

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

# CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, décembre 2021

*Version provisoire*





# Conjoncture énergétique

## SOMMAIRE

### I- Bilan et Economie d'Energie

1- Bilan d'énergie primaire

2- Echanges Commerciaux

3- Prix de l'Energie

### II- Hydrocarbures

1-Production d'hydrocarbures

2-Consommation d'hydrocarbures

3-Exploration et Développement

### III- Electricité et Energies Renouvelables

1-Electricité

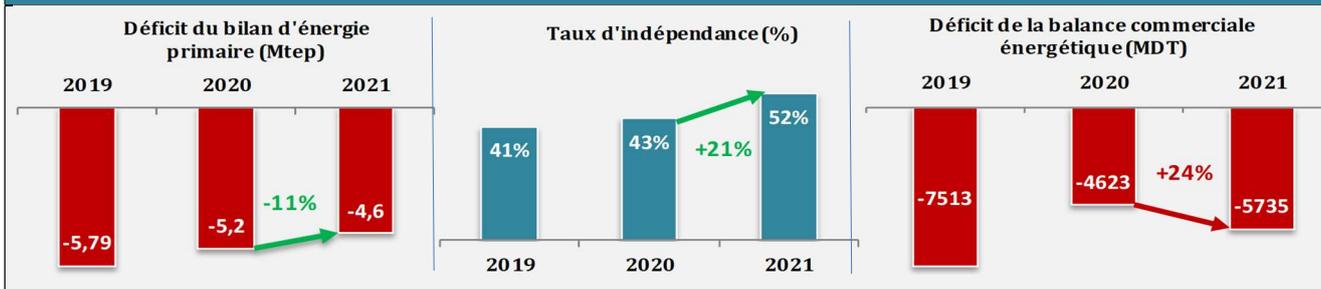
2-Energies Renouvelables



*Date de la publication : 31/01/2022*

# Faits marquants de 2021

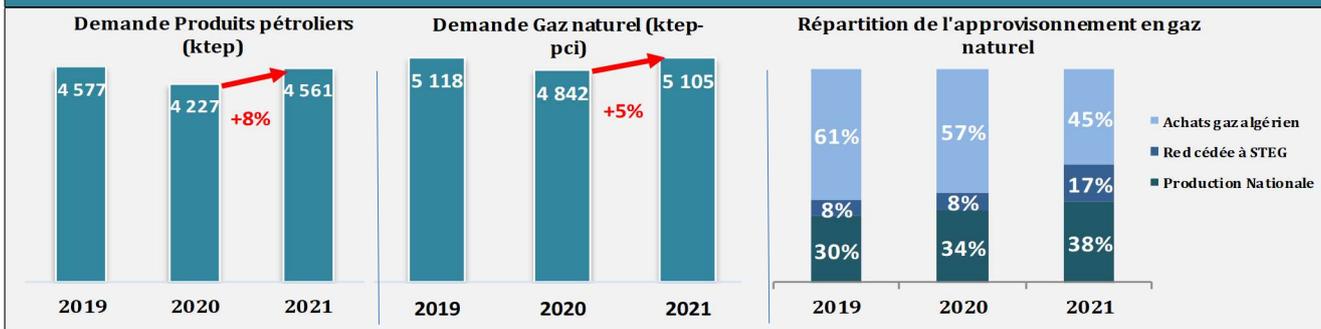
## Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



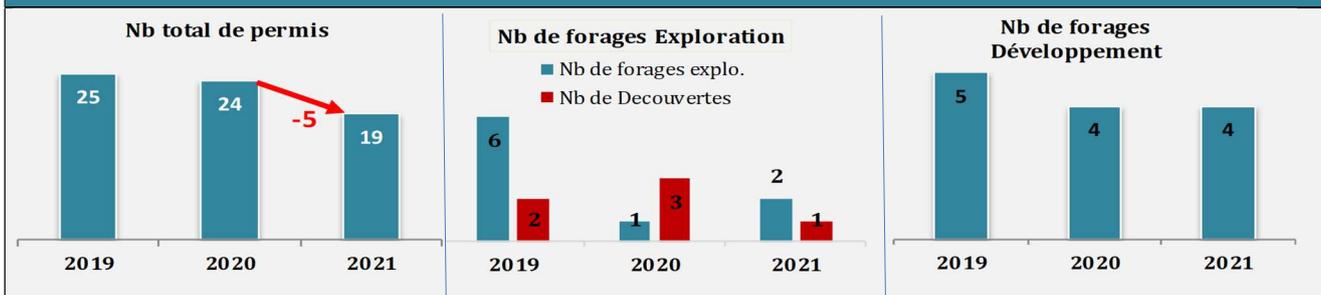
## Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



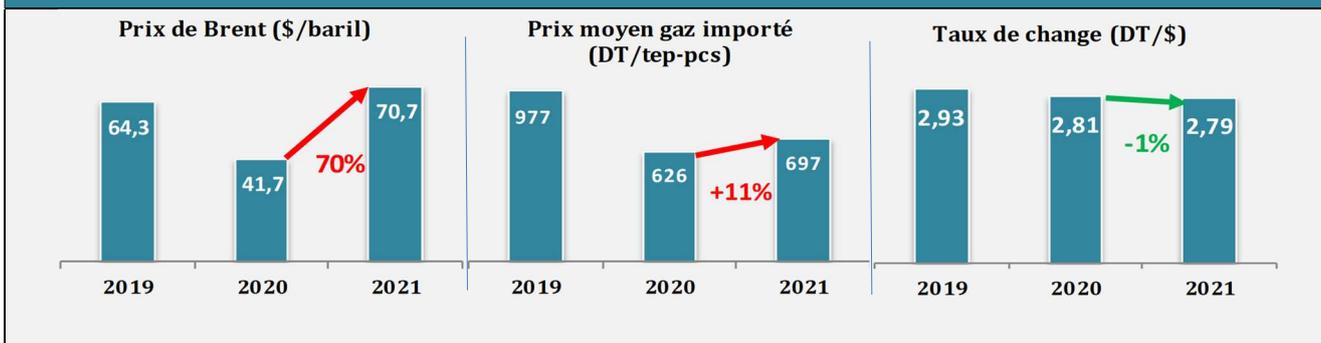
## Demande en hydrocarbures



## 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 décembre				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
<b>RESSOURCES</b>	<b>3956</b>	<b>7898</b>	<b>3956</b>	<b>5092</b>	<b>29%</b>	<b>-4%</b>
Pétrole <sup>(1)</sup>	1587	3789	1587	1962	24%	-6%
GPL primaire <sup>(2)</sup>	149	189,5	149	159	6%	-2%
Gaz naturel	2176	3903	2176	2932	35%	-3%
<i>Production</i>	1646	2728	1646	1953	19%	-3%
<i>Redevance</i>	530	1175	530	978	85%	-2%
Elec primaire	44	16	44	40	-9%	9%
<b>DEMANDE</b>	<b>9113</b>	<b>8342</b>	<b>9113</b>	<b>9706</b>	<b>7%</b>	<b>1%</b>
Produits pétroliers	4227	3956	4227	4561	8%	1%
Gaz naturel	4842	4369	4842	5105	5%	1%
Elec primaire	44	16	44	40	-9%	9%
<b>SOLDE</b>						
Avec comptabilisation de la redevance <sup>(3)</sup>	-5156	-444	-5156	-4614		
Sans comptabilisation de la redevance <sup>(4)</sup>	-5686	-1619	-5686	-5592		

*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 méditerranéen*

*(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes*

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

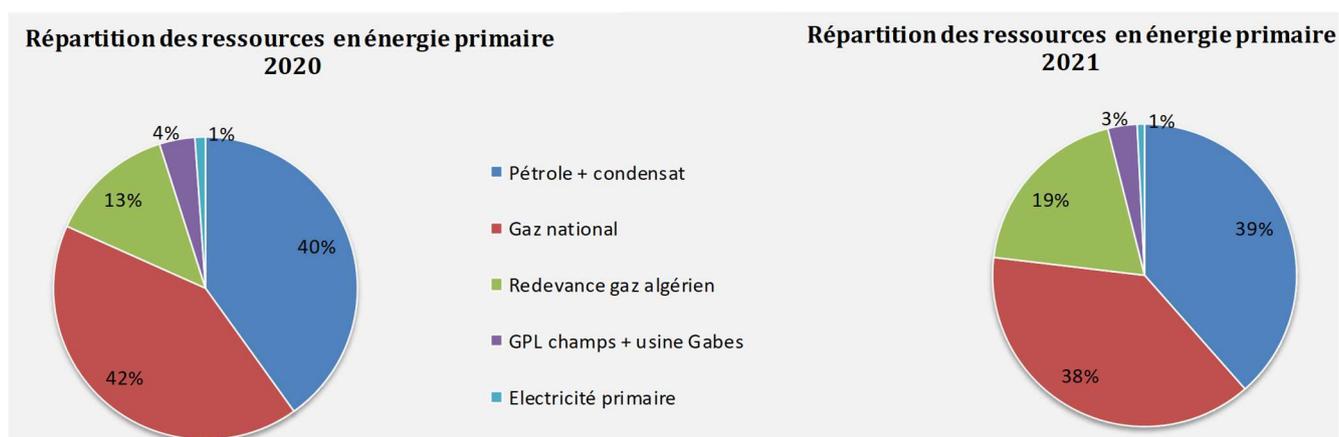
*(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale*

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

Les ressources en énergie primaire se sont situées à **5.1 Mtep** en **2021**, enregistrant une hausse par rapport à la même période de l'année précédente de **29%**. Cette hausse est due à l'augmentation de la production nationale du pétrole, du gaz et aussi de la redevance du passage

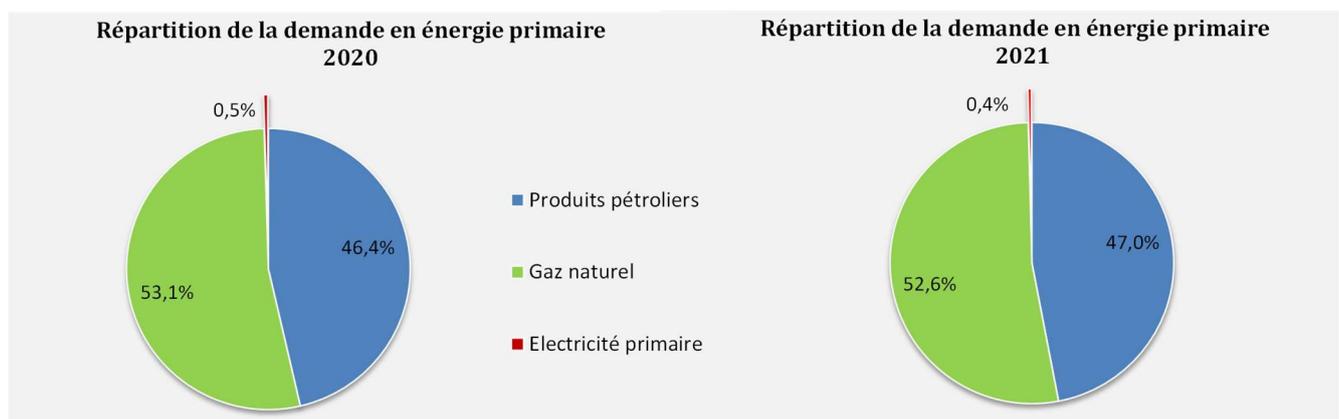
du gaz algérien qui a enregistré une hausse de **85%** durant **2021** par rapport à la même période de l'année précédente.

Les ressources en énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **77%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de la redevance du gaz algérien est passée de **13%** 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 **7%** entre **2020** et **2021** pour passer de **9.1 Mtep** à **9.7 Mtep** : la demande de gaz naturel a augmenté de **5%** et celle des produits pétroliers de **8%**. 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 quasi statabilité entre 2020 et 2021.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en **2021**, un **déficit** de **4.6 Mtep** contre un déficit enregistré en **2020** de **5.2 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **52%** en **2021** contre **43%** en **2020**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **42%** contre **38%**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **11%** en **2021** par rapport à **2020**, cette baisse est dûe à l'amélioration des ressources d'énergie primaire.

# 2 Echanges commerciaux (1)

## EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin décembre			A fin décembre			A fin décembre		
	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)
<b>EXPORTATIONS</b>				<b>1895</b>	<b>2299</b>	<b>21%</b>	<b>1542</b>	<b>3237</b>	<b>110%</b>
<b>PETROLE BRUT <sup>(1)</sup></b>	1170	1343	15%	1197,1	1375	15%	957	1910	100%
ETAP	771	697	-10%	789	713	-10%	647	1017	57%
PARTENAIRES	399	646	62%	409	662	62%	310	893	188%
<b>GPL Champs</b>	39	53	36%	43	58	36%	32	92	183%
ETAP	23	30	29%	26	33	29%	19,0	52	173%
PARTENAIRES	16	23	47%	17	25	47%	13,3	40	197%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	541	750	38%	544	753	38%	491	1147	134%
Fuel oil (BTS)	350	500	43%	343	490	43%	321	697	117%
Virgin naphta	191	249	30%	202	263	30%	170	450	165%
<b>REDEVANCE GAZ EXPORTE <sup>(8)</sup></b>				111	113	2%	62	88	42%
<b>IMPORTATIONS</b>				<b>7596</b>	<b>8066</b>	<b>6%</b>	<b>6165</b>	<b>8972</b>	<b>46%</b>
<b>PETROLE BRUT <sup>(3)</sup></b>	807	1254	55%	824	1281	55%	819	2020	146%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	3479	3584	3%	3449	3511	2%	3403	5175	52%
GPL	472	485	3%	522	536	3%	562	917	63%
Gasoil ordinaire	1107	1016	-8%	1137	1044	-8%	1263	1644	30%
Gasoil S.S. <sup>(7)</sup>	355	344	-3%	365	353	-3%	395	594	50%
Jet <sup>(6)</sup>	91	135	47%	95	140	47%	115	238	107%
Essence Sans Pb	663	619	-7%	693	647	-7%	788	1212	54%
Fuel oil (HTS)	159	188	18%	156	184	18%	105	208	99%
Coke de pétrole <sup>(4)</sup>	631	798	26%	481	608	26%	175	361	107%
<b>GAZ NATUREL</b>				3323	3274	-1%	1943	1776	-9%
Redevance totale <sup>(2)</sup>				530	978	85%	0	0	-
Achat <sup>(5)</sup>				2793	2295	-18%	1943	1776	-9%

(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

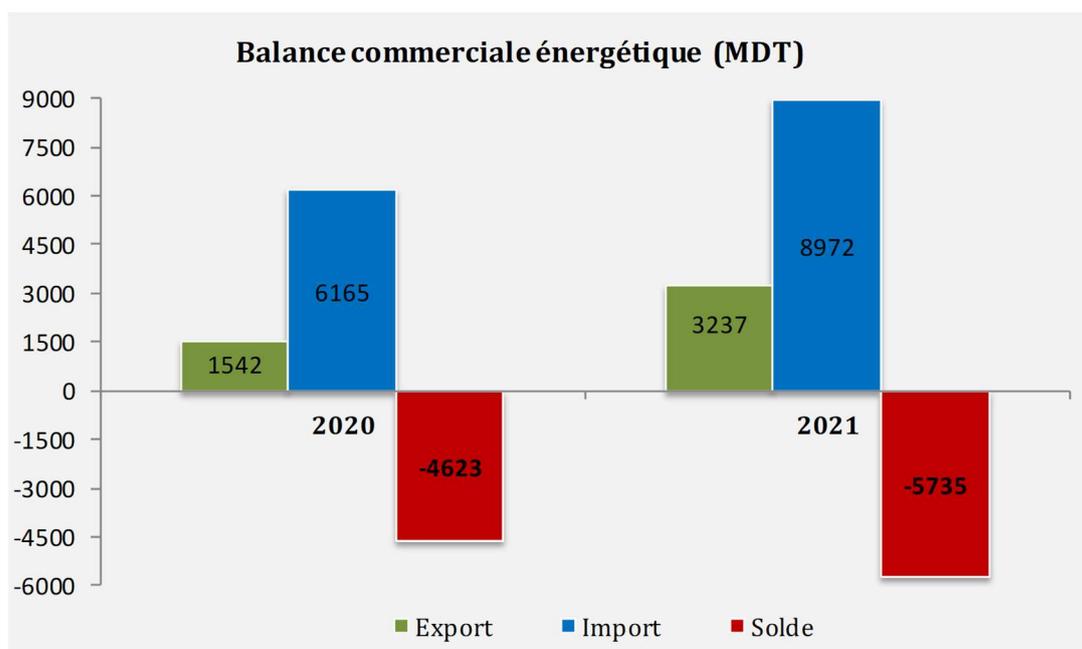
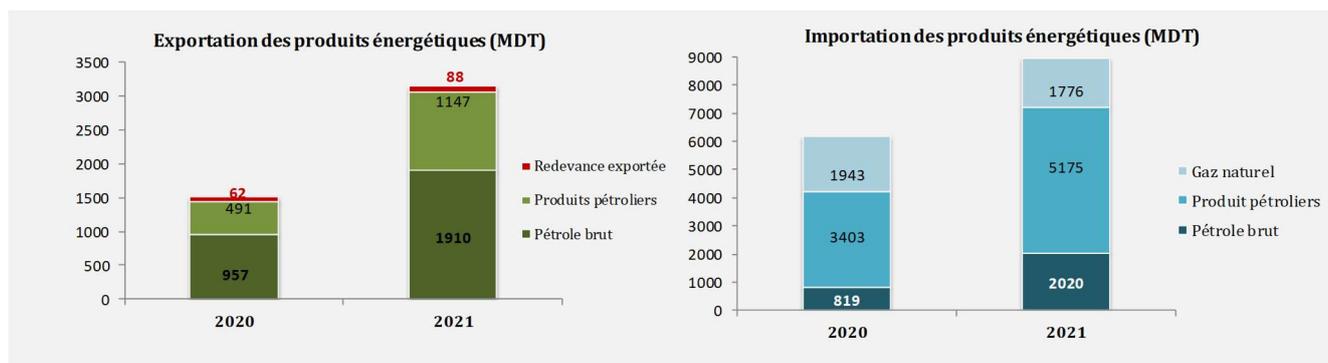
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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

(8) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien du mois de juin au mois de décembre 2021 totalisant une quantité de 79 million de Cm3 et qui est en cours de régularisation par déduction de la redevance réexportée

(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.

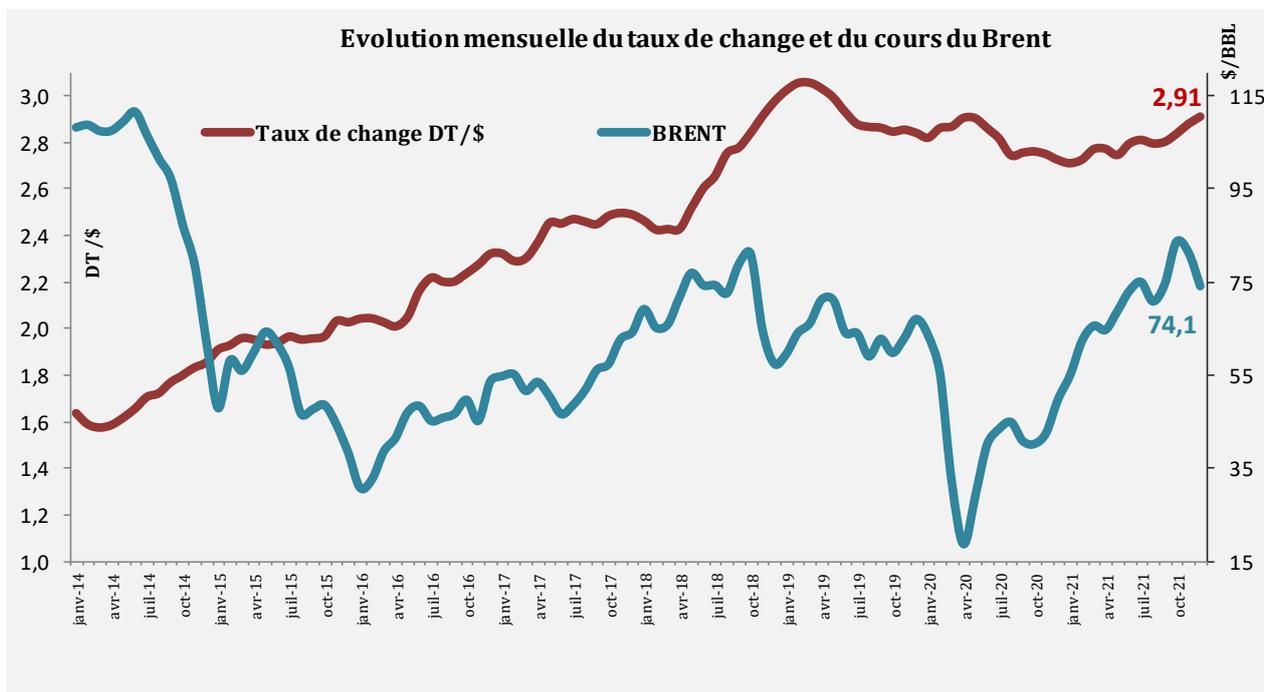
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **110%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **46%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **4623 MDT** durant **2020** à **5735 MDT** durant **2021**, soit une hausse de **24%** (en tenant compte de la redevance du gaz transité exportée). A signaler que le déficit de la balance commerciale a enregistré cette augmentation pour la première fois depuis le début de l'année courant le mois de septembre.



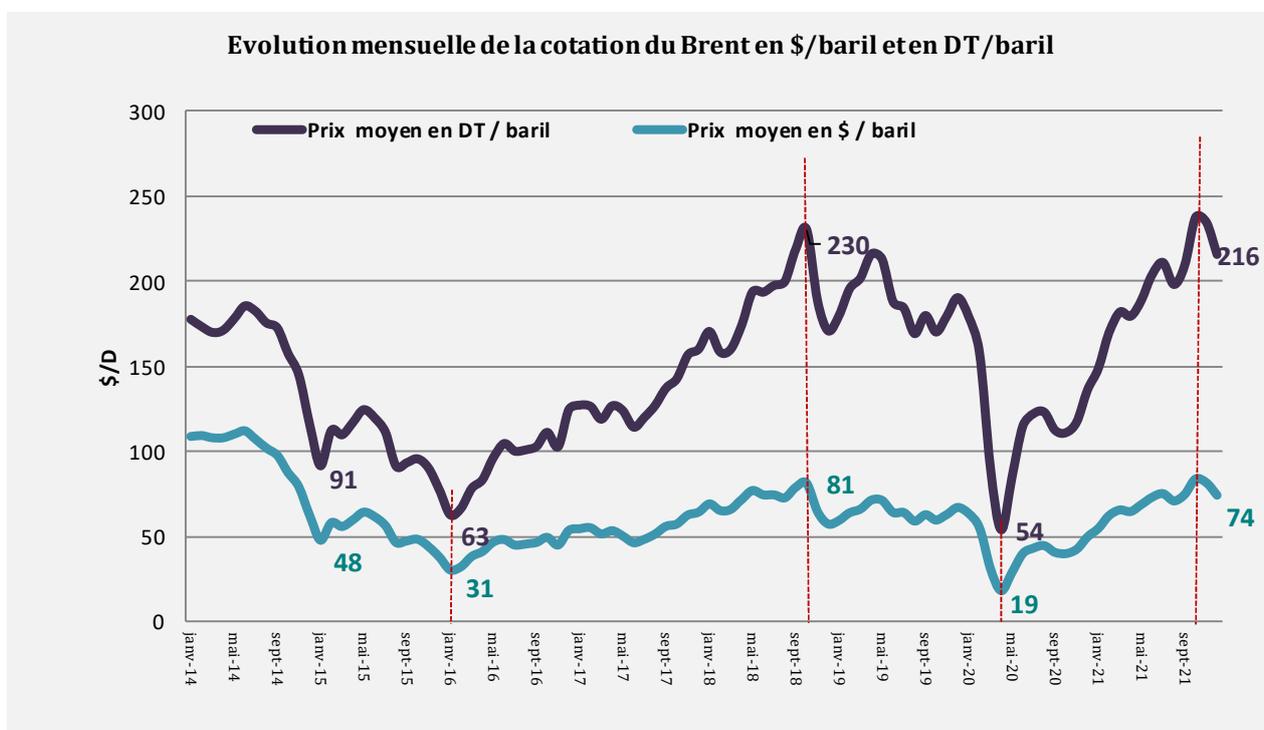
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les prix des produits pétroliers. Le taux de change s'est légèrement amélioré (+), le cours du Brent a considérablement augmenté (---) et le déficit quantitatif de la balance commerciale (hors redevance) s'est amélioré de **7%** (+) en **2021** par rapport à **2020**.

En effet, en **2021**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **29.1\$/bbl : 70.7 \$/bbl** en **2021** contre **41.7 \$/bbl** en **2020**. La cotation mensuelle du mois de décembre s'est située à

74.1\$/bbl, enregistrant ainsi une hausse de 24.2 \$/bbl par rapport à décembre 2020 et une diminution de 7.3 \$/bbl par rapport au mois de novembre 2021.



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

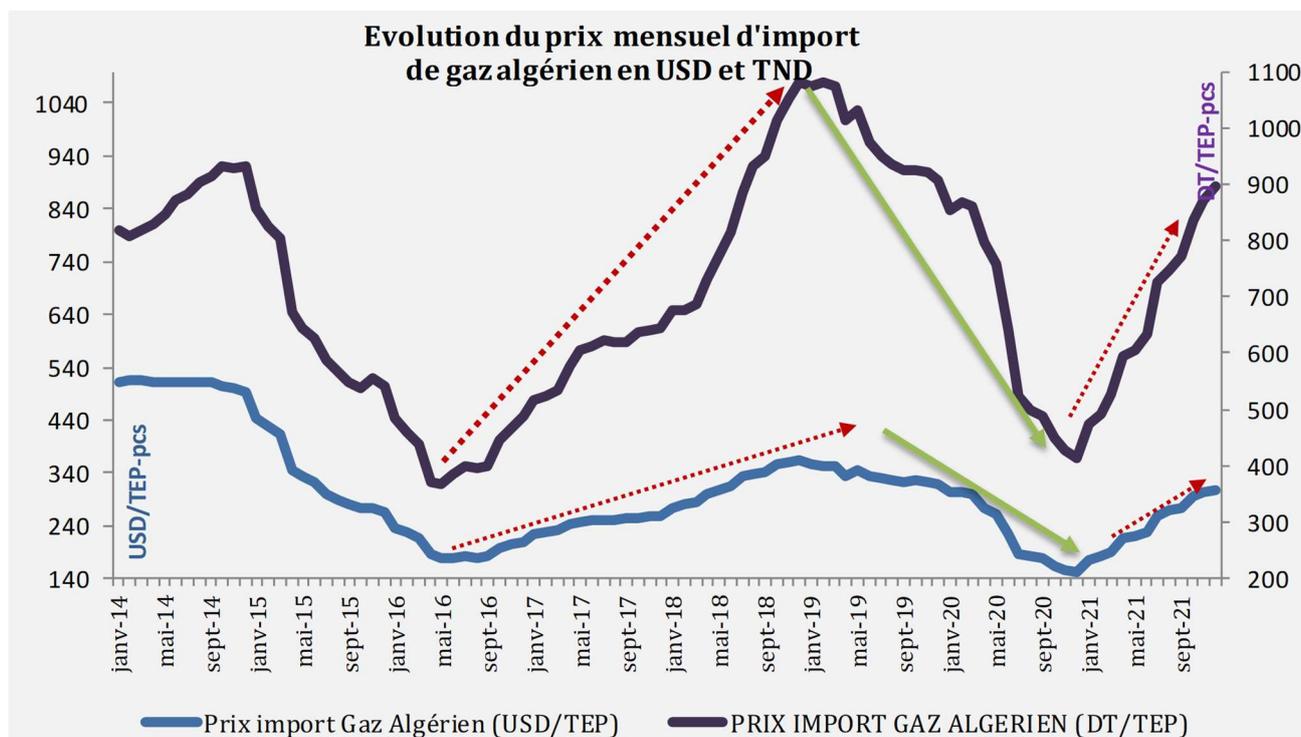


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

**(---)** Entre **2020** et **2021**, les cours moyens du Brent ont enregistré une augmentation de **70%** : **41.7 \$/bbl contre 70.7 \$/bbl** .

**(+)** Légère appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **1%** entre **2020** et **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). A signaler que courant le mois de décembre **2021**, le dinar tunisien a enregistré une dépréciation de **7%**.

**(-)** L'augmentation du prix moyen du gaz algérien de **11%** en DT et de **12%** en \$ entre **2020** et **2021**.



Une 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**, la courbe a repris une trajectoire ascendante à partir de janvier **2021** en conservant jusqu'au mois de septembre une tendance baissière dans l'ensemble. Les prix ont

dépassé, en moyenne, ceux de l'année dernière pour la première fois courant le mois d'octobre **2021**.

**(--)** Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **52%** en valeur.

**(--)** Les importations de pétrole brut ont augmenté par rapport à la même période de **55%** en quantité et **146%** 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 à la STIR. En effet, la STIR a raffiné **1610 kt** en **2021** (dont **21%** brut local) contre **1114 kt** en **2020** (dont **34%** brut local).

**(+++)** Baisse des achats du gaz algérien de **18%** en quantité et **9%** en valeur grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le transit du gaz algérien.

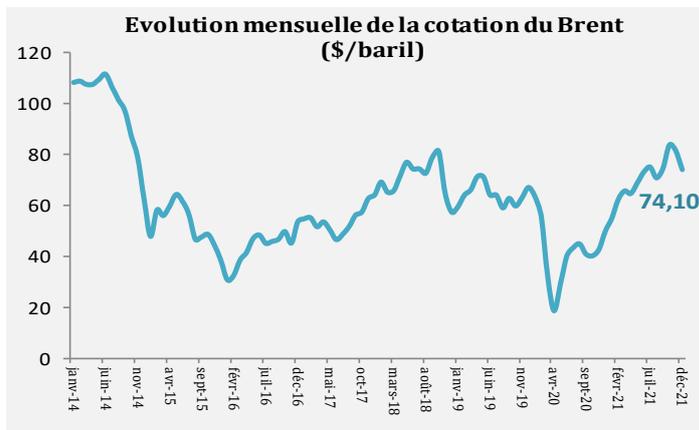
**(++)** Une hausse des exportations des produits pétroliers de **38%** en quantité et de **134%** en valeur.

# 3 Prix de l'énergie

## 1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

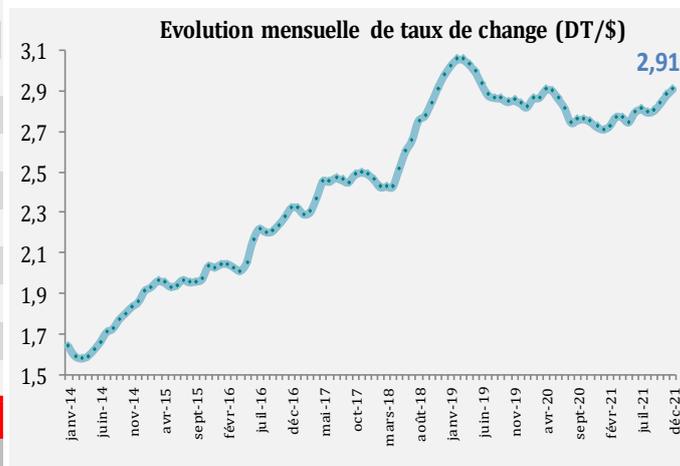
	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Janvier	59,5	63,5	54,8	-14%
Février	64,0	55,4	62,2	12%
Mars	66,1	31,8	65,6	106%
Avril	71,3	18,6	64,7	249%
Mai	71,1	28,98	68,8	137%
Juin	64,1	40,07	73,0	82%
Juillet	64,0	43,4	75,0	73%
Aout	59,0	44,8	70,8	58%
Septembre	62,8	40,8	74,6	83%
Octobre	59,7	40,2	83,7	108%
Novembre	63,02	42,7	81,4	91%
Décembre	<b>67,02</b>	<b>49,9</b>	<b>74,1</b>	<b>49%</b>
Prix annuel moyen	<b>64,3</b>	<b>41,7</b>	<b>70,7</b>	<b>70%</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	2,88	2,81	2,81	-0,2%
Aout	2,87	2,74	2,79	2%
Septembre	2,86	2,75	2,80	2%
Octobre	2,84	2,76	2,84	3%
Novembre	2,85	2,75	2,88	5%
Décembre	<b>2,84</b>	<b>2,72</b>	<b>2,91</b>	<b>7%</b>
Taux annuel moyen	<b>2,93</b>	<b>2,81</b>	<b>2,79</b>	<b>-1%</b>



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

Pétrole Brut (1)	Année 2021	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	215	76
Prix d'exportation ETAP <sup>(2)</sup> (FOB)	189	67

(1) Prix moyen pondéré

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

### 4- Prix des Produits pétroliers

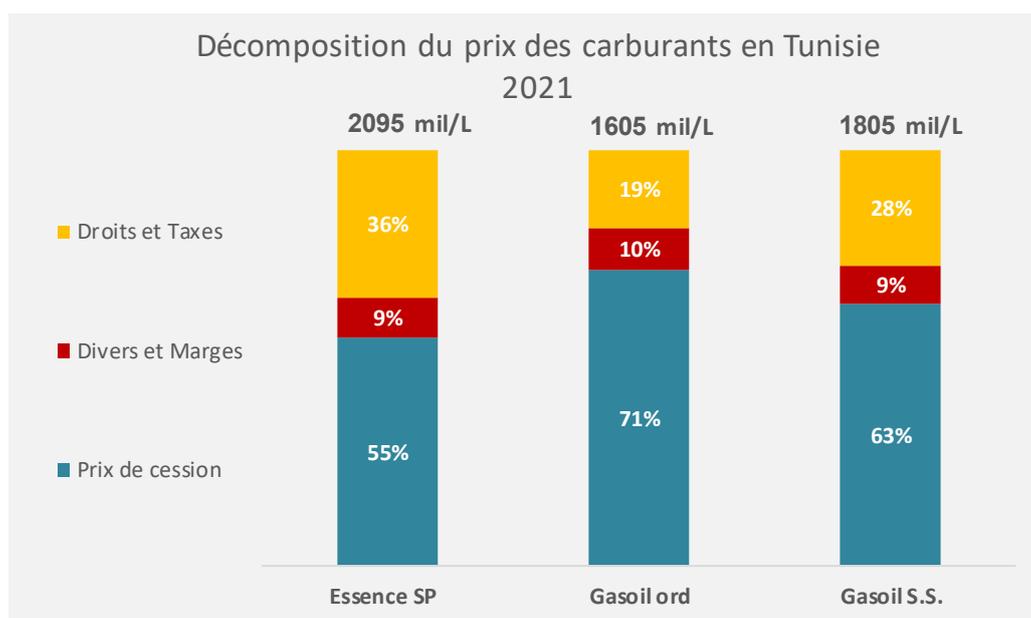
PRODUITS PETROLIERS	Année 2021					
	Unités	Prix import <sup>(1)</sup>	Pcession	Droits et Taxes <sup>(2)</sup>	Divers et marges <sup>(3)</sup>	Prix de vente <sup>(4)</sup>
Essence SSP	Millimes/litre	1510	1149	747	198	2095
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1366	1141	301	163	1605
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1457	1137	504	164	1805
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1110	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1891	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	24,58	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>Année 2021</b>
<b>Prix d'importation Gaz Algérien</b>	626	697
	<b>Année 2019</b>	<b>Année 2020</b>
<b>Prix de vente Global (hors taxe)</b>	<b>600,2</b>	<b>616,0</b>
<b>Coût de revient moyen</b>	1017,1	728,3
<b>Resultat unitaire <sup>(1)</sup></b>	<b>-416,9</b>	<b>-112,3</b>

(1) Différentiel entre le cout 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</b>
<b>Prix de vente Moyen</b>		
<b>Prix de vente Global (hors taxe)</b>	<b>244,0</b>	<b>248,6</b>
<b>Coût de revient moyen</b>	319,2	267,2
<b>Résultat unitaire <sup>(1)</sup></b>	<b>-75,2</b>	<b>-18,6</b>

(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

# 1 Production d'hydrocarbures

## II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

### PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2020	A fin décembre		Var (%)
		2020	2021	
El borma	183	183	221	21%
Ashtart	209	209	212	1%
Hasdrubal	131	131	96	-26%
Adam	87	87	123	42%
M.L.D	75	75	82	11%
El Hajeb/Guebiba	99	99	134	36%
Cherouq	61	61	76	26%
Miskar	70	70	64	-8%
Cercina	72	72	69	-5%
Barka	100	100	71	-29%
Franig/Bag/Tarfa	58	58	43	-25%
Ouedzar	46	46	56	20%
Gherib	47	47	39	-16%
Nawara	28	28	66	138%
Halk el Manzel	0	0	274	-
Autres	265	265	277	5%
<b>TOTAL pétrole (kt)</b>	<b>1 530</b>	<b>1 530</b>	<b>1 905</b>	<b>25%</b>
<b>TOTAL pétrole (ktep)</b>	<b>1 566</b>	<b>1 566</b>	<b>1 946</b>	<b>24%</b>
<b>TOTAL pétrole et Condensat (kt)</b>	<b>1 550</b>	<b>1 550</b>	<b>1 920</b>	<b>24%</b>
<b>TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)</b>	<b>1 587</b>	<b>1 587</b>	<b>1 962</b>	<b>24%</b>
<b>GPL Primaire</b>				
<b>TOTAL GPL primaire (kt)</b>	136	136	145	6%
<b>TOTAL GPL primaire (Ktep)</b>	149	149	159	6%
<b>Pétrole + Condensat + GPL primaire</b>				
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)</b>	<b>1 686</b>	<b>1 686</b>	<b>2 065</b>	<b>22%</b>
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)</b>	<b>1 737</b>	<b>1 737</b>	<b>2 121</b>	<b>22%</b>

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1905 kt** en **2021** enregistrant ainsi une hausse de **25%** par rapport à **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 (-**26%**), Baraka (-**29%**), Franig/bag. /Tarfa (-**25**), Gherib (-**16%**), Miskar (-**8%**) et Cercina (-**5%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (+**138%**), EL borma (+**21%**), El Hajeb/Guebiba (+**36%**), Adam (+**42%**) et Cherouq (+**26%**).

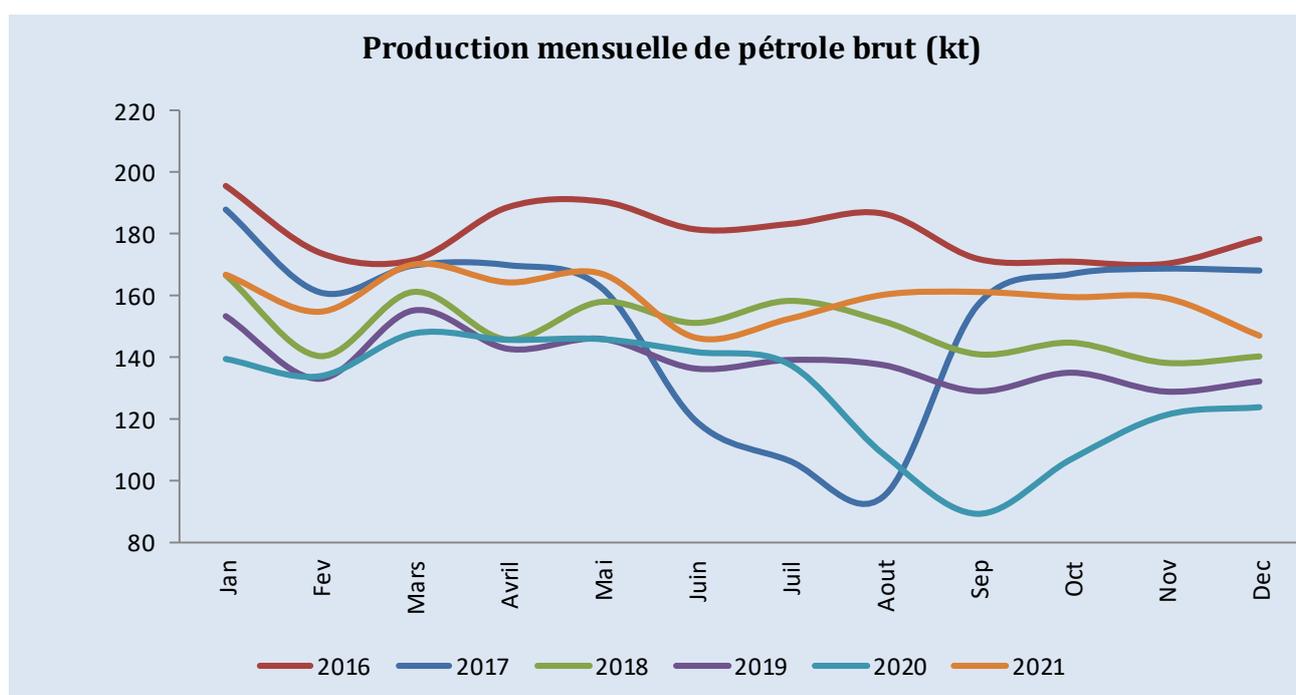
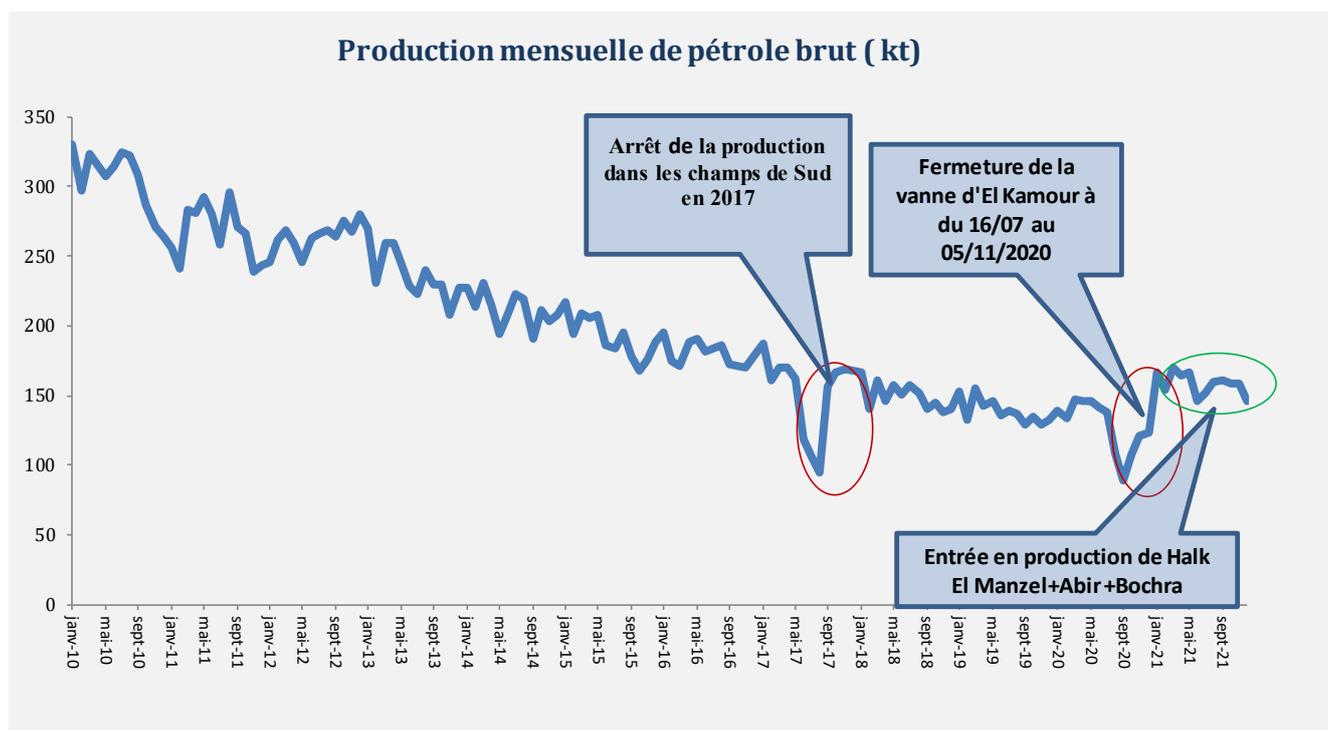
Il convient de noter :

- **Concession Miskar** : Arrêt programmé pour maintenance à partir du 16/10/2021. Reprise de la production le 07/11/2021.
- **Concession Sidi Marzoug** : Entrée en production le 07/10/2021, démarrage progressif jusqu'à atteindre un plateau de production d'environ 1500bbbls/j
- **Concession El-Bibane** : Reprise de la production le 30/08/2021, après la réparation d'une panne technique.
- **Concession Robbana** : Arrêt planifié pour une opération de maintenance depuis le 28-08-2021.
- **Concession Hasdrubal** : Reprise de la production le 16/07/2021 après un arrêt 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 des manifestations.
- **Concession Nawara**: Reprise de la production le 02/03/2021 après une maintenance planifiée qui a duré 01 jour. Arrêt total de la production à partir du 27 septembre 2021 et reprise progressive à partir du 3 octobre 2021.
- **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 le 29/04/2021. Reprise de la production le 16/08/2021.
- **Concession Halk El Menzel** : Mise en production le 07-01-2021. Lancement de la production du puits « **Helm 05** » le 03-08-2021 et du puits « **Helm 06** » le 16-09-2021.
- **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 **32.9** mille barils/j en **2020** à **40.4** mille barils/j en **2021**.

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



## II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2020	A fin décembre			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>3 903</b>	<b>2 176</b>	<b>2 932</b>	<b>35%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>1 646</b>	<b>2 728</b>	<b>1 646</b>	<b>1 953</b>	<b>19%</b>	<b>-3%</b>
<i>Miskar</i>	522	1 360	522	474	-9%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> <sup>(1) (3)</sup>	250	339	250	293	17%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	164	246	164	160	-3%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	353	414	353	242	-31%	-5%
<i>Maamoura et Baraka</i>	51	43	51	61	21%	3%
<i>Franig B. T., Sabria et Ghrib</i> <sup>(2)</sup>	121	327	121	129	7%	-8%
<i>Nawara</i> <sup>(4)</sup>	185	0	185	593	221%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal)</b> <sup>(6)</sup>	<b>530</b>	<b>1 175</b>	<b>530</b>	<b>978</b>	<b>85%</b>	<b>-2%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 793</b>	<b>947</b>	<b>2 793</b>	<b>2 295</b>	<b>-18%</b>	<b>8%</b>
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
<b>PRODUCTION NATIONALE + F. FISCAL</b>	<b>2 417</b>	<b>4336</b>	<b>2417</b>	<b>3257</b>	<b>35%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>1 829</b>	<b>3031</b>	<b>1829</b>	<b>2170</b>	<b>19%</b>	<b>-3%</b>
<i>Miskar</i>	580	1511	580	527	-9%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> <sup>(1) (3)</sup>	278	376	278	325	17%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	183	273	183	178	-3%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	392	460	392	269	-31%	-5%
<i>Maamoura et Baraka</i>	56	48	56	68	21%	3%
<i>Franig B. T., Sabria et Ghrib</i> <sup>(2)</sup>	135	363	135	144	7%	-8%
<i>Nawara</i> <sup>(4)</sup>	206	0	206	659	221%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal)</b> <sup>(6)</sup>	<b>589</b>	<b>1305</b>	<b>589</b>	<b>1087</b>	<b>85%</b>	<b>-2%</b>
<b>Achats</b>	<b>3 104</b>	<b>1053</b>	<b>3104</b>	<b>2550</b>	<b>-18%</b>	<b>8%</b>

(1) Gaz commercial du sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djebel 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

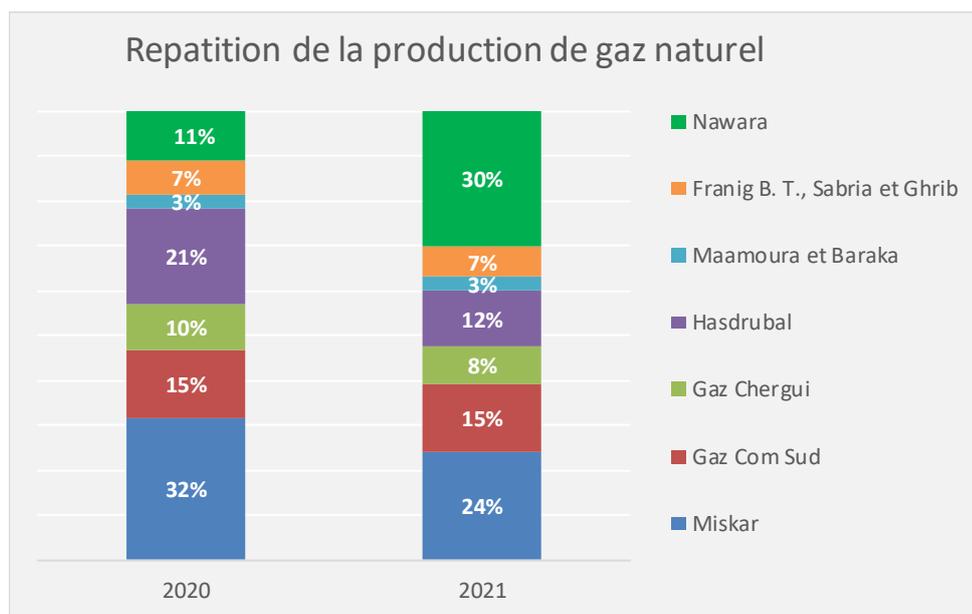
(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien du mois de juin au mois de décembre 2021 totalisant une quantité de 79 million de Cm<sup>3</sup> et qui est en cours de régularisation par deduction de la redevance reexportée

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **2932 ktep** en 2021, enregistrant ainsi une augmentation de **35%** 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 **85%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **19%**.

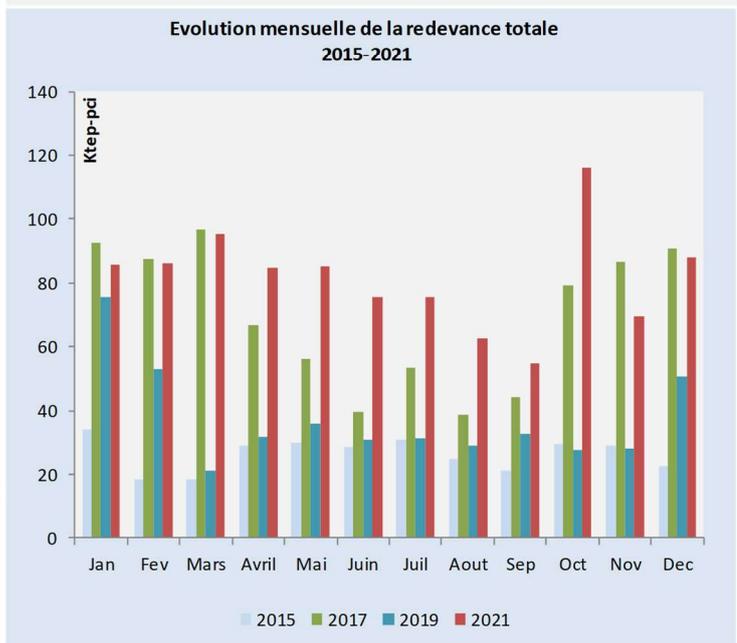
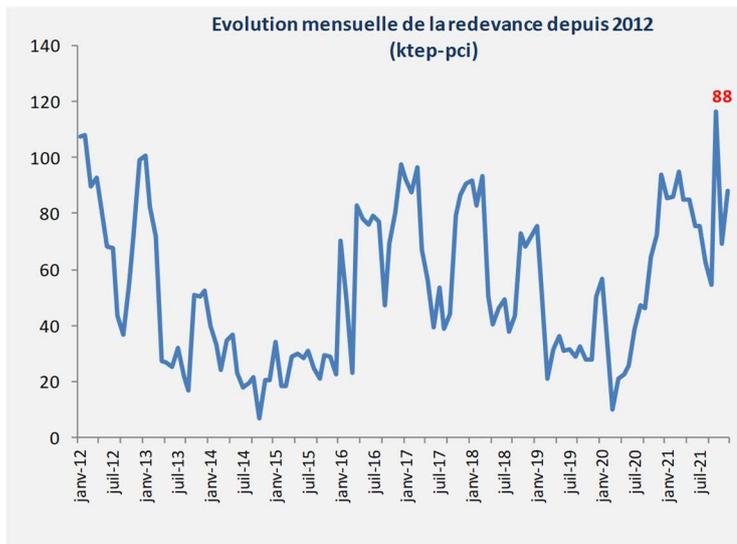
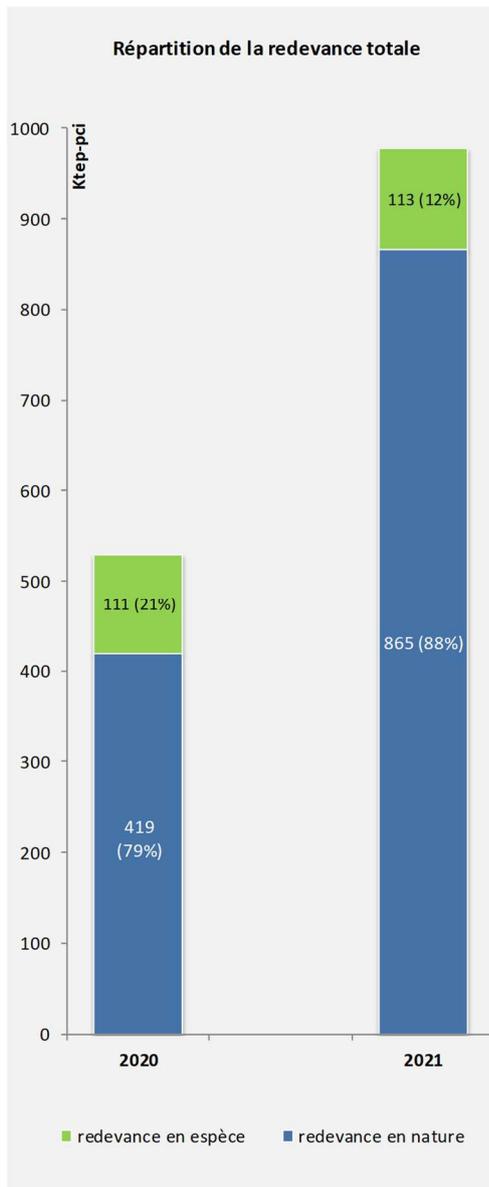
Il convient de noter :

- ✓ **Concession Nawara** : Ouverture des puits Ahlem-1, Ahlem-2 et Ritma-1 et augmentation de la production à **1.84 MM m<sup>3</sup>/j** en moyenne durant 2021. La production de Nawara a représenté **30%** de la production nationale du gaz commercial sec en **2021**, elle a couvert **12%** de la demande totale de gaz naturel et a réduit de **21%** les achats de gaz algérien ainsi que le déficit du bilan d'énergie primaire de **13%**.

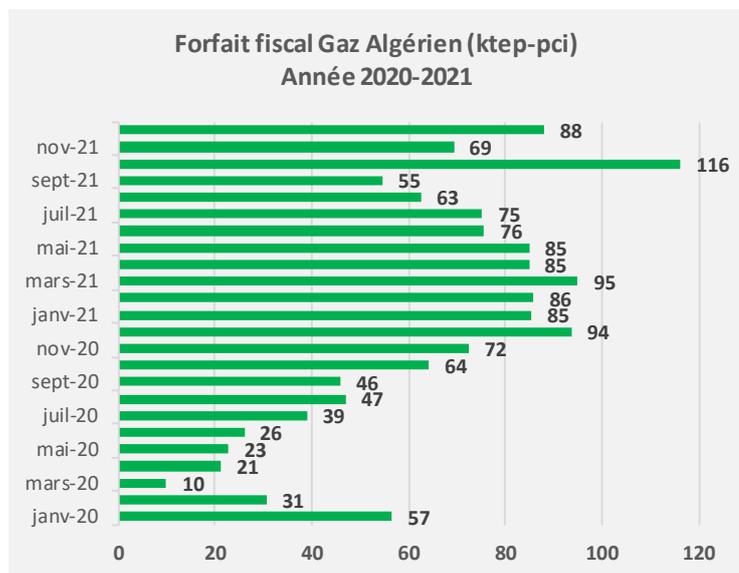


- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **31%**. Reprise du "**Puit A1**" le 23/03/2021. Fermeture de tous les puits pour un entretien du 14/06/2021 au 15/07/2021.
- ✓ **Miskar** : baisse de la production de **9%**. Arrêt total du 16/10/2021 jusqu'au 07/11/2021.
- ✓ **Gaz commercial du Sud** : hausse de la production de **17%**.
- ✓ **Maamoura et Baraka** : hausse de la production de **21%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**85%**) en **2021** par rapport à **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 (**88%**).



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**.

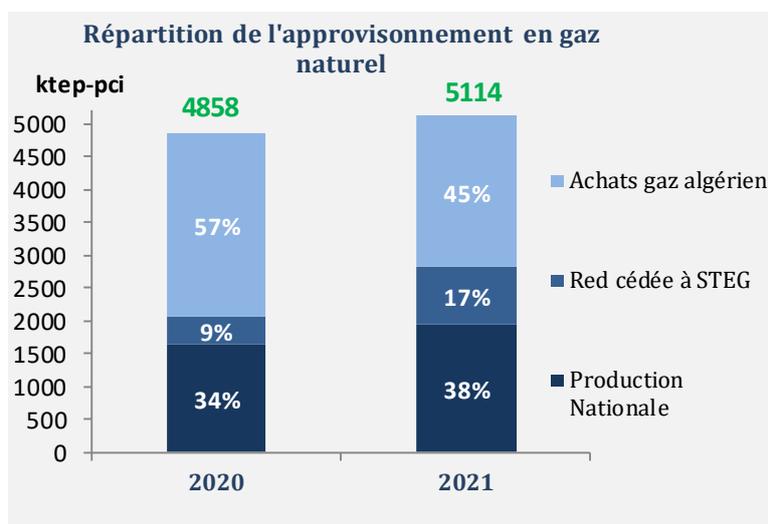


## Les importations de gaz naturel :

Les achats de gaz algérien ont baissé de **18%**, entre **2020** et **2021**, pour se situer à **2295 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 **5%** entre **2020** et **2021** pour se situer à **5114 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 **38%**.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **9%** à **17%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **57%** à **45%**,



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

### Les indicateurs de raffinage

	A fin décembre			Remarques
	2020 (a)	2021 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
<b>GPL</b>	22	29	33%	
<b>Essence Sans Pb</b>	51	81	59%	
<b>Petrole Lampant</b>	21	19	-8%	
<b>Gasoil ordinaire</b>	432	674	56%	
<b>Fuel oil BTS</b>	386	526	36%	
<b>Virgin Naphta</b>	201	274	36%	
<b>White Spirit</b>	7	8	13%	
<b>Total production STIR</b>	1120	1612	44%	
<b>Taux couverture STIR (1)</b>	26%	35%	33%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
<b>Taux couverture STIR (2)</b>	13%	18%	41%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
<b>Jours de fonctionnement du Topping</b>	276	365	32%	
<b>Jours de fonctionnement du Platforming</b>	133	218	64%	Unité en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021. Unité en arrêt du 27/05 au 10/10/21.

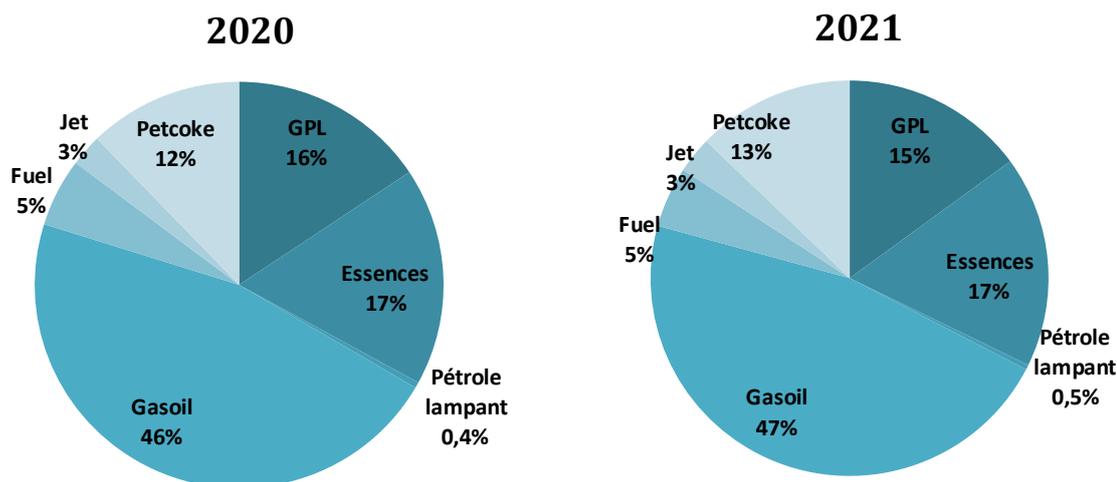
# 2 Consommation d'hydrocarbures

## II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
<i>Unité : ktep</i>						
	Réalisation en 2020	A fin décembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
<b>GPL</b>	660	528,1	660	680	3%	2%
<b>Essences</b>	732	500,5	732	787	7%	4%
<i>Essence Super</i>	0	2,2	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	719	498,3	719	773	8%	4%
<i>Essence premium</i>	13	0	13	14	6%	-
<b>Pétrole lampant</b>	18,4	67,6	18,4	17,6	-4%	-12%
<b>Gasoil</b>	1958	1909,8	1958	2122	8%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1619	1799,0	1619	1712	6%	0%
<i>Gasoil SS</i>	333	110,8	333	404	21%	12%
<i>Gasoil premium</i>	6	0	6,1	6,6	9%	-
<b>Fuel</b>	229	369,9	229	226	-1%	-4%
<i>STEG &amp; STIR</i>	26	5,5	26	31	22%	17%
<i>Hors (STEG &amp; STIR)</i>	203	364,4	203	195	-4%	-6%
<b>Fuel gaz(STIR)</b>	7	2,2	7	11	45%	16%
<b>Jet</b>	106	255,5	106	134	26%	-6%
<b>Coke de pétrole</b>	516	322,7	516	583	13%	6%
<b>Total</b>	4227	3956	4227	4561	8%	1%
<b>Cons finale (Hors STEG &amp; STIR)</b>	4193	3949	4193	4519	8%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre **2020** et de **2021**, une hausse de **8%** pour se situer à **4561 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 **8%**.

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

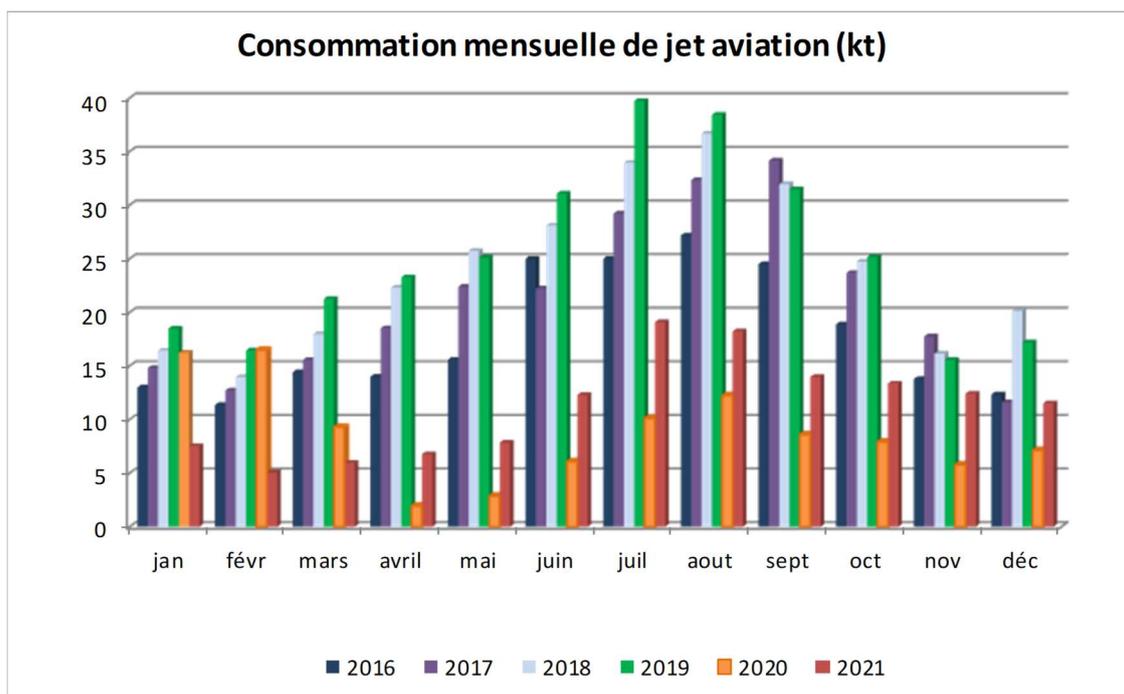


La consommation de carburants routiers a augmenté, en **2021**, de **8%** par rapport à **2020**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

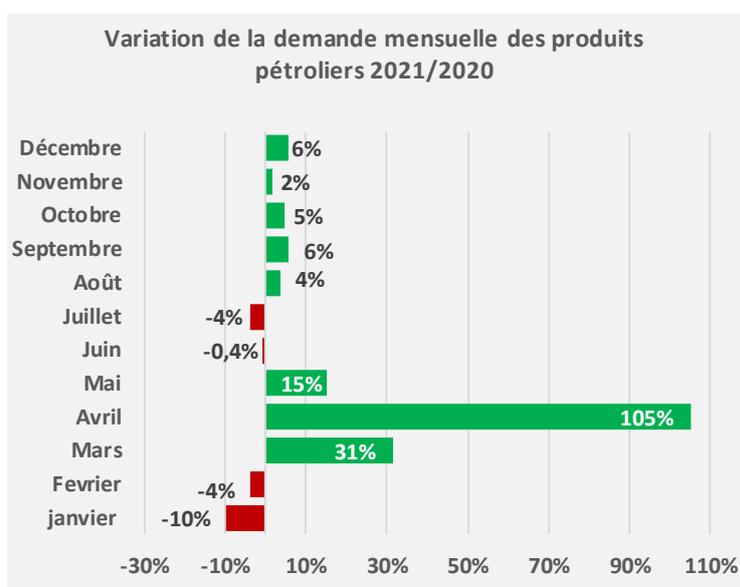
La consommation de GPL a augmenté de **3%** entre **2020** et **2021**, par contre, la consommation du pétrole lampant a diminué de **4%** durant la même période.

La consommation de coke de pétrole a augmenté entre **2020** et **2021** de **13%** (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 augmentation de **26%** en **2021** par rapport à l'année précédente après 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 :

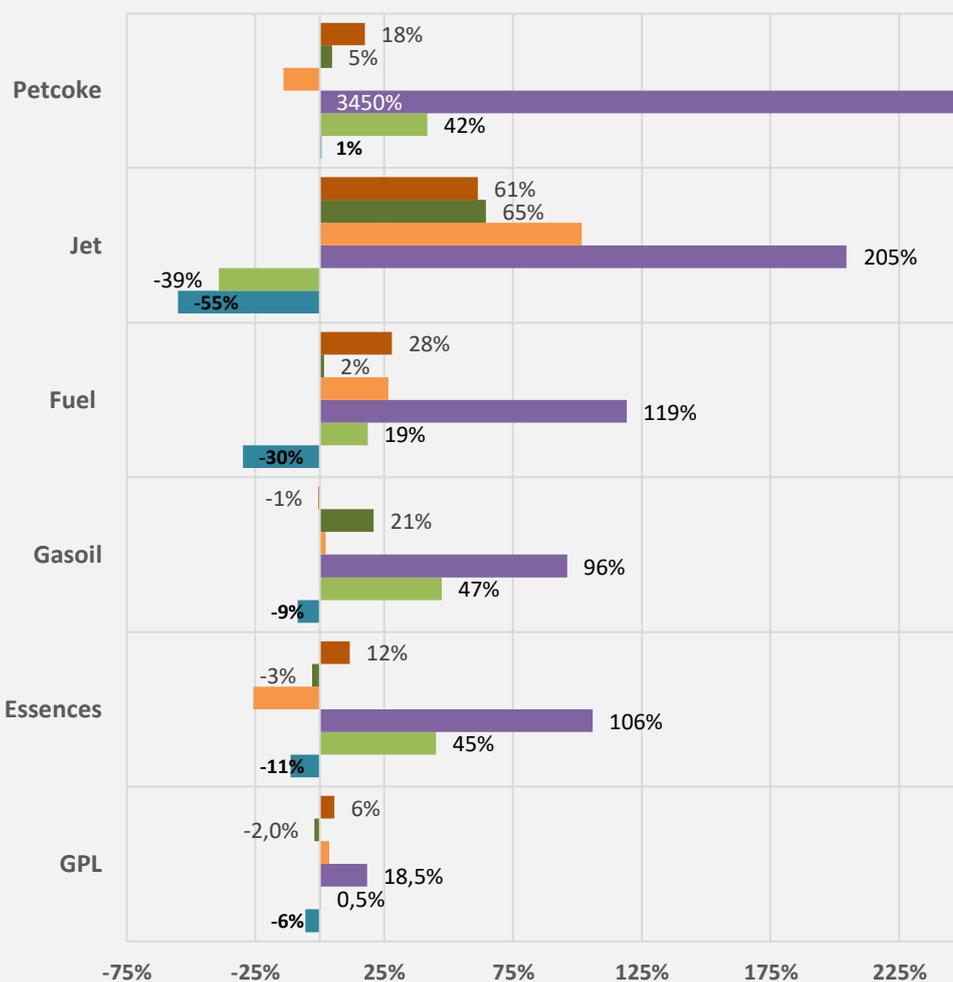


A signaler que la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une baisse courant les mois de janvier et février **2021**. Par contre, courant les mois de mars-avril-mai **2021**, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une hausse importante. Courant les mois du juin et juillet 2021, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré de nouveau une baisse pour répartir juste après à la hausse courant les mois restants du **2021**, 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%**. Pour le mois d'août **2021**, la plupart des produits ont enregistré une évolution positive sauf le fuel qui a diminué de **25%** et le GPL qui a enregistré une quasi stabilité. Courant octobre **2021**, la plupart des produits pétroliers ont enregistré une baisse sauf le l'essence et le jet qui ont enregistré respectivement une hausse de **6%** et de **68%**. Pour le mois de novembre **2021**, tous les produits ont enregistré une hausse sauf le Petcoke qui a enregistré une baisse de **8%**. Courant le mois de décembre **2021**, la consommation de tous les produits ont enregistré une hausse sauf le gasoil qui a enregistré une légère baisse de **1%**.

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



	GPL	Essences	Gasoil	Fuel	Jet	Petcoke
■ Décembre	6%	12%	-1%	28%	61%	18%
■ Septembre	-2,0%	-3%	21%	2%	65%	5%
■ Juin	4%	-26%	2%	27%	102%	-14%
■ Avril	18,5%	106%	96%	119%	205%	3450%
■ Mars	0,5%	45%	47%	19%	-39%	42%
■ janvier	-6%	-11%	-9%	-30%	-55%	1%

## II-2-2 Gaz Naturel

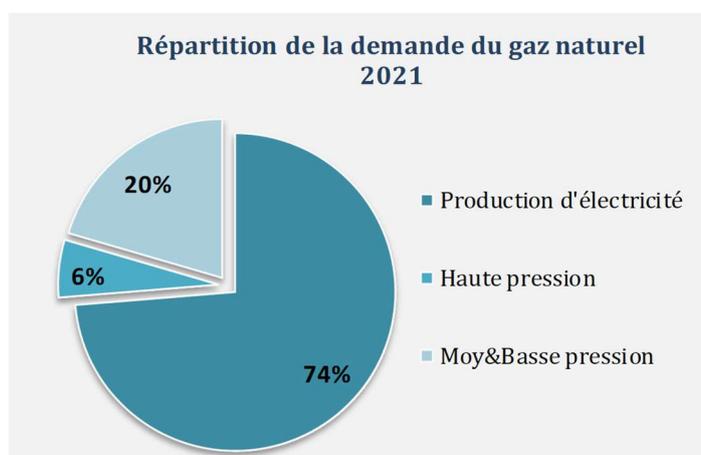
### DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2020	A fin décembre				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM%
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
<b>DEMANDE</b>	<b>4 842</b>	<b>4 369</b>	<b>4 842</b>	<b>5 105</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>
Production d'électricité	3 680	3 197	3 680	3 762	2%	1%
Hors prod élec	1 162	1 173	1 162	1 343	16%	1%
Haute pression	231	379	231	299	29%	-2%
Moy&Basse pression	931	794	931	1 044	12%	3%
<b>DEMANDE</b>	<b>5 380</b>	<b>4 855</b>	<b>5 380</b>	<b>5 672</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>
Production d'électricité	4 089	3 552	4 089	4 180	2%	1%
Hors prod élec	1 291	1 303	1 291	1 492	16%	1%
Haute pression	257	421	257	332	29%	-2%
Moy&Basse pression	1 034	882	1 034	1 160	12%	3%

La demande totale en gaz naturel a enregistré une augmentation de **5%** entre **2020** et **2021** pour se situer à **5105 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **2%**, celle pour la consommation finale a augmenté de **16%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**74%** de la demande totale en **2021**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **97%**.

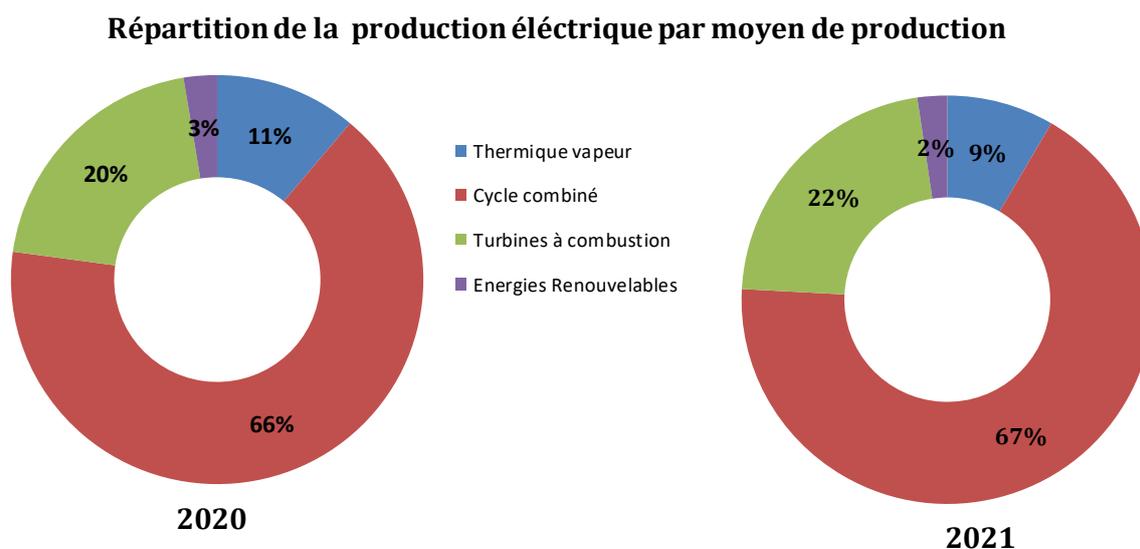
Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande en gaz naturel a connu une importante augmentation de **16%** pour se situer à **1343 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **12%** et celle des clients haute pression de **29%** durant **2021** par rapport à **2020**.



La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une stabilité entre **2020** et **2021** et se situer à **215 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel ainsi que la demande en gaz naturel du secteur électrique ont enregistré une hausse similaire de **2%** durant **2021**.

En effet, nous avons noté une augmentation à **67%** de la part des cycles combinés dans la production électrique en **2021** contre **66%** en **2020**.



# 3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	Décembre		A fin décembre	
		2020	2021	2020	2021
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	1	1	5
Nb total des permis	24	24	19	24	19
Nb de forages explo.	1	0	1	1	2
Nb forages développ.	4	0	0	4	4
Nb de découvertes	3	0	0	3	1

## Titres

Le nombre total de permis en cours de validité en **2021**, est de **19** dont **12** permis de recherche et **7** permis de prospection. Le nombre total de concessions est de **57** dont **45** 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**.
- La renonciation au permis de recherche « **Kaboudia** » en juin **2021**.
- L'annulation de deux permis de recherche « **Jenein Centre** » et « **Sud Remeda** » en juin **2021**.
- L'attribution de deux nouvelles concessions d'exploitation d'hydrocarbures « **Sidi Marzoug** » et « **Shalabia** » en septembre **2021**.
- L'annulation du permis de prospection « **Douiret** » en décembre **2021**.
- L'arrivée à échéance de la concession d'exploitation « **Sanrhar** » en décembre 2021

## Exploration

### Acquisition sismique en 2021

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

### Forage de deux (2) nouveaux puits d'exploration en 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Anbar-1	Borj El Khadra	07/11/2021	Profondeur actuelle : 693 m. Forage en cours.
02	Araifa-1	Araifa	21/12/2021	Profondeur actuelle : 376 m. Forage en cours.

- 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.
- Ré-complétion et test du niveau Ordovicien du puits Amani-1 du 19/08/2021 au 26/10/2021.

### Développement

### Forage de quatre (04) nouveaux puits de développement en 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>
02	Tarfa-5	Tarfa	19/09/2021	2521 m	Forage achevé <b>Mise en production le 09/12/2021</b>
03	TT34	Bir Ben Tartar	04/11/2021	1499 m	Forage achevé Puits fermé
04	Tarfa -7	Tarfa	27/11/2021	716	Forage en cours

### 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 <b>Mise en production le 16/09/2021</b>

<b>03</b>	<b>HEM 05H</b>	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 Manzel (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 Manzel 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

## VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2020	A fin décembre				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
<b>STEG</b>	<b>16163</b>	<b>11 565</b>	<b>16 162</b>	<b>16785</b>	<b>4%</b>	<b>3%</b>
FUEL + GASOIL	20	3	20	0,41	-98%	-17%
GAZ NATUREL	15631	11373	15631	16320	4%	3%
HYDRAULIQUE	46	50	46	28	-39%	-5%
EOLIENNE	465	138,5	465	425	-9%	11%
SOLAIRE <sup>(1)</sup>	0,2	0	0,20	11	5500%	-
<b>IPP (GAZ NATUREL)</b>	<b>3415</b>	<b>3228</b>	<b>3415</b>	<b>3138</b>	<b>-8%</b>	<b>-0,3%</b>
<b>ACHAT TIERS</b>	<b>164</b>	<b>79</b>	<b>164</b>	<b>162</b>	<b>-1%</b>	<b>7%</b>
<b>Echanges</b>	<b>-5</b>	<b>19</b>	<b>-5</b>	<b>28</b>	<b>-653%</b>	<b>3%</b>
<b>Achat Sonelgaz (Algérie)</b>	<b>54</b>	<b>0</b>	<b>54</b>	<b>1062</b>	<b>1849%</b>	<b>-</b>
<b>Ventes Gecol (Libye)</b>	<b>649</b>	<b>0</b>	<b>649</b>	<b>62</b>	<b>-91%</b>	<b>-</b>
<b>Disponible pour marché local<sup>(2)</sup></b>	<b>19142</b>	<b>14859</b>	<b>19142</b>	<b>21114</b>	<b>10%</b>	<b>3%</b>

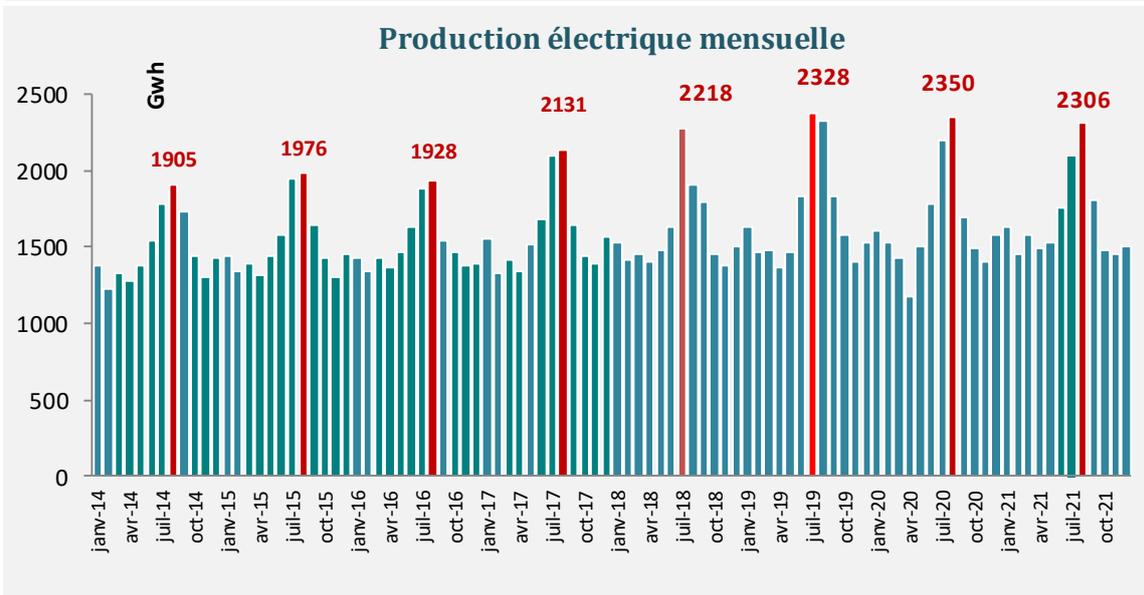
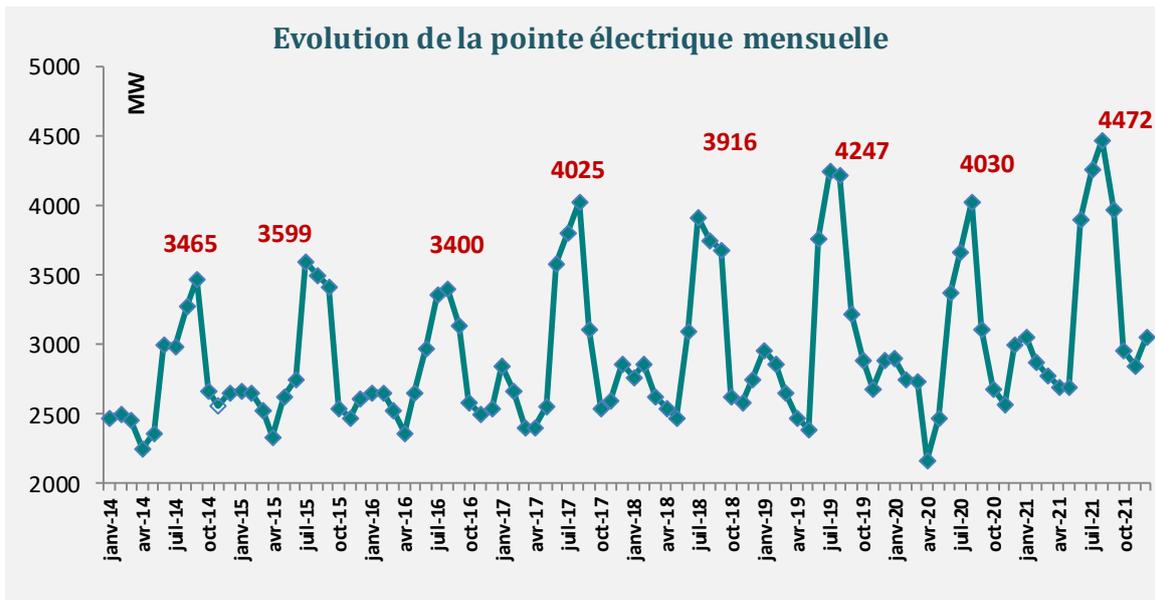
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz-ventes Gecol

La production totale d'électricité a enregistré, en **2021**, une hausse de **2%** pour se situer à **20086 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **19742 GWh en 2020**. L'électricité destinée au marché local a enregistré, par contre, une augmentation de **10%**, ceci est dû à l'augmentation des importations et la baisse des exportations d'électricité pour couvrir la demande du marché local.

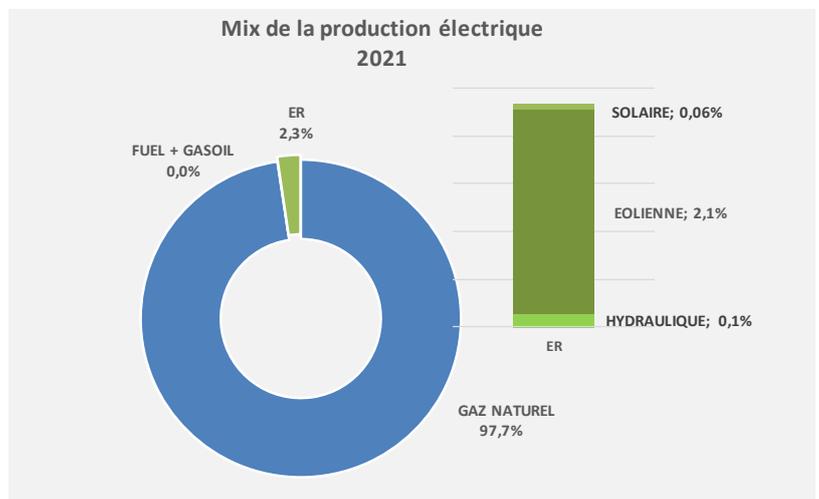
La pointe a enregistré une hausse de **11%** pour se situer à **4472 MW** en **2021** contre **4030 MW** en **2020**. Ce nouveau record (**4472 MW**) a été enregistré le **11 aout 2021**.

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



La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **84%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une hausse de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.3%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement).

Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en **2021**.



## VENTES D'ELECTRICITE

*Unité : GWh*

	Réalisé 2020	A fin décembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
<b>VENTES**</b>						
Haute tension	1178	1293	1178	1358	15%	0,4%
Moyenne tension	6359	6052	6359	6777	7%	1%
Basse tension	7835	5670	7835	8249	5%	3%
Ventes Libye *	-	0	0	0	-	-
<b>TOTAL VENTES **</b>	<b>15372</b>	<b>13 015</b>	<b>15 372</b>	<b>16 384</b>	<b>7%</b>	<b>2%</b>

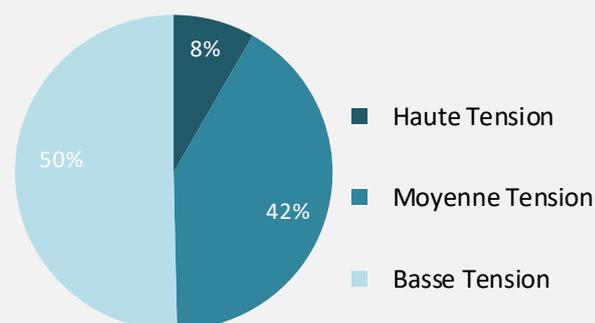
\*\* sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **7%** entre **2020** et **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **15%**, pour celles des clients de la moyenne tension, elles ont enregistré une augmentation de **7%**.

A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les

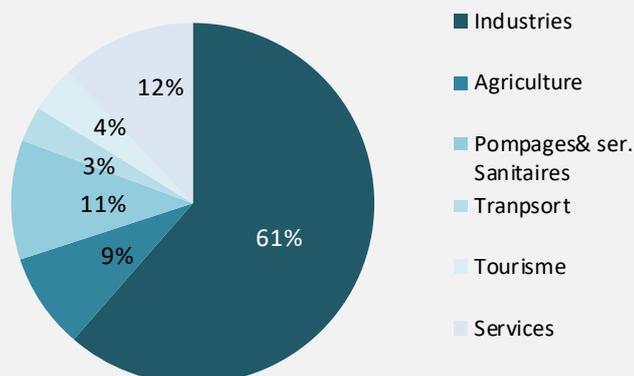
statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

**Répartition des ventes d'électricité  
2021**



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **61%** de la totalité de la demande des clients HT&MT en **2021**.

**Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT en 2021**



# 2 Energies renouvelables

## L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables en 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>
	AUTORISATION	1 <sup>er</sup> appel à projets (mai 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)
		2 <sup>ème</sup> appel à projets (mai 2018)	Création de 7 sociétés de projet
		3 <sup>ème</sup> appel à projets (juillet 2019)	Mise en service d'un projet de 1MW + deux projets de (10 +1MW) en cours de mise en service
		4 <sup>ème</sup> appel à projets (août 2020)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	Création de 5 sociétés de projet
		MT/HT	Soumission des offres le 09 janvier 2020
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW)
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report). Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW).

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'Energie 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.