**, un **déficit** de **2.5 Mtep** contre un déficit enregistré à fin juillet **2020** de **2.8 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **55%** courant les sept premiers mois de **2021** contre **45%** courant les sept premiers mois de **2020**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **44%** contre **41%**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **12%** à fin juillet **2021** par rapport à fin juillet **2020**, cette baisse est dûe à l'amélioration des ressources d'énergie primaire.



## Echanges commerciaux (1)

### EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juillet			A fin juillet			A fin juillet		
	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)
<b>EXPORTATIONS</b>				<b>1108</b>	<b>1466</b>	<b>32%</b>	<b>872</b>	<b>1920</b>	<b>120%</b>
<b>PETROLE BRUT<sup>(1)</sup></b>	681	900	32%	697,1	919	32%	508	1208	138%
ETAP	441,0	473,0	7%	451,1	484	7%	357,7	651,6	82%
PARTENAIRES	240,0	426,6	78%	246,0	435	77%	150,3	556,7	270%
<b>GPL Champs</b>	22,6	29,5	30%	25,0	32,6	30%	18	41,3	124%
ETAP	12	16,4	37%	13,3	18,1	37%	9,5	22,5	138%
PARTENAIRES	11	13,1	24%	11,7	14,5	24%	9,0	18,7	109%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	351,5	438,1	25%	354	439	24%	324	620	91%
Fuel oil (BTS)	218,9	298,2	36%	214,3	292,0	36%	213,7	387,5	81%
Virgin naphtha	132,5	139,9	6%	139,7	147,4	6%	110,5	232,7	111%
<b>REDEVANCE GAZ EXPORTE</b>				31,9	74,8	134%	22	50,3	134%
<b>IMPORTATIONS</b>				<b>4252</b>	<b>4506</b>	<b>6%</b>	<b>3806</b>	<b>4380</b>	<b>15%</b>
<b>PETROLE BRUT<sup>(3)</sup></b>	367,8	628,3	71%	375,9	642,1	71%	381,0	928,4	144%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	2041,2	2081,0	2%	2027	2032	0,2%	2078,2	2628,8	26%
<b>GPL</b>	279	285	2%	308	315	2%	324	451	39%
Gasoil ordinaire	674	607	-10%	692	623	-10%	817	885	8%
Gasoil S.S. <sup>(7)</sup>	225	187	-17%	231	192	-17%	259	283	9%
Jet <sup>(6)</sup>	57	62	9%	59	64	9%	81	98	21%
Essence Sans Pb	371	333	-10%	387	348	-10%	451	600	33%
Fuel oil (HTS)	82	122	48%	80	119	48%	49	128	158%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
Coke de pétrole <sup>(4)</sup>	355	485	37%	270	370	37%	97	184	90%
<b>GAZ NATUREL</b>				1848,1	1832,6	-1%	1346,6	823	-39%
Redevance totale <sup>(2)</sup>				206,3	587,4	185%	0,0	0,0	-
Achat <sup>(5)</sup>				1641,8	1245,2	-24%	1346,6	823	-39%

(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 retournée) 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 2021

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

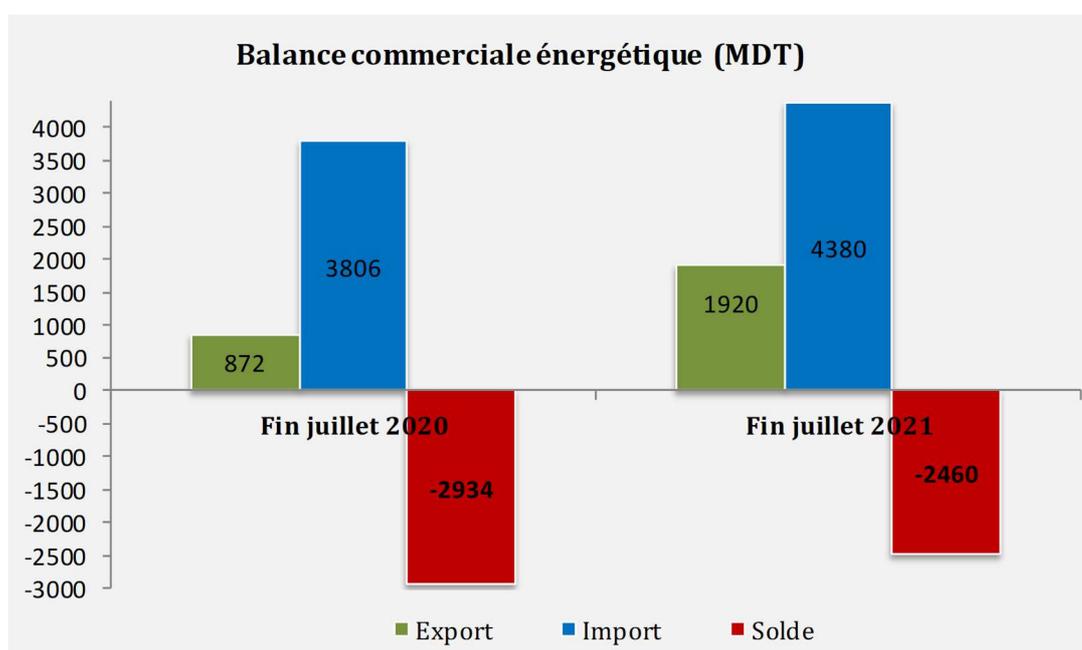
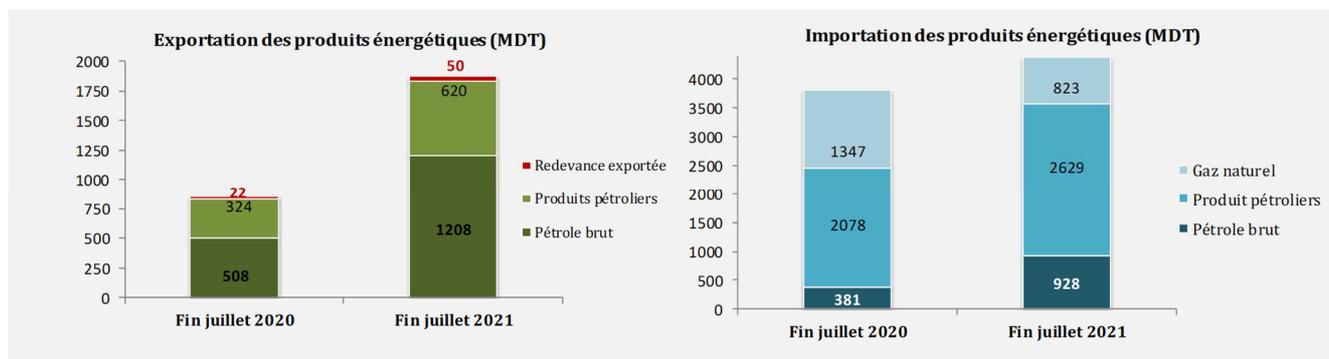
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

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

(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 hausse en valeur de **120%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **15%**. Le déficit de la balance

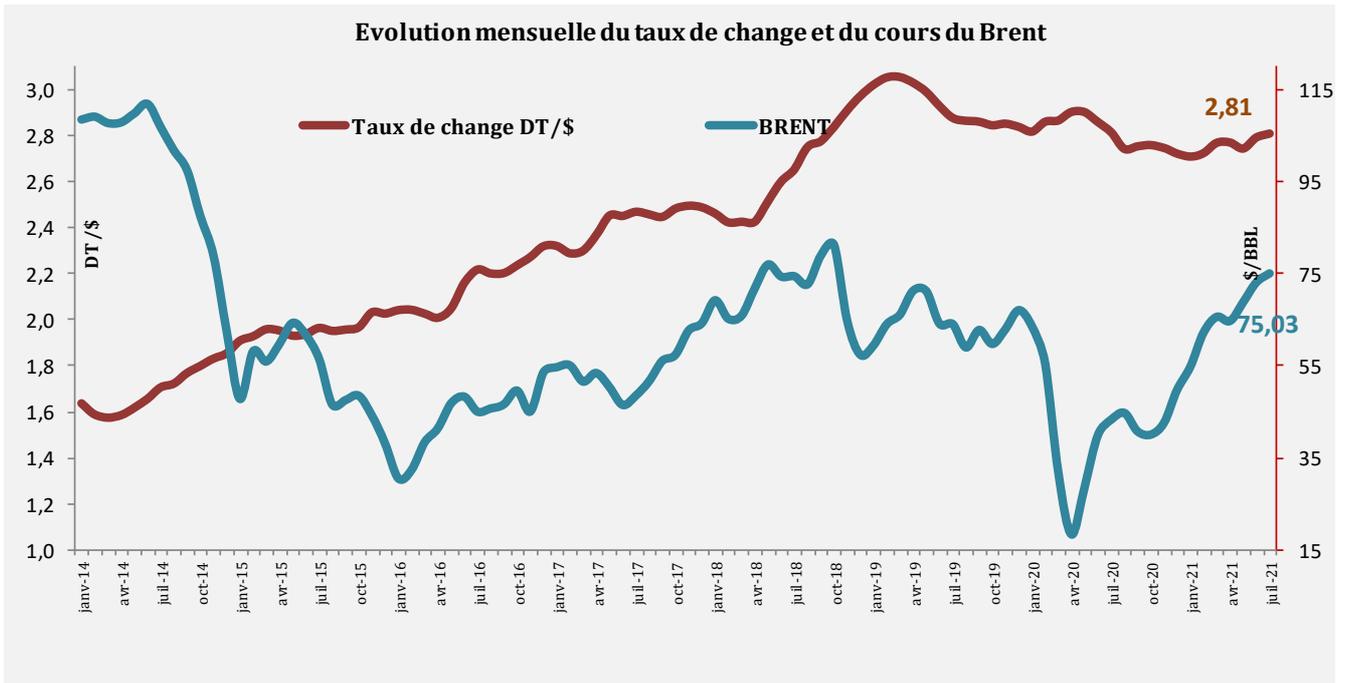
commerciale énergétique est passé de **2934 MDT** durant les sept premiers mois de **2020** à **2460 MDT** durant les sept premiers mois de **2021**, soit une diminution de **16%** (en tenant compte de la redevance du gaz transité exportée).



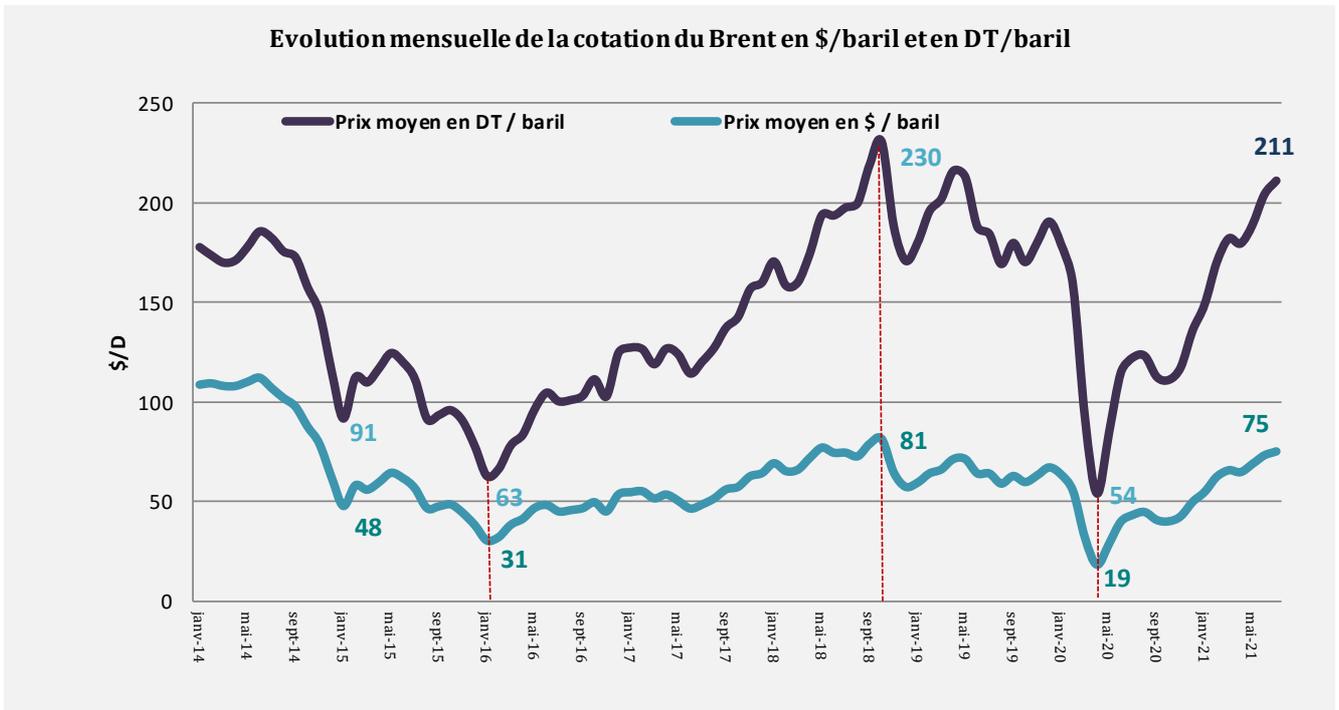
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les prix des produits pétroliers.

Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a augmenté (-) et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de 3% (+) à fin juillet 2021 par rapport à fin juillet 2020.

En effet, au cours des sept premiers mois de 2021, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de plus de 26\$/bbl : 66.3 \$/bbl à fin juillet 2021 contre 40.2 \$/bbl à fin juillet 2020, la cotation mensuelle du mois de juillet a enregistré le plus haut niveau de l'année, se situant à plus de 75\$/bbl, enregistrant ainsi une hausse de 32 \$/bbl par rapport à juillet 2020 et une augmentation de 2\$/bbl par rapport à juin 2021.



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

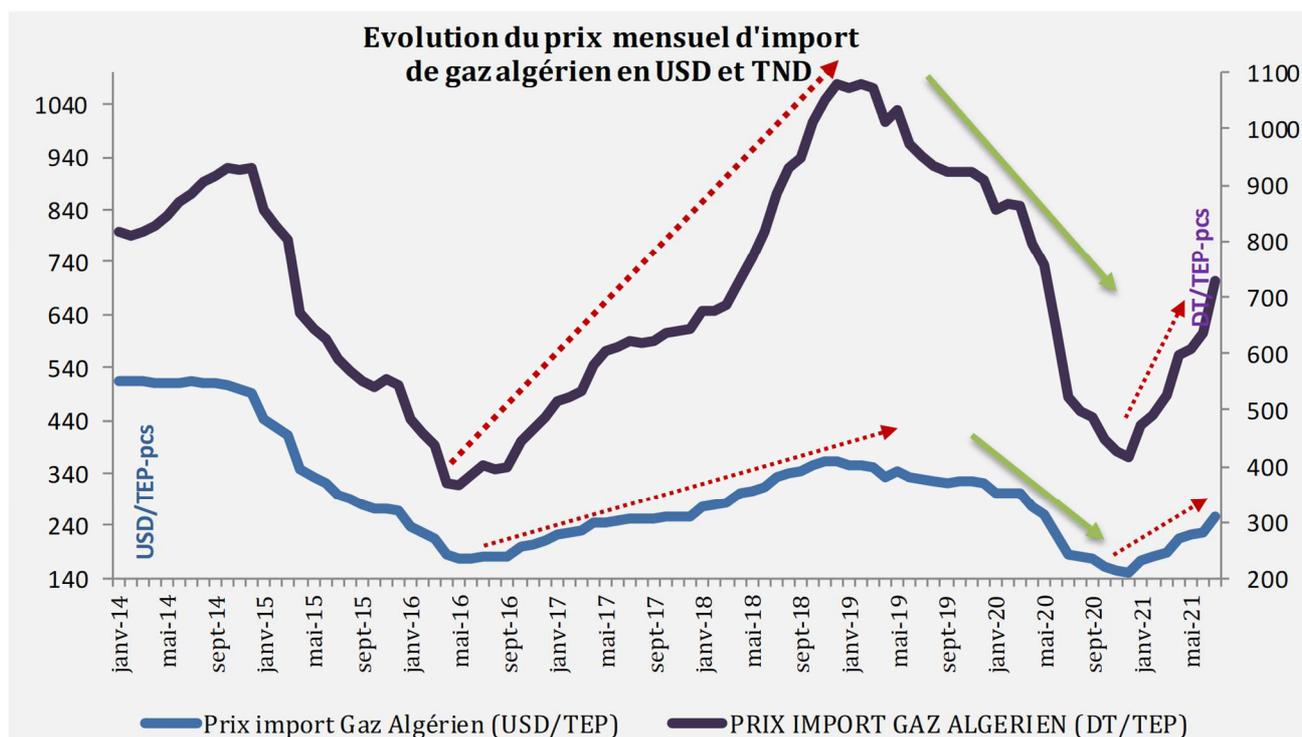


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin juillet 2020 et fin juillet 2021, les cours moyens du Brent ont enregistré une augmentation de 65% : 40.2 \$/bbl contre 66.3 \$/bbl .

**(+)** Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **4%** entre fin juillet **2020** et fin juillet **2021**, 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 ( dans l'ensemble).

**(+++)** La diminution du prix moyen du gaz algérien de **19%** en DT et de **17%** en \$ entre fin juillet **2020** et fin juillet **2021**.



La baisse a 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 produits : pétroles bruts , Gasoil 0.1 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des **6** et/ou **9** derniers mois. A signaler que les prix du gaz sont repartis à la hausse à partir du mois de janvier **2021** après avoir touché leur plus bas niveau (en \$) en décembre **2020**. A signaler que la courbe a repris une trajectoire ascendante à partir de janvier 2021 en conservant sur la moyenne de la période une tendance baissière.

**(--)** Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **26%** en valeur.

**(++)** Hausse des quantités du pétrole brut exportées : en plus de l'augmentation de la production nationale, il y'a une baisse de la quantité vendu localement à la STIR. En effet, la STIR a raffiné **930 kt** à fin juillet **2021** (dont **21%** brut local) contre **730 kt** à fin juillet **2020** (dont **47%** brut local).

**(+++)** Baisse des achats du gaz algérien de **24%** en quantité et **39%** en valeur grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le transit du gaz algérien.

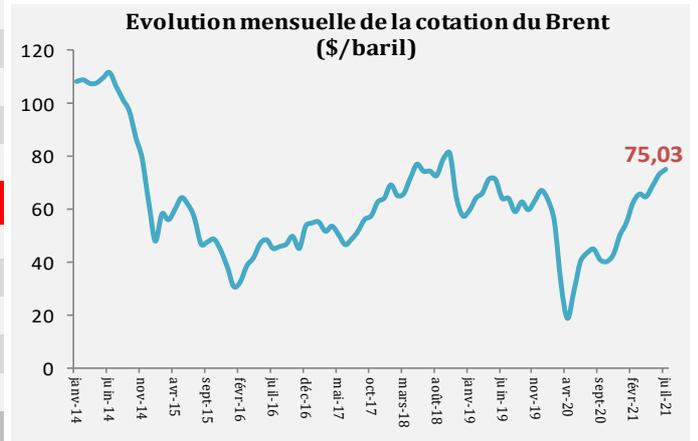
**(++)** Une hausse des exportations des produits pétroliers de **24%** en quantité et de **91%** en valeur.

# 3 Prix de l'énergie

## 1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

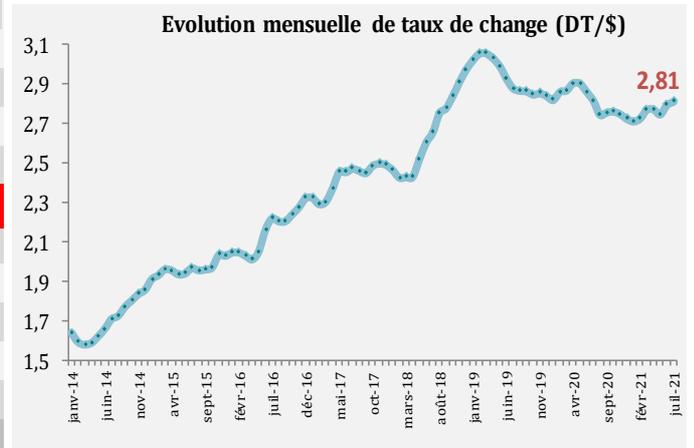
	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Janvier	59,5	63,5	54,8	-14%
Février	64,0	55,4	62,2	12%
Mars	66,1	31,8	65,6	106%
Avril	71,3	18,6	64,7	249%
Mai	71,1	28,98	68,8	137%
Juin	64,1	40,07	73,0	82%
Juillet	<b>64,0</b>	<b>43,4</b>	<b>75,0</b>	<b>73%</b>
Aout	59,0	44,8		
Septembre	62,8	40,8		
Octobre	59,7	40,2		
Novembre	63,02	42,7		
Décembre	67,02	49,9		
Prix annuel moyen	<b>64,3</b>	<b>41,7</b>		



## 2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Janvier	3,02	2,82	2,71	-4%
Février	3,05	2,86	2,72	-5%
Mars	3,05	2,87	2,77	-3%
Avril	3,03	2,90	2,77	-5%
Mai	2,99	2,90	2,74	-5%
Juin	2,93	2,86	2,79	-2%
Juillet	<b>2,88</b>	<b>2,81</b>	<b>2,81</b>	<b>-0,2%</b>
Aout	2,87	2,74		
Septembre	2,86	2,75		
Octobre	2,84	2,76		
Novembre	2,85	2,75		
Décembre	2,84	2,72		
Taux annuel moyen	<b>2,93</b>	<b>2,81</b>		



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

Pétrole Brut (1)	A fin juillet 2021	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	197,4	71,25
Prix d'exportation ETAP <sup>(2)</sup> (FOB)	178,2	63,80

(1) Prix moyen pondéré

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

### 4- Prix des Produits pétroliers

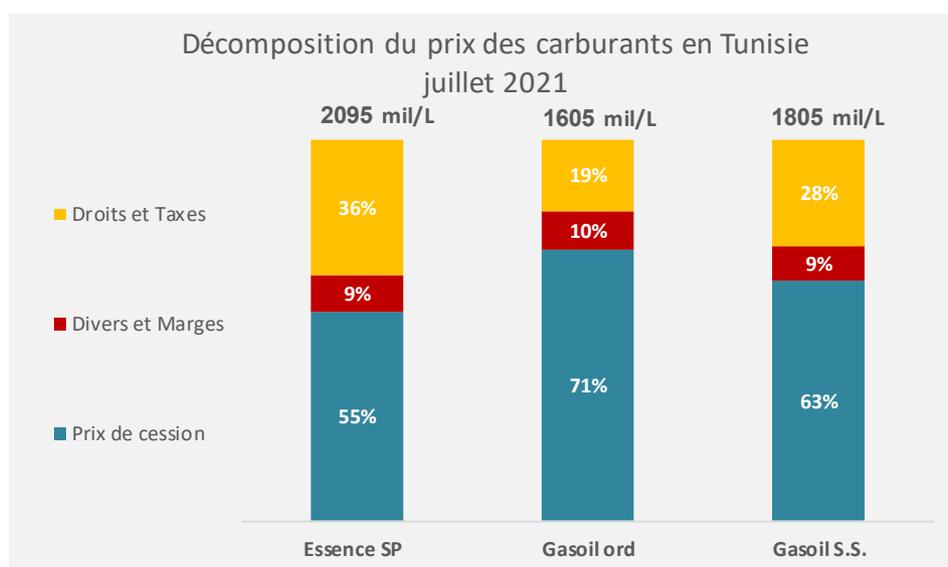
PRODUITS PETROLIERS	A fin juillet 2021					
	Unités	Prix import (1)	Pcession	Droits et Taxes (2)	Divers et marges (3)	Prix de vente (4)
Essence SSP	Millimes/litre	1390	1149	747	198	2095
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1230	1141	301	163	1605
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1276	1137	504	164	1805
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1048	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1583	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	20,58	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)

(4) Prix de vente en vigueur au public à partir du 20/04/2021

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



## 5- Gaz naturel

<b>GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)</b>	<b>Année 2020</b>	<b>Fin juillet 2021</b>
<b>Prix d'importation Gaz Algérien</b>	626	595
	<b>Année 2019</b>	<b>Année 2020<sup>(1)</sup></b>
<b>Prix de vente Global (hors taxe)</b>	600,2	616,0
<b>Coût de revient moyen</b>	1017,1	728,3
<b>Résultat unitaire<sup>(2)</sup></b>	-416,9	-112,3

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

## 6- Electricité

<b>ELECTRICITE (millimes/kWh)</b>	<b>Année 2019</b>	<b>Année 2020<sup>(1)</sup></b>
<b>Prix de vente Global (hors taxe)</b>	244,0	248,6
<b>Coût de revient moyen</b>	319,2	267,2
<b>Résultat unitaire<sup>(2)</sup></b>	-75,2	-18,6

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

## II. Hydrocarbures



## Production d'hydrocarbures

### II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

#### PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2020	A fin juillet		Var (%)
		2020	2021	
El borma	183	132,2	131,7	-0,4%
Ashtart	209	122,9	125,9	2%
Hasdrubal	131	81,1	51,9	-36%
Adam	87	63,4	71,2	12%
M.L.D	75	53,2	52,6	-1%
El Hajeb/Guebiba	99	51,9	75,8	46%
Cherouq	61	49,3	46,1	-7%
Miskar	70	42,1	39,8	-5%
Cercina	72	42,0	39,7	-5%
Barka	100	55,9	46,3	-17%
Franig/Bag/Tarfa	58	34,1	26,2	-23%
Ouedzar	46	34,8	32,8	-6%
Gherib	47	28,1	17,1	-39%
Nawara	28	11	44,5	309%
Halk el Manzel	0	0	159,4	-
Autres	265	179	159	-11%
<b>TOTAL pétrole (kt)</b>	<b>1 530</b>	<b>981</b>	<b>1 120</b>	<b>14%</b>
<b>TOTAL pétrole (ktep)</b>	<b>1 566</b>	<b>1 005,2</b>	<b>1 144,0</b>	<b>14%</b>
<b>TOTAL pétrole et Condensat (kt)</b>	<b>1 550</b>	<b>995</b>	<b>1 132</b>	<b>14%</b>
<b>TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)</b>	<b>1 587</b>	<b>1 019</b>	<b>1 157</b>	<b>14%</b>
<b>GPL Primaire</b>				
<b>TOTAL GPL primaire (kt)</b>	136	83,0	93,7	13%
<b>TOTAL GPL primaire (Ktep)</b>	149	91	103	13%
<b>Pétrole + Condensat + GPL primaire</b>				
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)</b>	<b>1 686</b>	<b>1 078</b>	<b>1 226</b>	<b>14%</b>
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)</b>	<b>1 737</b>	<b>1 110</b>	<b>1 260</b>	<b>13%</b>

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1120** kt à fin juillet 2021 enregistrant ainsi une hausse de **14%** par rapport à fin juillet **2020**. L'apport de Halk el Manzel qui vient d'entrer en

production en janvier **2021** et de Nawara ont compensé la baisse de la production enregistrée dans plusieurs champs à savoir : Hasdrubal (-**36%**), Gherib (-**39%**), Baraka (-**17%**), Franig/bag./Tarfa (-**23**), Cherouq (-**7%**), Cercina (-**5%**) et Miskar (-**5%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (+**309**), El Hajeb/Guebiba (+**46%**), Adam (+**12%**), Ashtart (+**2%**).

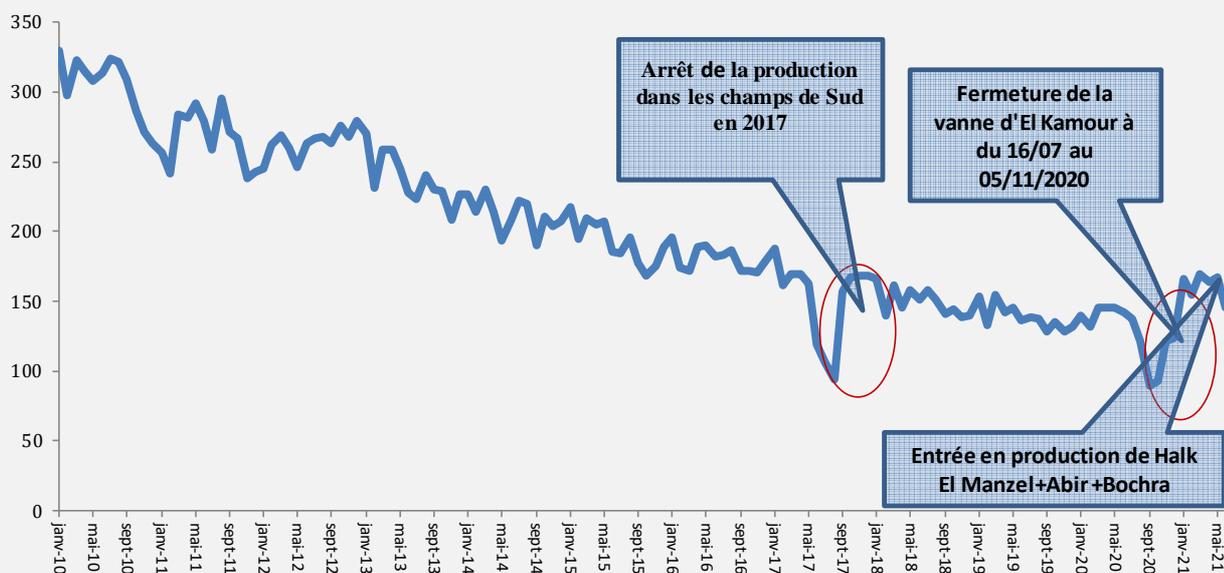
Il convient de noter :

- **Concession Hasdrubal:** Arrêt de la production du 14 juin au 15 juillet 2021 pour des opérations de maintenance. Ouverture du "Puit A1" le 23/03/21. Le puits a été fermé depuis 12/02/2021.
- **Concession Ghrib:** Reprise de la production le 28-03-2021 après un arrêt total de la production depuis le 15/01/2021 suite à l'invasion de manifestants à l'intérieur du site.
- **Concession Nawara:** Reprise de la production le 02-03-2021 après une maintenance planifiée qui a durée 01 jour.
- **Concession Abir:** Entrée en Production le 16-02-2021.
- **Concession Bochra :** Mise en production le 17-02-2021. Puits fermé depuis le 30/04/2021 en raison d'une panne de la turbine TG3 à la station STEG Gabes depuis le 29/04/2021.
- **Concession Halk El Menzel :** Mise en production le 07-01-2021
- **Concession Djbel Grouz :** Fin des activités de maintenance et reprise de la production le 31-01-2021.
- **Concessions Douleb/Semama/Tamesmida:** Arrêt total de la production suite à l'envahissement du site de la production par des manifestants à partir du 11/12/2020. Reprise progressive de la production le 15-02-2021, après avoir exclu les manifestants du site.

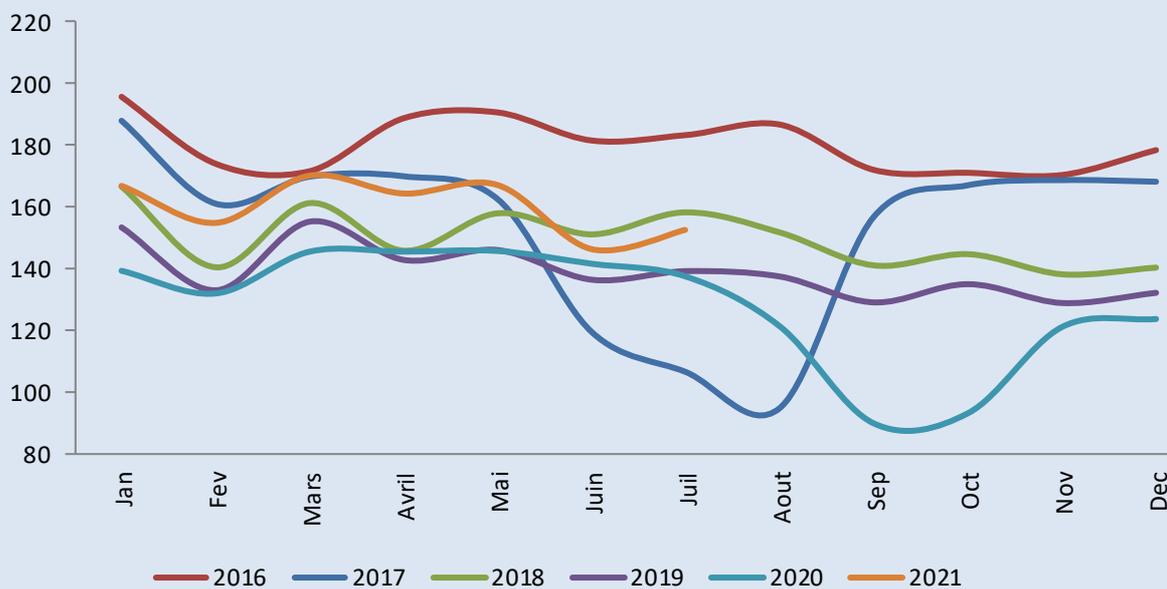
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **35.9** mille barils/j à fin juillet **2020** à **40.6** mille barils/j à fin juillet **2021**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2021**.

**Production mensuelle de pétrole brut ( kt)**



**Production mensuelle de pétrole brut (kt)**



## II-1-2 Ressources en gaz naturel

### RESSOURCES EN GAZ NATUREL

	Réalisé 2020	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
<i>Unité : ktep-pci</i>						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>	<b>2 176</b>	<b>2 362</b>	<b>1 148</b>	<b>1 747</b>	<b>52%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>1 646</b>	<b>1 652</b>	<b>942</b>	<b>1 160</b>	<b>23%</b>	<b>-3%</b>
<i>Miskar</i>	522	822	311	293	-6%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> <sup>(1) (3)</sup>	250	192	163	168	3%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	164	136	91	98	7%	-3%
<i>Hasdrubal</i>	353	305	223	131	-41%	-7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	51	8	20	37	91%	15%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> <sup>(2)</sup>	121	188	66	68	4%	-9%
<i>Nawara</i> <sup>(4)</sup>	185	0	69	365	430%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal)</b> <sup>(6)</sup>	<b>530</b>	<b>710</b>	<b>206</b>	<b>587</b>	<b>185%</b>	<b>-2%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 793</b>	<b>478</b>	<b>1 642</b>	<b>1 245</b>	<b>-24%</b>	<b>9%</b>
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>	<b>2 417</b>	<b>2624</b>	<b>1276</b>	<b>1942</b>	<b>52%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>1 623</b>	<b>1835</b>	<b>1047</b>	<b>1289</b>	<b>23%</b>	<b>-3%</b>
<i>Miskar</i>	580	913	346	325	-6%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> <sup>(1) (3)</sup>	278	214	181	187	3%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	183	151	102	108	7%	-3%
<i>Hasdrubal</i>	392	339	247	146	-41%	-7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	56	9	22	42	91%	15%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> <sup>(2)</sup>	135	209	73	76	4%	-9%
<i>Nawara</i> <sup>(4)</sup>	206	0	77	405	430%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal)</b> <sup>(6)</sup>	<b>589</b>	<b>789</b>	<b>229</b>	<b>653</b>	<b>185%</b>	<b>-2%</b>
<b>Achats</b>	<b>3 104</b>	<b>531</b>	<b>1824</b>	<b>1384</b>	<b>-24%</b>	<b>9%</b>

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

(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

(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

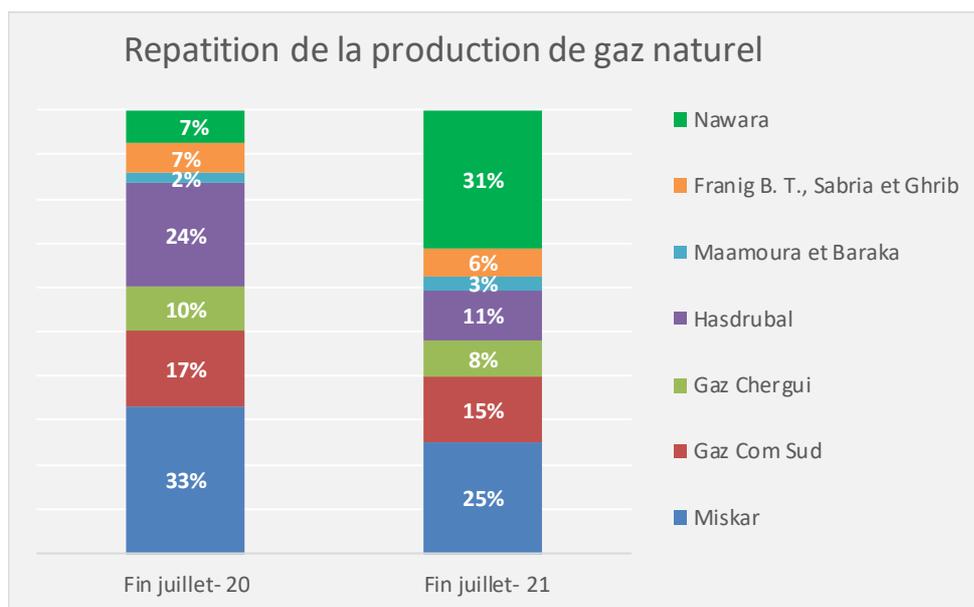
(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à partir du mois de juin 2021 totalisant une quantité de 21,4 million de Cm<sup>3</sup>

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1747 ktep** à fin juillet **2021**, enregistrant ainsi une augmentation de **52%** par rapport à la même période de l'année précédente grâce à l'apport du champs Nawara qui a pu compenser la baisse de la

production dans les autres champs et l'augmentation de la redevance sur le transit du gaz algérien de **185%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **23%**.

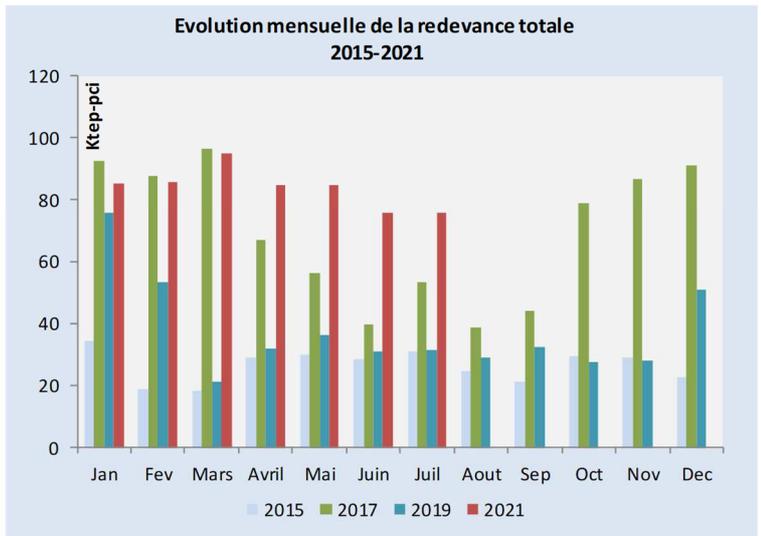
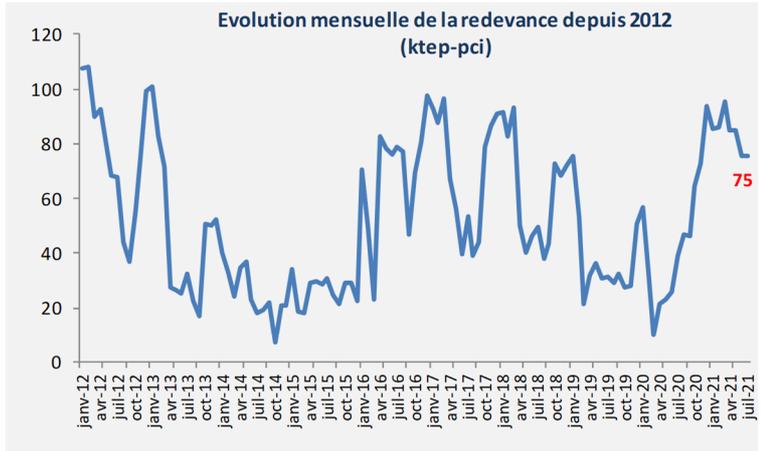
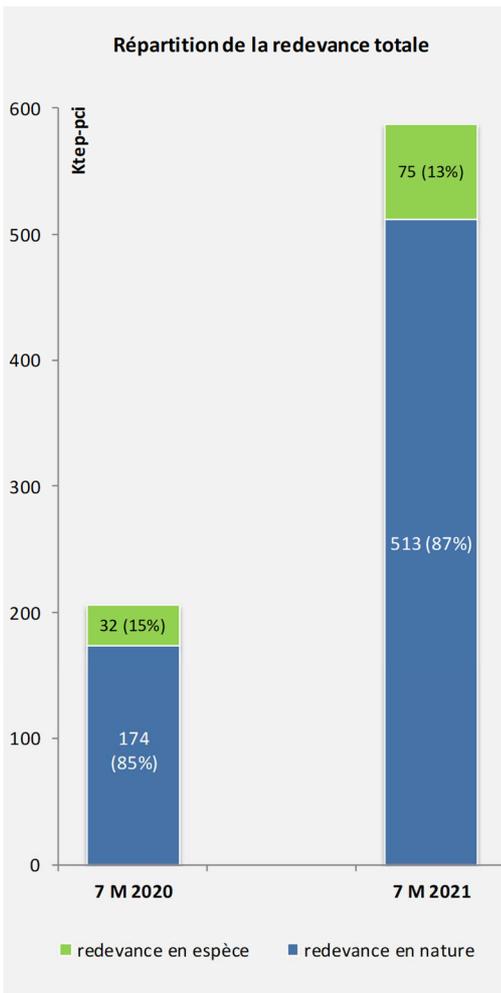
Il convient de noter :

- ✓ **Concession Nawara** : Ouverture des puits Ahlem-1, Ahlem-2 et Ritma-1 et augmentation de la production à 1.9 MM m<sup>3</sup>/j en moyenne durant les sept premiers mois de **2021**. La production de Nawara a représenté **31%** de la production nationale du gaz commercial sec à fin juillet **2021**, elle a couvert **13%** de la demande totale de gaz naturel et a réduit de **23%** les achats de gaz algérien ainsi que le déficit du bilan d'énergie primaire de **15%**.

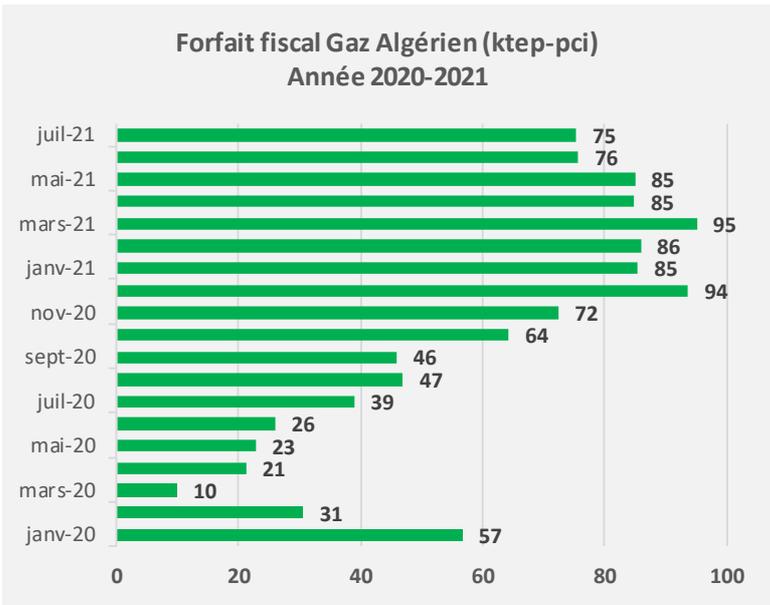


- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **41%**. Reprise du "**Puit A1**" le 23/03/2021. Tous les puits sont fermés, un entretien du 14/06/2021 au 15/07/2021.
- ✓ **Miskar** : baisse de la production de **6%**.
- ✓ **Gaz commercial du Sud** : hausse de la production de **3%**.
- ✓ **Maamoura et Baraka** : hausse de la production de **91%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**185%**) à fin juillet **2021** par rapport à fin juillet **2020**.

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 (**87%**).



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 en 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 de juillet **2020** et qui a continué jusqu'au mois de juillet **2021**.

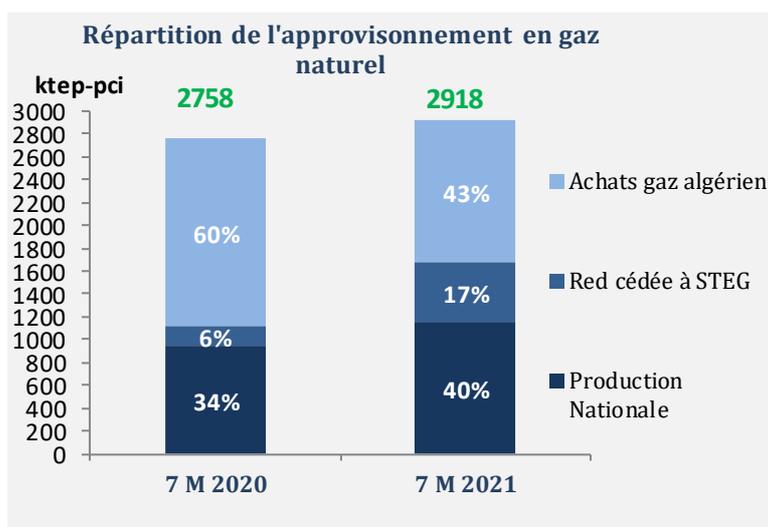


## Les importations de gaz naturel :

Les achats de gaz algérien ont baissé de **24%**, entre fin juillet **2020** et fin juillet **2021**, pour se situer à **1245 ktep** et ceci grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le passage du gaz algérien, et ceci, malgré la hausse de la demande.

L'approvisionnement national en gaz naturel a augmenté de **6%** entre fin juillet **2020** et fin juillet **2021** pour se situer à **1918 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 **34%** à **40%**.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **6%** à **17%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **60%** à **43%**,



## II-1-3-Production de produits pétroliers

### Les indicateurs de raffinage

	A fin juillet			Remarques
	2020 (a)	2021 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
<b>GPL</b>	15	17	10%	
<b>Essence Sans Pb</b>	22	53	-	
<b>Petrole Lampant</b>	12	15	24%	
<b>Gasoil ordinaire</b>	279	381	37%	
<b>Fuel oil BTS</b>	252	307	22%	
<b>Virgin Naphta</b>	154	152	-1%	
<b>White Spirit</b>	4	5	-	
<b>Total production STIR</b>	738	929	26%	
<b>Taux couverture STIR (1)</b>	32%	36%	14%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
<b>Taux couverture STIR (2)</b>	14%	18%	28%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
<b>Jours de fonctionnement du Topping</b>	186	212	14%	
<b>Jours de fonctionnement du Platforming</b>	56	136	-	Unité en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021. Unité en arrêt du 27/05 au 31/07/21.

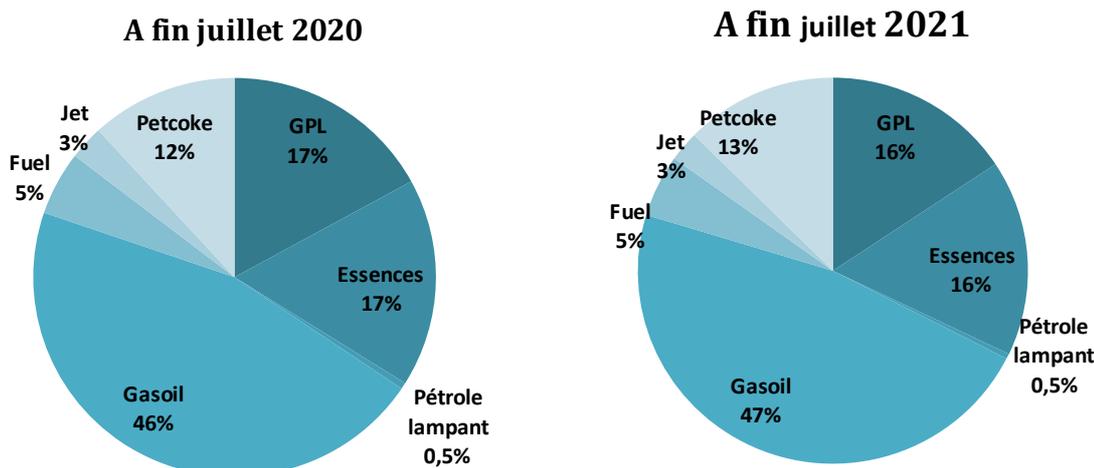
# 2 Consommation d'hydrocarbures

## II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2020	A fin juillet			Var (%)	TCAM(%)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	(c)/(b)	(c)/(a)
<b>GPL</b>	660	308,3	395	402	2%	2%
<b>Essences</b>	732	284,5	392	421	7%	4%
Essence Super	0	1,3	0	0	-	-
Essence Sans Pb	719	283,2	384	414	8%	4%
Essence premium	13	0,0	8	7	-10%	-
<b>Pétrole lampant</b>	18,4	42,8	11,9	10,9	-8%	-12%
<b>Gasoil</b>	1958	1102,5	1062	1209	14%	1%
Gasoil ordinaire	1619	1042,1	882	990	12%	0%
Gasoil SS	333	60,3	177	216	22%	12%
Gasoil premium	6	0,0	3	3	0%	-
<b>Fuel</b>	229	220,6	120	134	12%	-4%
STEG & STIR	26	5,5	18	18	5%	12%
Hors (STEG & STIR)	203	215,1	102	115	13%	-6%
<b>Fuel gaz(STIR)</b>	7	1,9	1	6	-	11%
<b>Jet</b>	106	128,3	64	65	0,5%	-6%
<b>Coke de pétrole</b>	516	187,5	274	323	18%	5%
<b>Total</b>	4227	2276	2319	2570	11%	1%
<b>Cons finale (Hors STEG &amp; STIR)</b>	4193	2269	2301	2546	11%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre les sept premiers mois de 2020 et les sept premiers mois de 2021, une hausse de **11%** pour se situer à **2570 ktep**. Cette hausse est due principalement aux mesures de confinement général prises par le Gouvernement l'année dernière. Ainsi nous avons noté une augmentation de la demande des essences de **7%** et du gasoil de **14%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juillet **2020** et fin juillet **2021** à l'exception de quelques produits notamment le GPL dont la part est passée de **17%** à **13%** et le gasoil dont la part est passé de **46%** à **47%**.

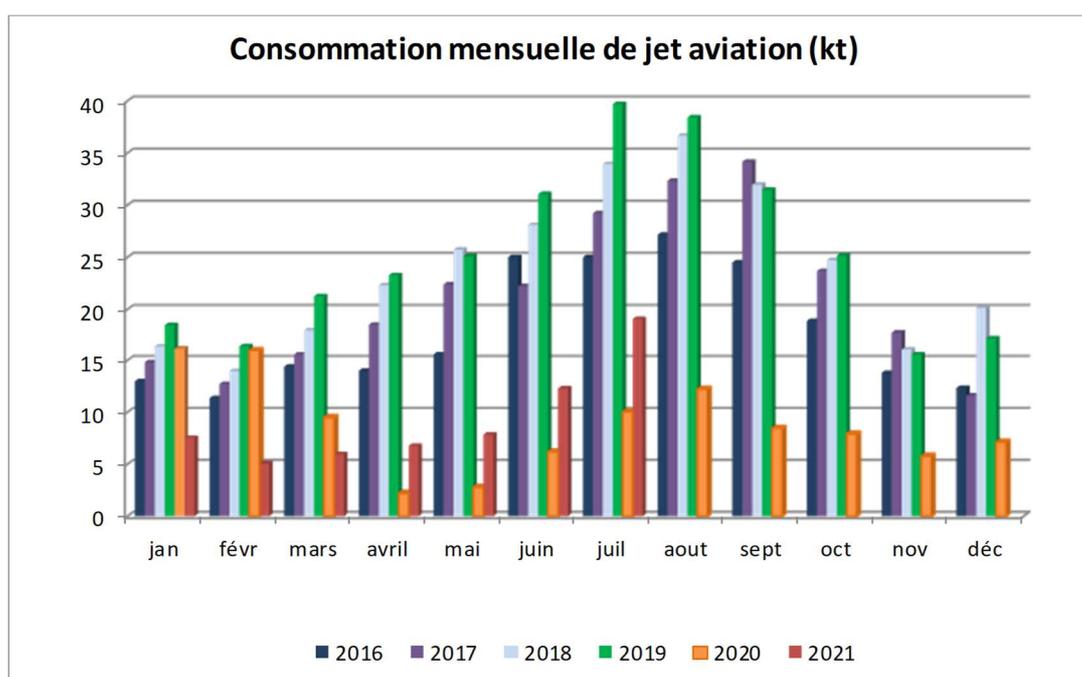


La consommation de carburants routiers a augmenté, à fin juillet **2021**, de **12%** par rapport à fin juillet **2020**. Elle représente **63%** de la consommation totale des produits pétroliers.

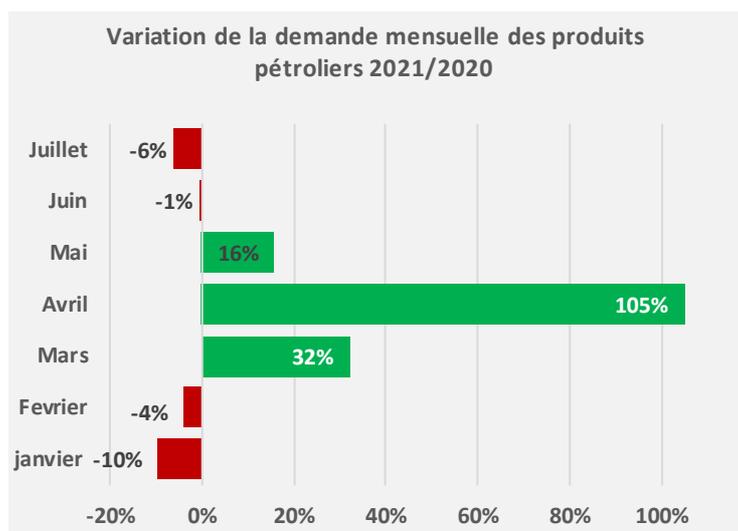
La consommation de GPL a augmenté de **2%** entre fin juillet **2021** et fin juillet **2020**, par contre, le pétrole lampant a diminué de **8%** durant la même période.

La consommation de coke de pétrole a augmenté entre les sept premiers mois de **2020** et les sept premiers mois de **2021** de **18%** (données partiellement estimées), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une légère augmentation de **0.5%** à fin juillet **2021** par rapport à la même période de l'année précédente depuis plusieurs mois de baisse à cause du ralentissement des activités de secteur du transport aérien qui subissent de plein fouet les répercussions de la pandémie de la COVID-19. A partir du mois d'avril **2021**, une petite reprise a été observée et qui progresse au fil des mois comme le montre la figure suivante :

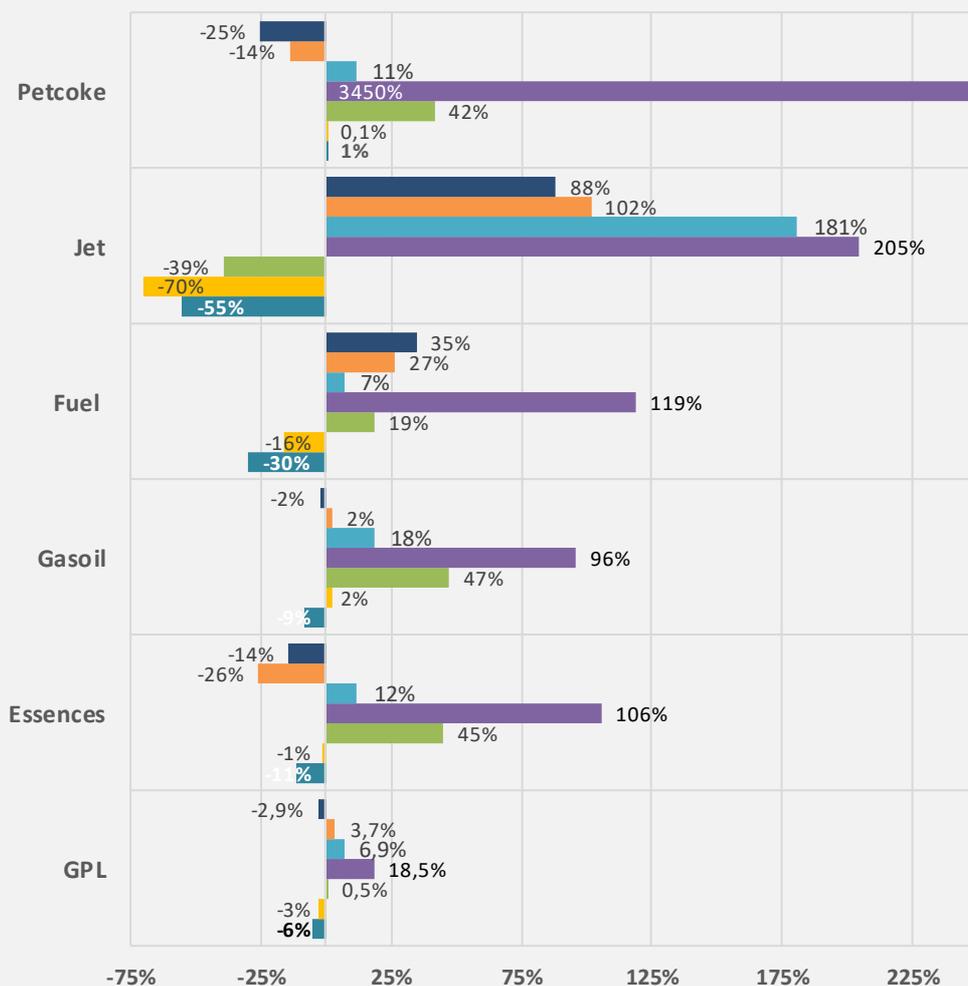


A signaler que la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une baisse de **10%** courant le mois de janvier **2021** et de **4%** courant le mois de février **2021**. Par contre, courant le mois de mars, avril et de mai **2021**, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une hausse importante respective de **32%**, **105%** et **16%**. Courant le mois du juin et juillet 2021, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré de nouveau une baisse respective de **1%** et **6%**, sachant qu'à partir du mois de mars **2020**, un confinement général a été entamé le **22** du mois engendrant une chute brutale de la consommation de l'énergie.



Courant le mois du janvier **2021**, la plupart des produits ont enregistré une évolution négative à l'instar des essences : **-11%**, le gasoil : **-9%**, le GPL : **-6%**, le Jet : **-55%** à cause des mesures prises par le Gouvernement pour contenir la 2<sup>ème</sup> vague de la pandémie. Cette baisse s'est poursuivie en février **2021** mais à un degré moindre. Par contre, courant le mois d'avril et mai **2021**, tous les produits ont enregistré une évolution positive. Courant juin **2021**, plusieurs produits ont enregistré de nouveau une évolution négative à l'instar des essences : **-7%**, le fuel : **-1%**, le coke de pétrole : **-14%**. Pour le mois de juillet 2021, une évolution négative est observée pour les produits : Petcoke : **-25%**, le gasoil : **-2%**, l'essence : **-14%** et GPL : **-3%**. Par contre le Jet et le fuel ont enregistré une évolution positive courant juillet 2021 respective de **88%** et **35%**.

### Variation de la demande mensuelle des produits pétroliers 2021/2020



	GPL	Essences	Gasoil	Fuel	Jet	Petcoke
■ Juillet	-2,9%	-14%	-2%	35%	88%	-25%
■ Juin	3,7%	-26%	2%	27%	102%	-14%
■ Mai	6,9%	12%	18%	7%	181%	11%
■ Avril	18,5%	106%	96%	119%	205%	3450%
■ Mars	0,5%	45%	47%	19%	-39%	42%
■ fevrier	-3%	-1%	2%	-16%	-70%	0,1%
■ janvier	-6%	-11%	-9%	-30%	-55%	1%

## II-2-2 Gaz Naturel

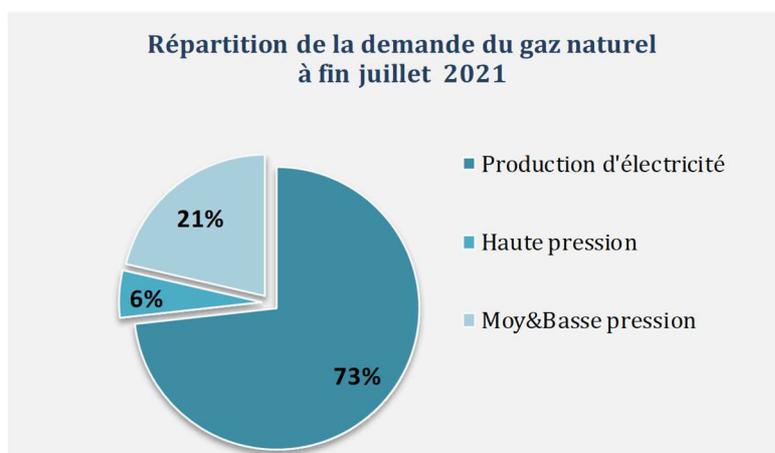
### DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2020	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
<i>Unité : ktep-pci</i>						
<b>DEMANDE</b>	<b>4 844</b>	<b>2 508</b>	<b>2 759</b>	<b>2 911</b>	<b>6%</b>	<b>1%</b>
Production d'électricité	3 680	1 811	2 092	2 132	2%	1%
Hors prod élec	1 164	698	667	779	17%	1%
Haute pression	233	220	129	157	22%	-3%
Moy&Basse pression	931	478	538	622	16%	2%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
<b>DEMANDE</b>	<b>5 382</b>	<b>2 787</b>	<b>3 065</b>	<b>3 234</b>	<b>6%</b>	<b>1%</b>
Production d'électricité	4 089	2 012	2 325	2 368	2%	1%
Hors prod élec	1 293	775	741	866	17%	1%
Haute pression	259	244	143	175	22%	-3%
Moy&Basse pression	1 034	531	598	691	16%	2%

La demande totale en gaz naturel a enregistré une augmentation de **6%** entre fin juillet **2020** et fin juillet **2021** pour se situer à **2911 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **2%**, celle pour la consommation finale a augmenté de **17%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**73%** de la demande totale à fin juillet **2021**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **97%**.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande en gaz naturel a connu une importante augmentation de **17%** pour se situer à **779 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **16%** et celle des clients haute pression de **22%** durant les sept premiers mois de **2021** par rapport à la même période de **2020**.

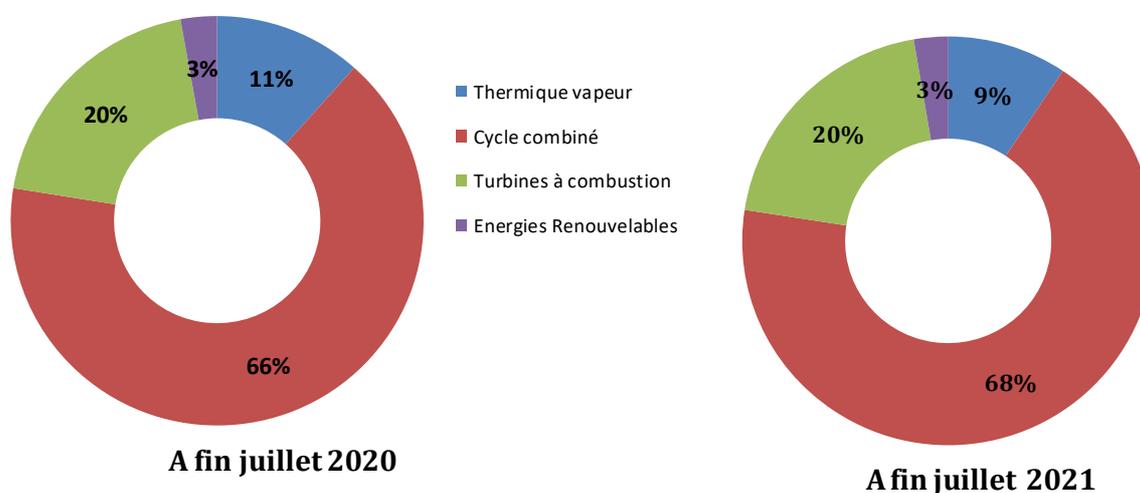


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **2%** entre fin juillet **2020** et fin juillet **2021** pour se situer à **212 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **5%** durant les sept premiers mois de **2021**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une augmentation de **2%** seulement.

En effet, nous avons noté une augmentation à **68%** de la part des cycles combinés dans la production électrique à fin juillet **2021** contre **66%** en à fin juillet **2020**.

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



# 3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	Juillet		A fin juillet	
		2020	2021	2020	2021
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	0	1
Nb total des permis	24	25	23	25	23
Nb de forages explo.	1	0	0	1	0
Nb forages développ.	4	0	0	3	1
Nb de découvertes	3	0	0	2	1

## Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin juillet **2021**, est de **23** dont **15** permis de recherche et **8** permis de prospection, couvrant une superficie totale de **81 767 km<sup>2</sup>**. Le nombre total de concessions est de **56** dont **44** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **33** de ces concessions en production et directement dans **3**.

Il convient de signaler :

- L'arrivée à échéance du permis de recherche « **Amilcar** » en février **2021**.

## Exploration

### **Acquisition sismique à fin juillet 2021**

- Pas de nouvelle opération d'acquisition en **2021**.

### **Forage d'exploration à fin juillet 2021**

- Pas de nouvelle opération de forage des puits d'exploration en **2021**.
- Test du puits « Ash 49 » sur la concession Ashtart du **28** mars au **20** avril **2021**, ledit puits a été foré en **1992**, le test a montré des indices encourageants d'huile avec des estimations préliminaires de l'ordre de **300** bbls/j.

## Développement

### Forage d'un nouveau puits de développement à fin juillet 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	KRD SW-2Bis	Debbech	14/05/2021	3872 m	Fin des opérations de forage le 20/07/2021. <b>Mise en production le 14/08/2021.</b>

### Poursuite de forage de trois puits de développement entamé en 2018 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur (km)	Résultats
01	HEM 07H	Halk El Manzel	16/06/2018	1055	Fin des opérations de forage. <b>Mise en production le 07/01/2021.</b>
02	HEM 06H	Halk El Manzel	23/06/2018	1341	Reprise des opérations de forage le 18/08/2021 Forage en cours
03	HEM 05H	Halk El Manzel	30/07/2018	1500	Reprise des opérations de forage le 30/06/2021 <b>Mise en production le 13/08/2021</b>

- 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 (loi n° 2019-74 du 14 août 2019). **Reprise des opérations de forages, le 6 octobre 2020, pour la mise en production en 2021.**

# III. Electricité et Energies Renouvelables

# 1 Electricité

## PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

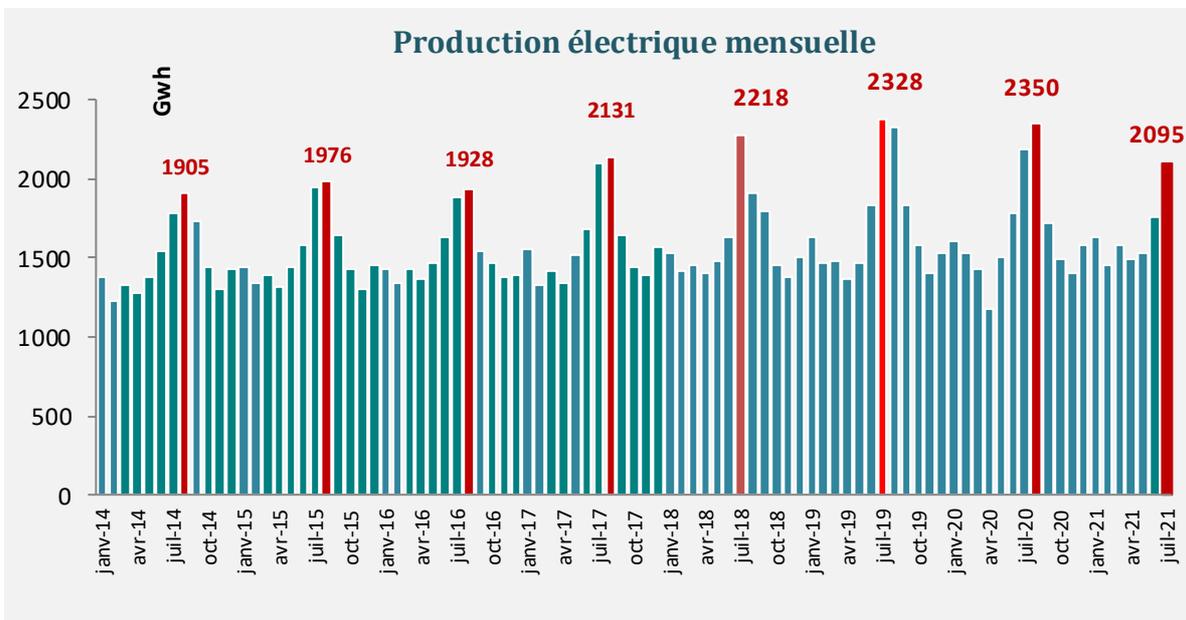
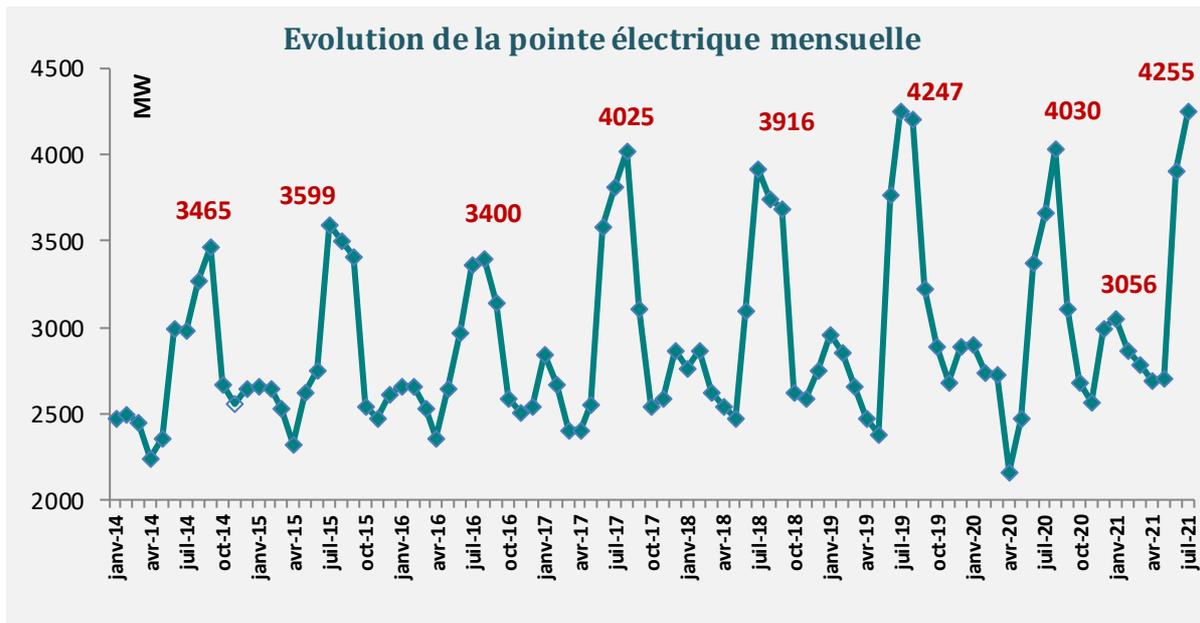
	Réalisé 2020	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
<b>STEG</b>	<b>16163</b>	<b>6 501</b>	<b>9 106</b>	<b>9546</b>	<b>5%</b>	<b>4%</b>
FUEL + GASOIL	20	3	16	0,2	-99%	-23%
GAZ NATUREL	15631	6379	8772	9237	5%	3%
HYDRAULIQUE	46	35	28	21	-27%	-5%
EOLIENNE	465	84,3	290	282	-3%	12%
SOLAIRE <sup>(1)</sup>	0,2	0	0,20	6	2905%	-
<b>IPP (GAZ NATUREL)</b>	<b>3415</b>	<b>1951</b>	<b>2025</b>	<b>1894</b>	<b>-6%</b>	<b>-0,3%</b>
<b>ACHAT TIERS</b>	<b>164</b>	<b>45</b>	<b>93</b>	<b>93</b>	<b>0,0%</b>	<b>7%</b>
<b>PRODUCTION NATIONALE</b>	<b>19742</b>	<b>8 497</b>	<b>11 223</b>	<b>11 533</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>
<b>Production pour marché local</b>	<b>19142</b>	<b>8 494</b>	<b>10 769</b>	<b>11 822</b>	<b>10%</b>	<b>3%</b>

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

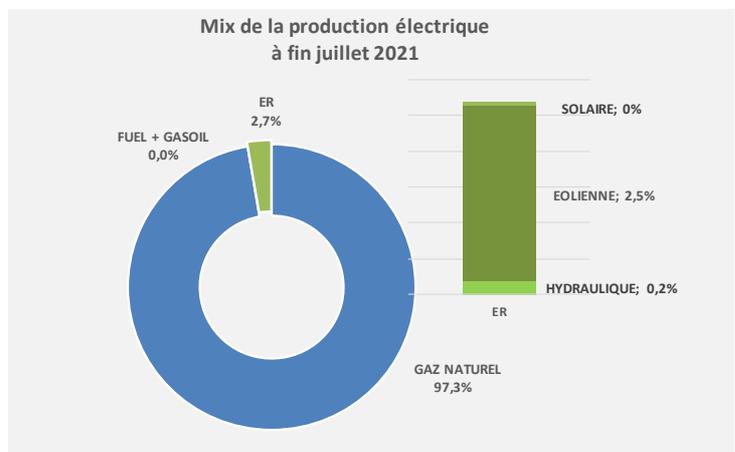
La production totale d'électricité a enregistré, à fin juillet **2021**, une hausse de **5%** pour se situer à **11533 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **11223 GWh** à fin juillet **2020**. De même, l'électricité destinée au marché locale a enregistré une augmentation de **10%**.

La pointe a enregistré une hausse de **16%** pour se situer à **4255 MW** à fin juillet **2021** contre **3666 MW** à fin juillet **2020**.

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 **83%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une hausse de **5%**. 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 juillet **2021**.



## VENTES D'ELECTRICITE

*Unité : GWh*

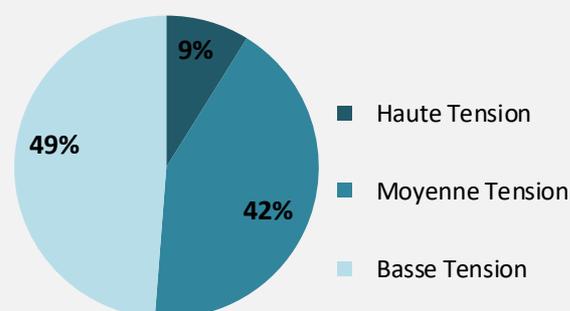
	Réalisé 2020	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
<b>VENTES**</b>						
Haute tension	1178	751	616	795	29%	1%
Moyenne tension	6356	3471	3536	3802	8%	1%
Basse tension	7819	3126	4377	4376	0%	3%
<b>TOTAL VENTES **</b>	<b>15353</b>	<b>7 348</b>	<b>8 530</b>	<b>8 973</b>	<b>5%</b>	<b>2%</b>

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

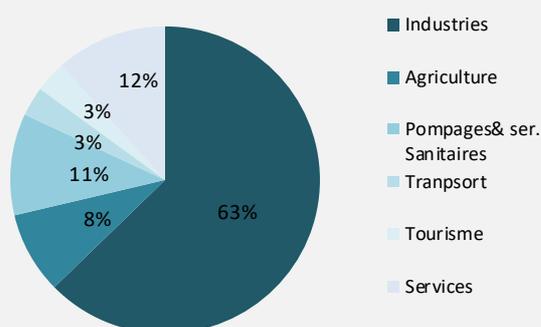
Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **5%** entre fin juillet **2020** et fin juillet **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **29%**, pour celles des clients de la moyenne tension, elles ont enregistré une augmentation de **8%**.

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.

**Répartition des ventes d'électricité à fin juillet 2021**



**Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin juillet 2021**



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **64%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juillet **2021**.

# 2 Energies renouvelables

## L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin juillet 2021

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT	
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offres 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	<p>Identification des sites</p> <p>Lancement de l'appel d'offres de pré-qualification (Mai 2018)</p> <p>Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018)</p> <p>lancement de l'appel d'offres restreint (Mars 2019)</p> <p>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)</p> <p>Soumission des offres (juillet 2019)</p> <p>Dépouillement et adjudication provisoire (décembre 2019)</p> <p>Accords de projet finalisés et validés par la CTER.</p> <p>Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021.</p> <p>Approbation et entrée en Vigueur prévue à fin 2021</p>	
	AUTORISATION	1 <sup>er</sup> appel à projets (mai 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)	Création de 7 sociétés de projet
		2 <sup>ème</sup> appel à projets (mai 2018)	Mise en service d'un projet de 1MW + deux projets de (10 +1MW) en cours de mise en service	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)
		3 <sup>ème</sup> appel à projets (juillet 2019)	Création de 5 sociétés de projet	Soumission des offres le 09 janvier 2020
		4 <sup>ème</sup> appel à projets (août 2020)	Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW).	115 MW environ installés
		MT/HT		230 autorisations octroyées pour une puissance totale de 43MW + 17 projets dont les autorisations en cours de publication au JORT de 2.2 MW au total.
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW		Démarrage des tests de production le 3/08/19
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW		Taux d'avancement : <b>99%</b> . Mise en production prévue en octobre 2021
				Début des travaux le 19/04/19
			Taux d'avancement : <b>86%</b> . Mise en production prévue en décembre 2021	

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offres de 300 MW (sites proposés par l'Etat): 200MW à Djebel Abderrahmen à Nabeul, 100MW à Djebel Tbagà à Kébili	<p>Identification des sites</p> <p>Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018)</p> <p>Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018)</p> <p>lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019)</p> <p>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)</p> <p>Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent</p> <p>Acquisition des mâts de mesure</p> <p>En cours d'approbation de l'installation des mâts de mesure.</p>
		Appel d'offres de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs	En cours de restructuration.
	AUTORISATION	2 <sup>ème</sup> appel à projets (Janvier 2019)	<p>Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW)</p> <p>Création de 2 sociétés de projet</p>

## Abréviations

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

A partir du mois de mai 2015, nous avons commencé à calculer le taux de variation annuel moyen TVAM ou TCAM en prenant comme année de base l'année 2010.

La formule permettant de calculer le TCAM est :

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

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

*Date de la publication : 16/09/2021*