

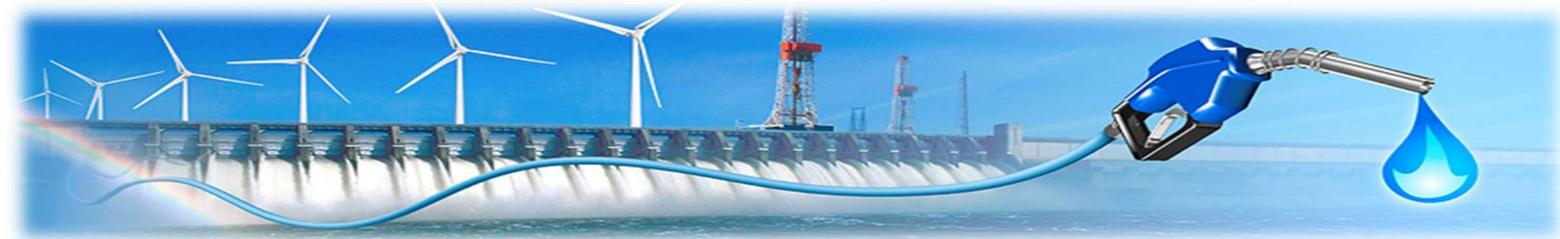
REPUBLIQUE TUNISIENNE  
Ministère de l'Industrie, des Mines  
et de l'Energie  
Direction Générale des Stratégies et de Veille  
Observatoire National de l'Energie et des Mines

# CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, Fin décembre 2022

*Version définitive*





# 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

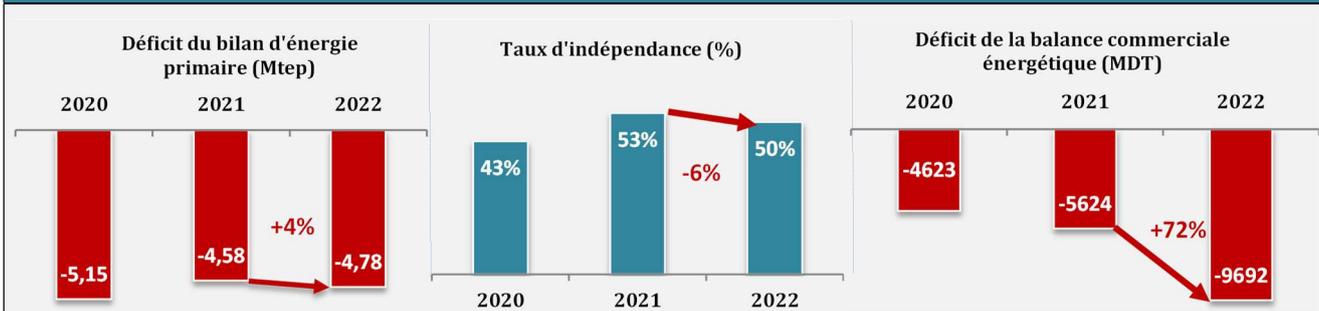
2- Energies Renouvelables



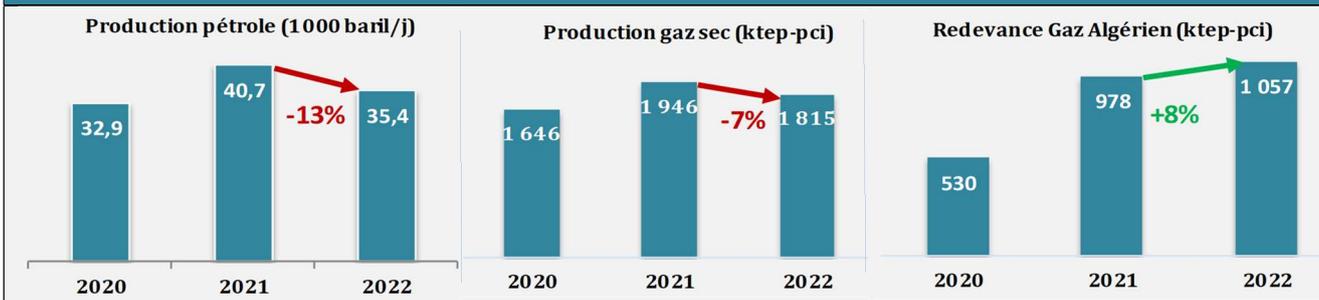
*Date de la publication : 9/02/2023  
Date de mise à jour : 14/06/2023*

# Faits marquants de l'année 2022

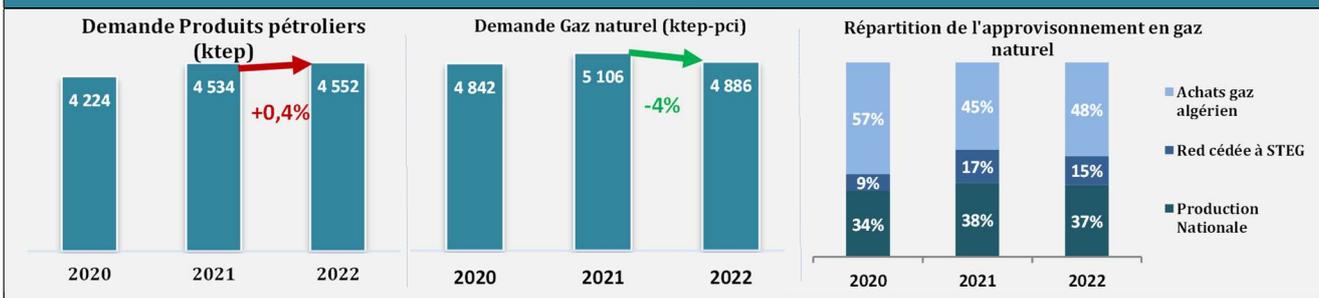
## Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



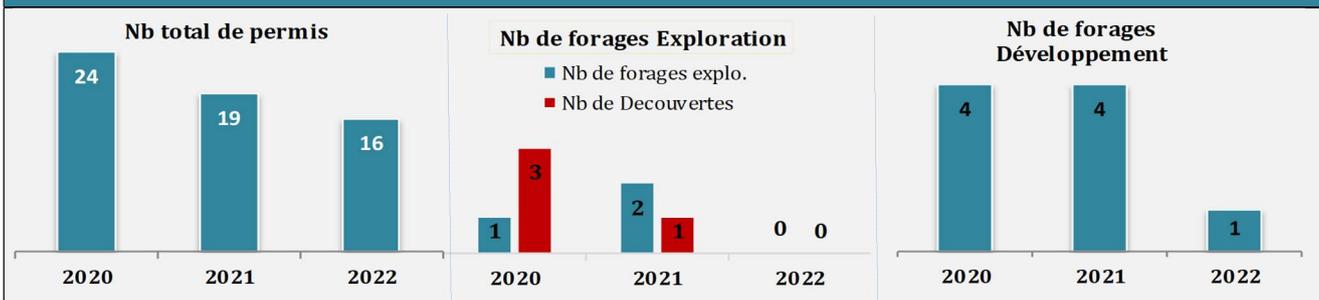
## Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



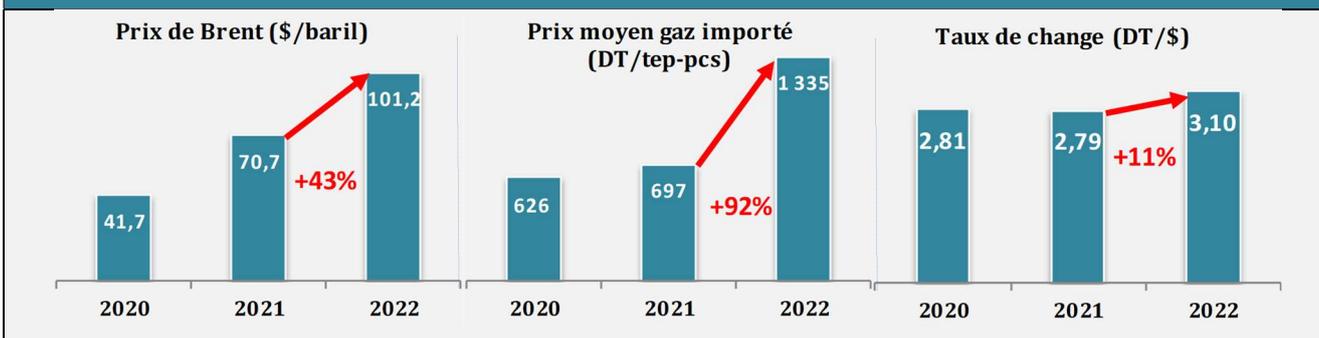
## Demande des hydrocarbures



## Exploration et développement



## Prix et taux de change



# I. Bilan et Economie d'Energie

# Bilan énergétique

## BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2021	A fin décembre				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
<b>RESSOURCES</b>	<b>5100</b>	<b>7898</b>	<b>5100</b>	<b>4708</b>	<b>-8%</b>	<b>-4%</b>
Pétrole <sup>(1)</sup>	1973	3789	1973	1695	-14%	-6%
GPL primaire <sup>(2)(*)</sup>	162	189,5	162	109	-33%	-5%
Gaz naturel	2925	3903	2925	2872	-2%	-3%
<i>Production</i>	1946	2728	1946	1815	-7%	-3%
<i>Redevance</i>	978	1175	978	1057	8%	-1%
Elec primaire	40	16	40	32	-21%	6%
<b>DEMANDE</b>	<b>9680</b>	<b>8342</b>	<b>9680</b>	<b>9488</b>	<b>-2%</b>	<b>1%</b>
Produits pétroliers	4534	3956	4534	4571	0,8%	1%
Gaz naturel	5106	4369	5106	4886	-4%	1%
Elec primaire	40	16	40	32	-21%	6%
<b>SOLDE</b>						
Avec comptabilisation de la redevance <sup>(3)</sup>	-4581	-444	-4581	-4781		
Sans comptabilisation de la redevance <sup>(4)</sup>	-5559	-1619	-5559	-5838		

*Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit)*

*le gaz naturel est comptabilisé dans le bilan énergétique en pouvoir calorifique inférieur PCI, seule la quantité du gaz commerciale est prise en compte dans le bilan (gaz sec)*

*Les ressources et la demande d'énergie primaire ainsi que le solde du bilan sont calculés selon l'approche classique du bilan c.à.d sans tenir compte de la biomasse-énergie, ni de l'autoconsommation des champs, ni de la consommation des stations de compression du gazoduc trans-méditerranéen*

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

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

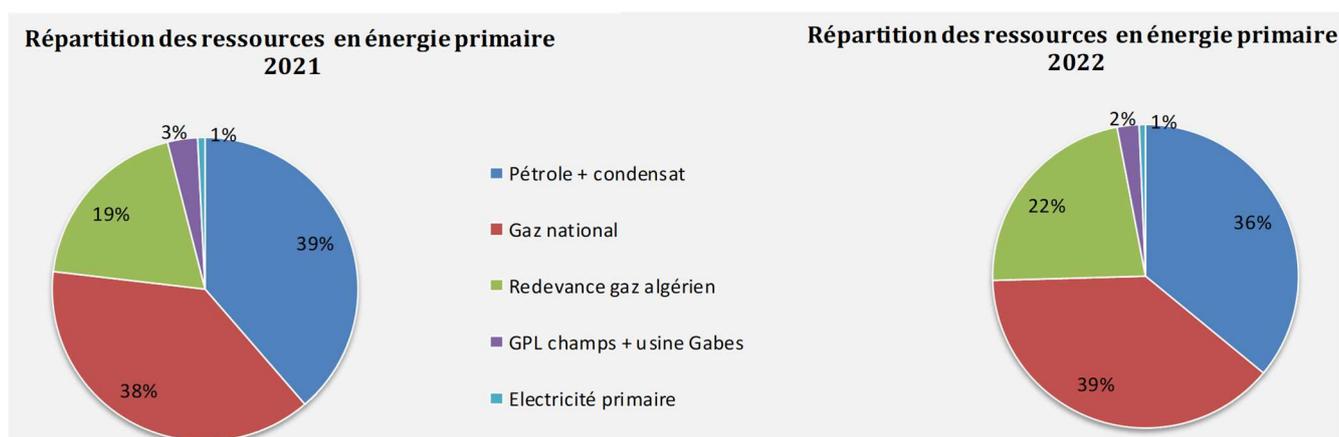
*(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale*

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

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à 4.7 Mtep en 2022, enregistrant une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de 8%. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **75%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.

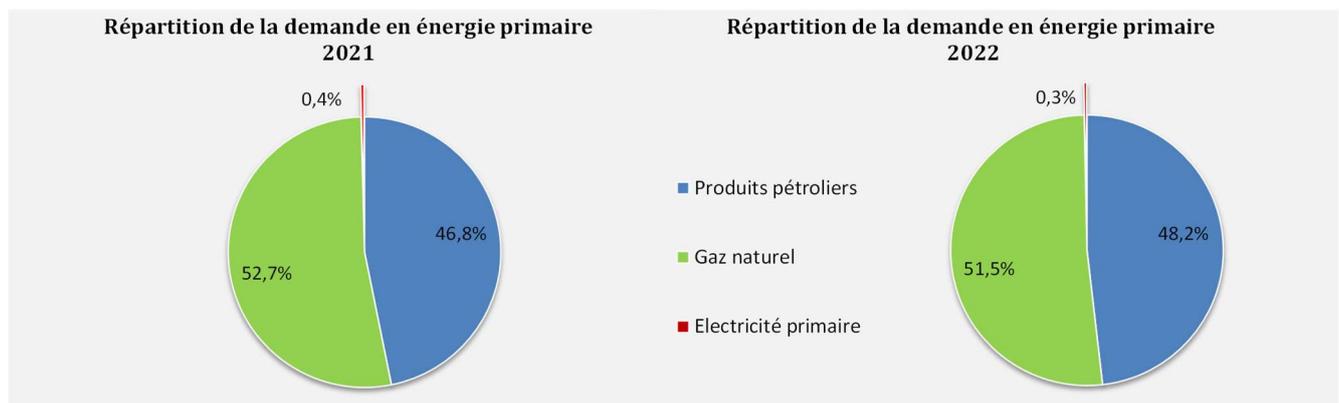
A signaler la hausse de **la redevance sur le transit du gaz algérien de 8% en 2022** par rapport à la même période de **2021**.



La demande d'énergie primaire a diminué entre **2021** et **2022** de **2%** : la demande du gaz naturel a diminué de **4%** par rapport l'année dernière alors que celle des produits pétroliers a enregistré une légère hausse de **0.8%**.

A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **4%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien aux achats contractuels**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

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 **47%** en **2021** à **48%** en **2022**. Le gaz naturel a légèrement regressé de **53 %** en **2021** à **52%** en **2022**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en **2022**, un **déficit de 4.8 Mtep** contre un déficit enregistré en **2021** de **4.6 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **50%** en **2022** contre **53%** en **2021**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **39%** en **2022** contre **43%** en **2021**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **4%** en **2022** par rapport à **2021**, cette hausse est dûe essentiellement à la baisse de la production des hydrocarbures, la demande d'énergie primaire a peu évolué.

# 2 Les échanges commerciaux (1)

## EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin décembre			A fin décembre			A fin décembre		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
<b>EXPORTATIONS</b>				<b>2353</b>	<b>2269</b>	<b>-4%</b>	<b>3327</b>	<b>5290</b>	<b>59%</b>
<b>PETROLE BRUT <sup>(1)</sup></b>	1392	1208	-13%	1425	1231	-14%	1994	2778	39%
ETAP	697	753	8%	713	765	7%	1017	1574	55%
PARTENAIRES	695	455	-35%	712	466	-35%	976	1204	23%
<b>GPL Champs</b>	56	46	-19%	62	50	-19%	98	94	-4%
ETAP	30	28	-7%	33	31	-7%	51,9	57	9%
PARTENAIRES <sup>(9)</sup>	26	18	-32%	29	20	-32%	46,3	38	-19%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	750	649	-13%	753	653	-13%	1147	1413	23%
Fuel oil (BTS)	500	419	-16%	490	410	-16%	697	910	31%
Virgin naphta	249	230	-8%	263	243	-8%	450	502	12%
<b>REDEVANCE GAZ EXPORTE <sup>(7)</sup></b>				113	334	196%	88	1005	-
<b>IMPORTATIONS</b>				<b>8039</b>	<b>7746</b>	<b>-3,6%</b>	<b>8951</b>	<b>14982</b>	<b>67%</b>
<b>PETROLE BRUT <sup>(3)</sup></b>	1254	934	-25%	1281	959	-25%	2020	2408	19%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	3549	3409	-4%	3484	3368	-3%	5155	9070	76%
GPL	485	527	9%	536	583	9%	917	1355	48%
Gasoil ordinaire	1016	867	-15%	1044	890	-15%	1644	2991	82%
Gasoil S.S. <sup>(4)</sup>	344	338	-2%	353	347	-2%	594	1143	92%
Jet	135	221	64%	140	229	64%	238	789	231%
Essence Sans Pb	619	611	-1%	647	638	-1%	1212	2035	68%
Fuel oil (HTS)	188	170	-9%	184	166	-9%	208	271	30%
Coke de pétrole <sup>(4)</sup>	763	675	-11%	581	514	-11%	340	486	43%
<b>GAZ NATUREL</b>				3274	3419	4%	1776	3504	97%
Redevance totale <sup>(2)</sup>				978	1057	8%	0	0	-
Achat <sup>(5)</sup>				2295	2362	3%	1776	3504	97%

(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdrubal mélange+condensat Gabès)

(2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retrocédée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires pour 2022

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

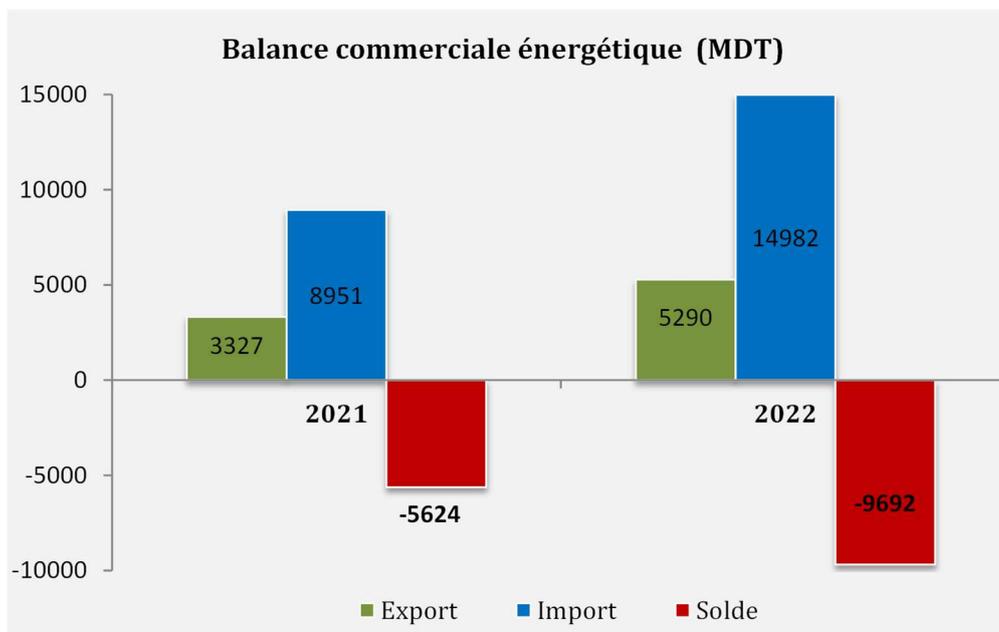
(6) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

(7) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien courant le mois de juin 2022 d'une quantité de 6,5 million de Cm3, en cours de régularisation

(8) Hors électricité importé de l'Algérie à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(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.

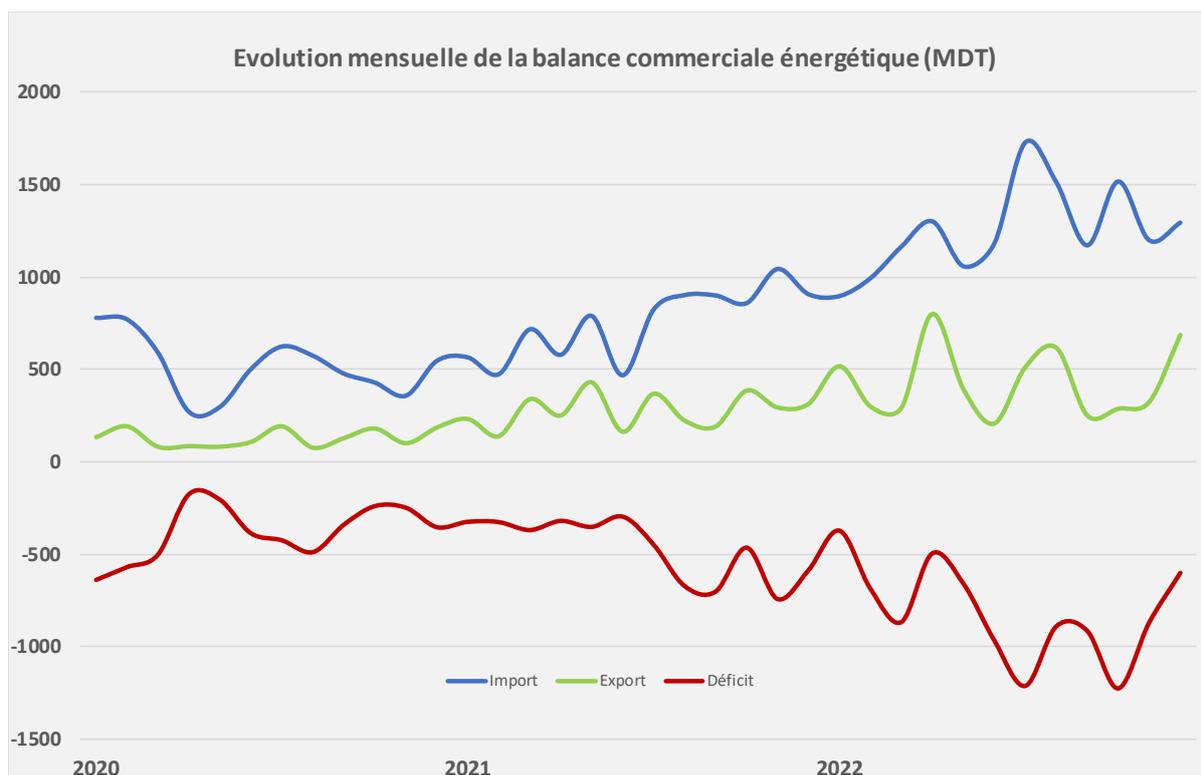
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **59%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **67%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **5624 MDT** en **2021** à **9692 MDT** en **2022**, soit une augmentation de **72%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



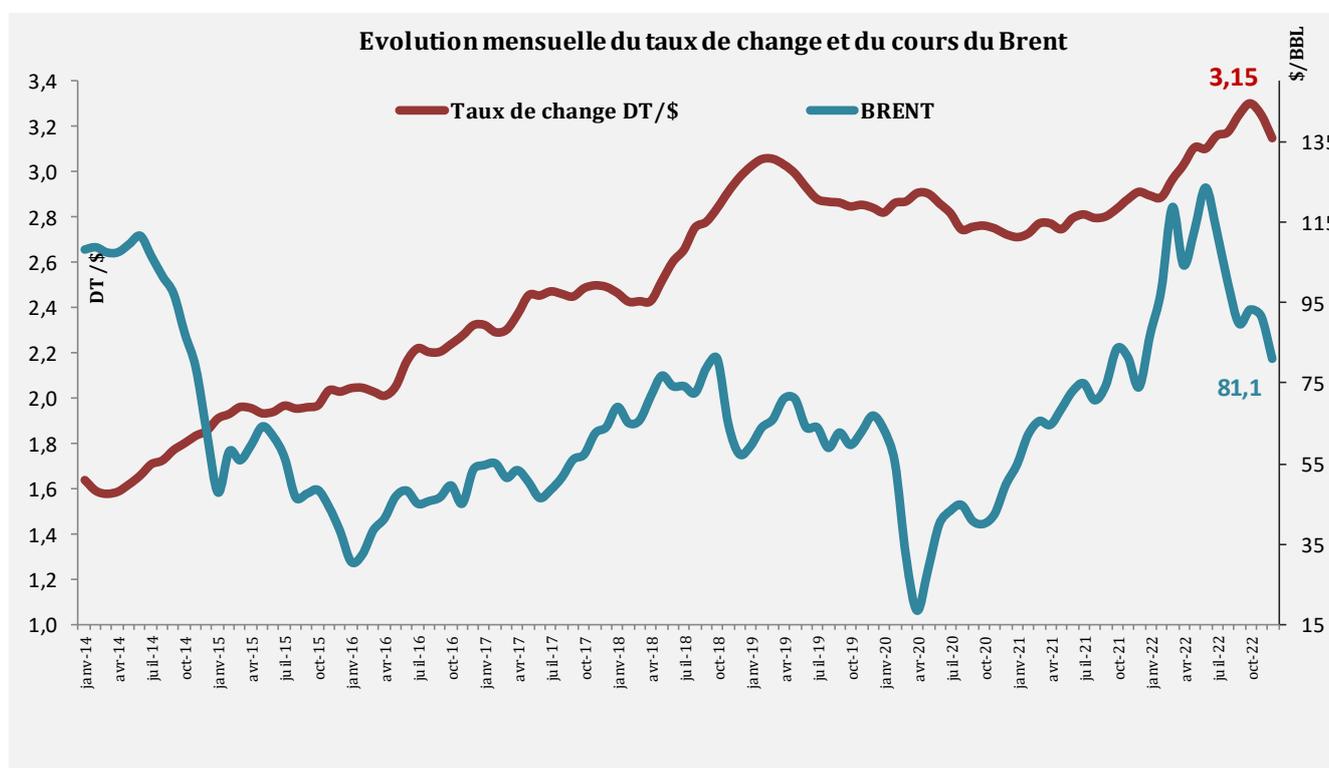
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé (**--**) , le cours du Brent a nettement augmenté (**---**) et le déficit quantitatif de la balance commerciale a enregistré une diminution de **4%** en **2022** par rapport à **2021**.

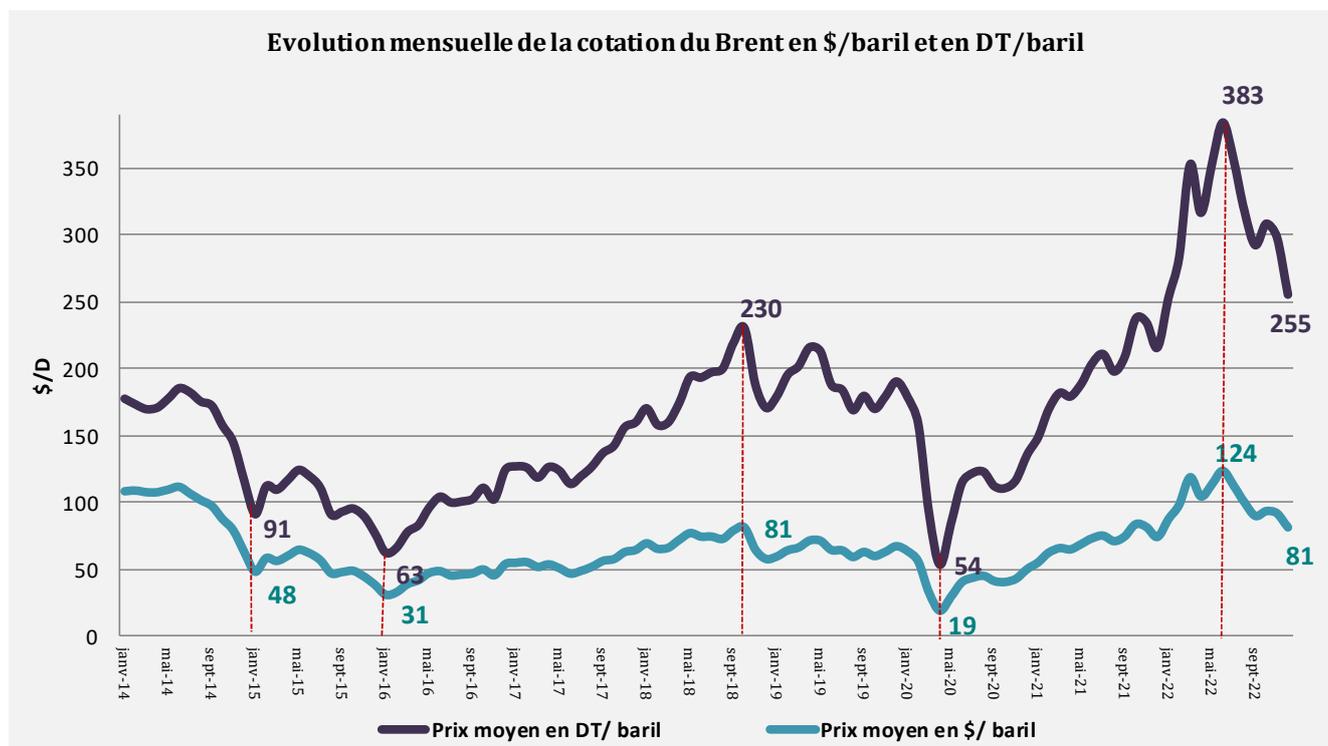
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, en **2022**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **30\$/bbl** : **101 \$/bbl** en **2022** contre **71\$/bbl** en **2021**. La cotation mensuelle du mois de décembre **2022** s'est située à **81.1\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **7 \$/bbl** par rapport à décembre **2021** et une baisse de **10.6\$/bbl** par rapport au mois de novembre **2022**.



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

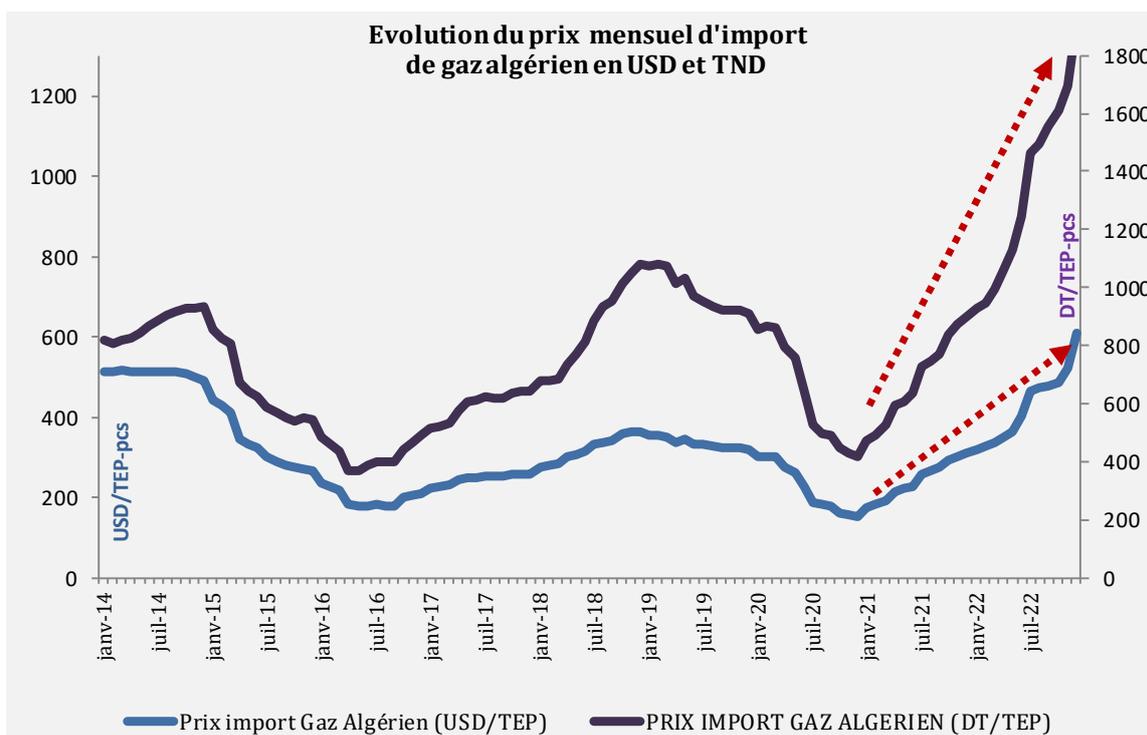


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

**(---)** Entre **2021** et **2022**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **43%** : **70.7\$/bbl** contre **101.2 \$/bbl**.

**(--)** Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **11%** entre **2021** et **2022**, 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. A signaler que depuis le mois d'août **2021**, le dinar tunisien a commencé à enregistrer une dépréciation.

**(---)** La hausse du prix moyen du gaz algérien de **92%** en DT et de **72%** en \$ entre **2021** et **2022**.



Une baisse à été observée à partir de janvier **2019** pour la première fois depuis août **2016**. Rappelons ici que le prix du gaz algérien n'est pas parfaitement corrélé au cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.1 , 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 d'avant pour la première fois courant le mois d'octobre **2021** et ça a continué depuis.

**(--)** Les importations des produits pétroliers en **2022** ont augmenté par rapport à la même période de **2021** de **75%** en valeur.

**(--)** Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **14%**. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **1460 kt** en **2022** (dont **31%** brut local) contre **1610 kt** en **2021** (dont **27%** brut local).

**(-)** Hausse des achats du gaz algérien de **3%** en quantité pour faire face à la baisse de la production.

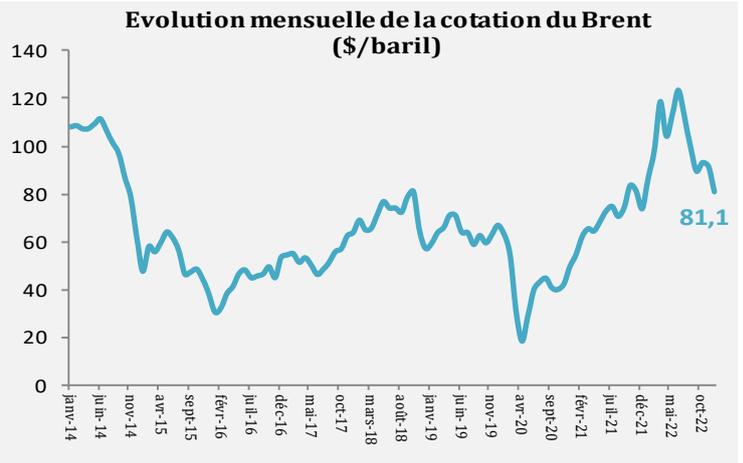
**(--)** Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **13%** .

# 3 Prix de l'énergie

## 1- Brent

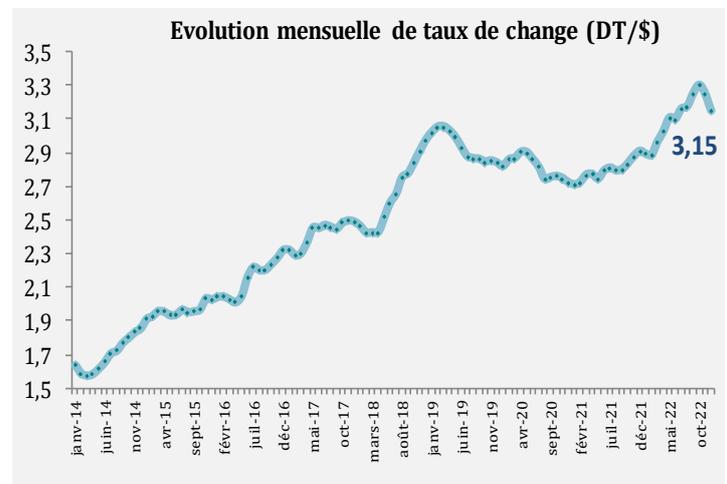
Prix de baril de Brent (\$/baril)

	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	63,5	54,8	87,2	59%
Février	55,4	62,2	98,2	58%
Mars	31,8	65,6	118,8	81%
Avril	18,6	64,7	104,4	61%
Mai	28,98	68,8	113,3	65%
Juin	40,07	73,0	123,7	69%
Juillet	43,4	75,0	112,7	50%
Aout	44,8	70,8	99,99	41%
Septembre	40,8	74,6	89,9	21%
Octobre	40,2	83,7	93,3	12%
Novembre	42,7	81,4	91,7	13%
<b>Décembre</b>	<b>49,9</b>	<b>74,1</b>	<b>81,1</b>	<b>9%</b>
Prix annuel moyen	41,7	70,7	101,2	43%



## 2- Taux de change

	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	2,82	2,71	2,89	7%
Février	2,86	2,72	2,89	6%
Mars	2,87	2,77	2,96	7%
Avril	2,90	2,77	3,03	9%
Mai	2,90	2,74	3,11	13%
Juin	2,86	2,79	3,10	11%
Juillet	2,81	2,81	3,16	12%
Aout	2,74	2,79	3,17	14%
Septembre	2,75	2,80	3,25	16%
Octobre	2,76	2,84	3,30	16%
Novembre	2,75	2,88	3,25	13%
<b>Décembre</b>	<b>2,72</b>	<b>2,91</b>	<b>3,15</b>	<b>8%</b>
Taux annuel moyen	2,81	2,79	3,10	11%



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

Pétrole Brut (1)	Année 2022	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	342	110
Prix d'exportation ETAP <sup>(2)</sup> (FOB)	279	91

(1) Prix moyen pondéré

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

### 4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	Année 2022					
	Unités	Prix import (1)	Pcession	Droits et Taxes (2)	Divers et marges (3)	Prix de vente (4)
Essence SSP	Millimes/litre	2570	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire (5)	Millimes/litre	2912	1464	345	176	1985
Gasol S.S. (5)	Millimes/litre	2855	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1596	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2570	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	33,40	3,43	1,11	4,27	8,80

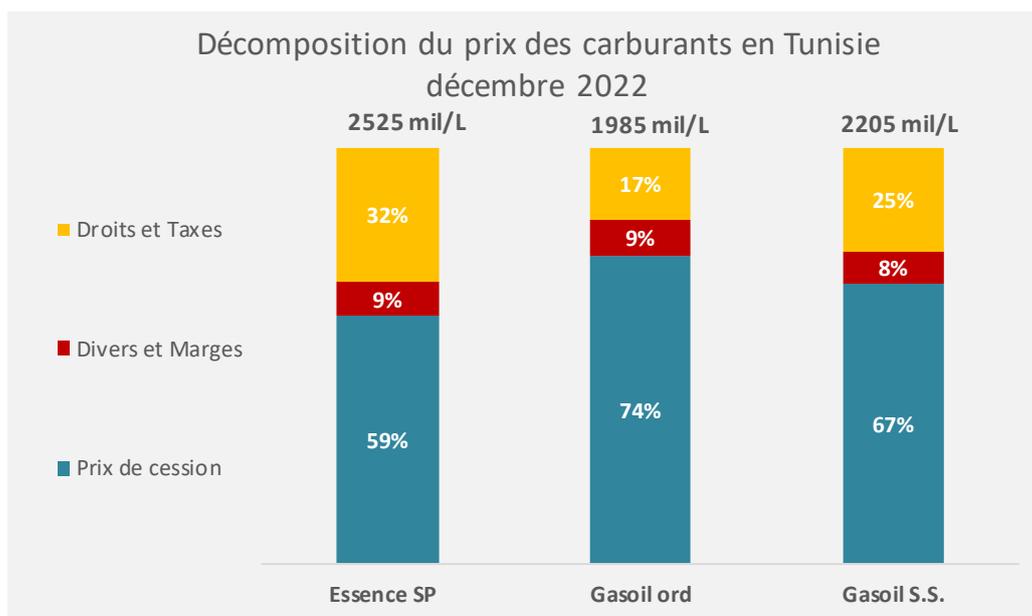
(1) Prix moyen pondéré

(4) Prix de vente en vigueur au public à partir du 24/11/2022

(5) des éclaircissements concernant le prix d'import dans l'encadré ci-dessous

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

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

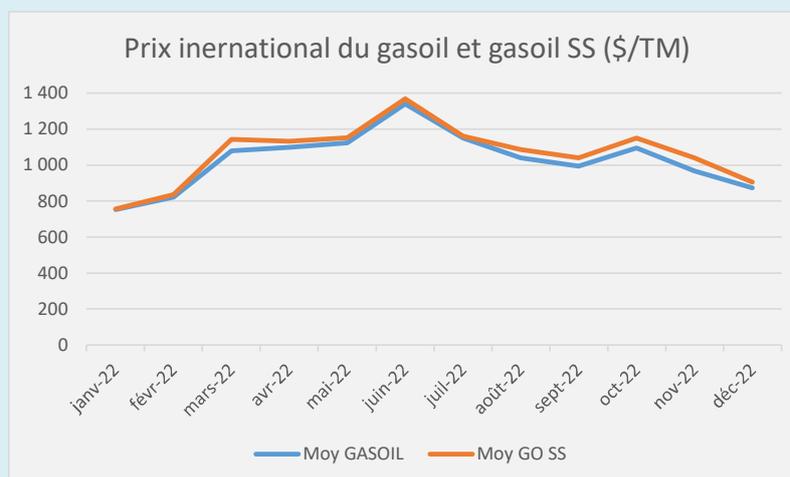


## Eclaircissements concernant les couts à l'importation du Gasoil ordinaire et du Gasoil Sans Soufre

Les prix d'importation des produits pétroliers du tableaux 4 sont des moyennes pondérées par la quantité sur la période des 12 mois. A noter que les quantités importées des deux types de Gasoil étant variables d'un mois à un autre selon les besoins du marché national. Le cours mondial du Gasoil Sans Soufre a toujours été supérieur au cours du Gasoil ordinaire, comme indiqué sur le tableau et le graphique suivants :

En USD/TM

Mois	Gasoil	Gasoil SS	Différence
Janvier	752,913	756,200	-3,288
Février	822,325	835,863	-13,537
Mars	1079,326	1143,446	-64,120
Avril	1100,263	1132,711	-32,448
Mai	1123,655	1152,464	-28,810
Juin	1339,313	1368,975	-29,662
Juillet	1150,488	1161,440	-10,952
Août	1040,489	1085,920	-45,431
Septembre	993,548	1041,393	-47,845
Octobre	1 094,690	1 149,143	-54,453
Novembre	968,523	1 040,284	-71,761
Décembre	874,35	905,563	-31,213



Le coût d'importation étant indexé sur le prix du marché international, le coût d'achat mensuel du Gasoil est toujours inférieur au coût d'importation du Gasoil Sans Soufre pour chaque mois considéré, par contre, le prix moyen pondéré sur la période peut être supérieur du fait de la variation des quantités importée au fil des mois.

## 5- Gaz naturel

<b>GAZ NATUREL (DT/tep-pcs )</b>	<b>Année 2021</b>	<b>Année 2022</b>
<b>Prix d'importation Gaz Algérien</b>	697	1335
	<b>Année 2021</b>	<b>Année 2022 <sup>(2)</sup></b>
<b>Prix de vente Global (hors taxe)</b>	<b>609,2</b>	<b>642,9</b>
<b>Coût de revient moyen</b>	812,5	1413,2
<b>Résultat unitaire <sup>(1)</sup></b>	<b>-203,3</b>	<b>-770,3</b>

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

(2) provisoire

## 6- Electricité

<b>ELECTRICITE (millimes/kWh)</b>	<b>Année 2021</b>	<b>Année 2022<sup>(2)</sup></b>
<b>Prix de vente Moyen</b>		
<b>Prix de vente Global (hors taxe)</b>	<b>244,7</b>	<b>272,6</b>
<b>Coût de revient moyen</b>	308,1	440,9
<b>Résultat unitaire <sup>(1)</sup></b>	<b>-63,3</b>	<b>-168,3</b>

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

(2) provisoire

## II. Hydrocarbures

# 1 Production des hydrocarbures

## II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS				
<i>Unité : kt et ktep</i>				
Champ	Réalisé 2021	A fin décembre		Var (%)
		2021	2022	
El borma	221	221	202	-9%
Ashtart	212	212	211	-0,4%
Hasdrubal	97	97	83	-15%
Adam	123	123	95	-23%
M.L.D	82	82	71	-14%
El Hajeb/Guebiba	134	134	123	-8%
Cherouq	76	76	59	-23%
Miskar	64	64	62	-3%
Cercina	69	69	62	-11%
Barka	71	71	28	-60%
Franig/Bag/Tarfa	43	43	48	10%
Ouedzar	56	56	50	-11%
Gherib	39	39	65	66%
Nawara	77	77	71	-9%
Halk el Manzel	274	274	93	-66%
Autres	277	277	336	21%
<b>TOTAL pétrole (kt)</b>	<b>1 917</b>	<b>1 917</b>	<b>1 656</b>	<b>-14%</b>
<b>TOTAL pétrole (ktep)</b>	<b>1 958</b>	<b>1 958</b>	<b>1 694</b>	<b>-13%</b>
<b>TOTAL pétrole et Condensat (kt)</b>	<b>1 932</b>	<b>1 932</b>	<b>1 657</b>	<b>-14%</b>
<b>TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)</b>	<b>1 973</b>	<b>1 973</b>	<b>1 695</b>	<b>-14%</b>
<b>GPL Primaire</b>				
<b>TOTAL GPL primaire (kt)</b>	148	148	100	-32%
<b>TOTAL GPL primaire (Ktep)</b>	162	162	109	-33%
<b>Pétrole + Condensat + GPL primaire</b>				
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)</b>	<b>2 079</b>	<b>2 079</b>	<b>1 757</b>	<b>-15%</b>
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)</b>	<b>2 135</b>	<b>2 135</b>	<b>1 804</b>	<b>-15%</b>

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1656** kt en **2022** enregistrant ainsi une baisse de **14%** par rapport à **2021**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs à savoir Halk el Manzel qui vient d'entrer en production en **2021** (-**66%**), Baraka (-**60%**), Adam (-**23%**), El borma (-**9%**), Cherouq (-**23%**), Hasdrubal (-**15%**), M.L.D (-**14%**), El Hajeb/Guebiba (-**8%**), et Cercina (-**11%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (+**66%**), Franig/Bag/Tarfa (+**10%**) et Sidi Marzoug (+**457%**).

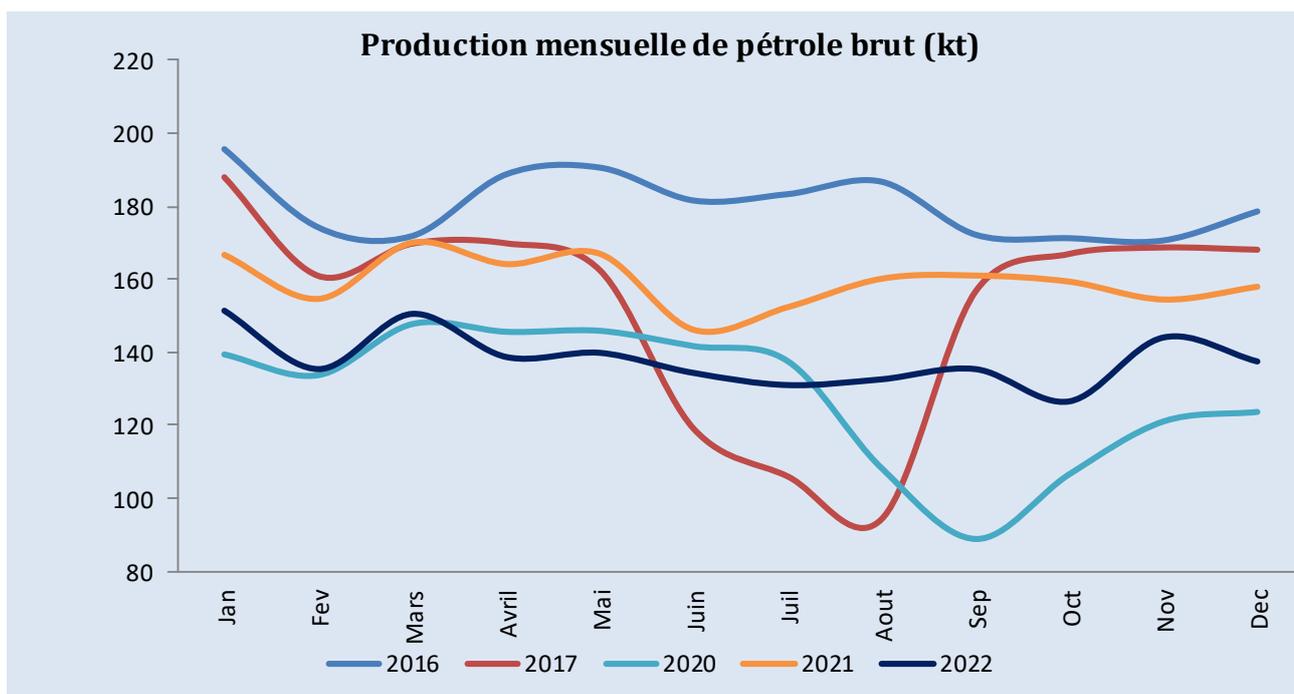
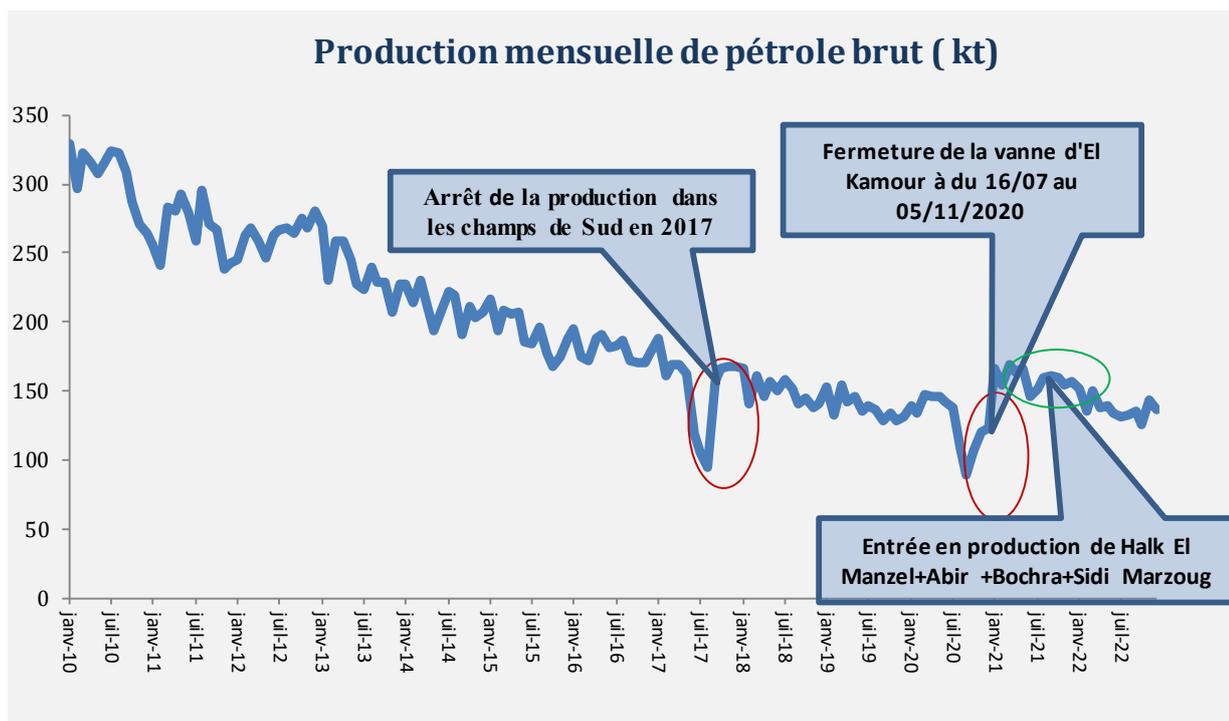
Il convient de noter :

- **Concession Hasdrubal** : Arrêt total de la production du 06 au 09-11-2022. Arrêt total de la production du 20-02-22 au 4-03-22. Reprise de la production Le 10-12-2022.
- **Concession Djebel Grouz**: Arrêt de production le 09-12-2022
- **Concession Ashtart** : Le Puits ASH49 a été fermé suite à la fin de la période d'appréciation le 05-01-2022.
- **Concession Halk El Menzel** : Problèmes techniques majeurs qui ont causé la chute de la production de 64%, stabilisation en cours. Reprise de la production à partir du puits Helm#7 Le 12-06-2022 après un Workover depuis le 28-05-2022, Helm#5 fermé depuis le 19-09-2022. Le puits HELM5 est de nouveau fermé le 11-11-2022.
- **Concessions d'ENI**: Fin de la grève du personnel d'ENI le 21-06-2022.
- **Concession Robbana**: Reprise de la production le 04-06-2022. Arrêt de production le 08-11-2022
- **Usine GPL de Gabès** : reprise de la production durant le mois d'août **2022** suite à l'arrêt depuis le 10 septembre 2021, il s'agit d'un arrêt règlementaire pour l'entretien triennal,
- **Concessions Ghrib et Sidi Marzoug**: Reprise de la production le 28-08-2022 après un blocage du site de production par les manifestants de 18 jours (29-07 au 16-08)
- **Concessions Mazrane** : Fin du WORK OVER le 07-08-2022. Reprise de la Production le 23-11-2022
- **Concession Beni Khalled**: Reprise de la production le 03-10-2022, après un arrêt de 11 jours, pour la remontée de pression
- **Concessions TPS**: Reprise de la production le 25-10-2022, après une grève de 05 jours, du 21 au 25-10-2022

- **Concession Nawara** : Reprise de la production du puits Ritma#1 le 08-11-2022 après un WORK OVER et augmentation de la production de Nawara à 1.8 MMSCm.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **40.7** mille barils/j en **2021** à **35.4** mille barils/j en **2022**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2022**.



## II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2021	A fin décembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>	<b>2 925</b>	<b>3 903</b>	<b>2 925</b>	<b>2 872</b>	<b>-2%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>1 946</b>	<b>2 728</b>	<b>1 946</b>	<b>1 815</b>	<b>-7%</b>	<b>-3%</b>
<i>Miskar</i>	474	1 360	474	450	-5%	-9%
<i>Gaz Com Sud <sup>(1) (3)</sup></i>	286	339	286	268	-6%	-2%
<i>Gaz Chergui</i>	160	246	160	129	-19%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	242	414	242	199	-18%	-6%
<i>Maamoura et Baraka</i>	61	43	61	30	-51%	-3%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug<sup>(2)</sup></i>	129	327	129	208	61%	-4%
<i>Nawara <sup>(4)</sup></i>	593	0	593	531	-10%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal) <sup>(6)</sup></b>	<b>978</b>	<b>1 175</b>	<b>978</b>	<b>1 057</b>	<b>8%</b>	<b>-1%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 295</b>	<b>947</b>	<b>2 295</b>	<b>2 362</b>	<b>3%</b>	<b>8%</b>
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>	<b>3 250</b>	<b>4 336</b>	<b>3 250</b>	<b>3 191</b>	<b>-2%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>2162</b>	<b>3031</b>	<b>2162</b>	<b>2017</b>	<b>-7%</b>	<b>-3%</b>
<i>Miskar</i>	527	1511	527	500	-5%	-9%
<i>Gaz Com Sud (1) (3)</i>	317	376	317	298	-6%	-2%
<i>Gaz Chergui</i>	178	273	178	144	-19%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	269	460	269	221	-18%	-6%
<i>Maamoura et Baraka</i>	68	48	68	33	-51%	-3%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)</i>	144	363	144	231	61%	-4%
<i>Nawara(4)</i>	659	0	659	590	-10%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal) (6)</b>	<b>1087</b>	<b>1305</b>	<b>1087</b>	<b>1175</b>	<b>8%</b>	<b>-1%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 550</b>	<b>1 053</b>	<b>2 550</b>	<b>2 624</b>	<b>3%</b>	<b>8%</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

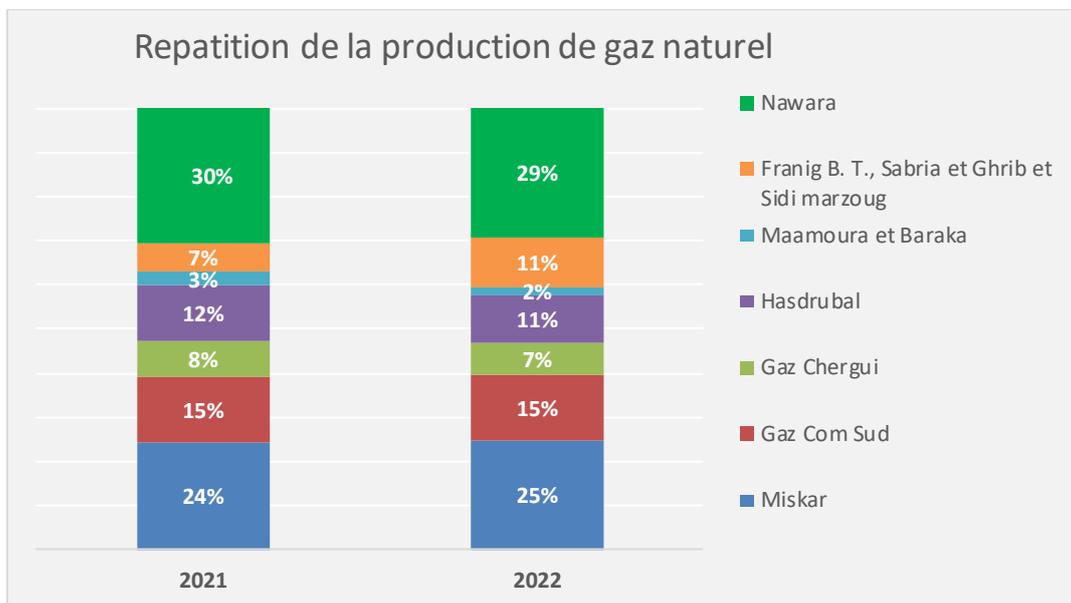
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 durant le mois de juin 2022 d'une quantité de 6,5 million de Cm3 et qui est régularisé par deduction de la redevance reexportée

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **2872 ktep**, en **2022**, enregistrant ainsi une baisse de **2%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **7%** contre une hausse de la redevance sur le passage du gaz algérien de **8%**.

Le graphique suivant présente la structure de la production annuelle du gaz en **2021** et en **2022**.

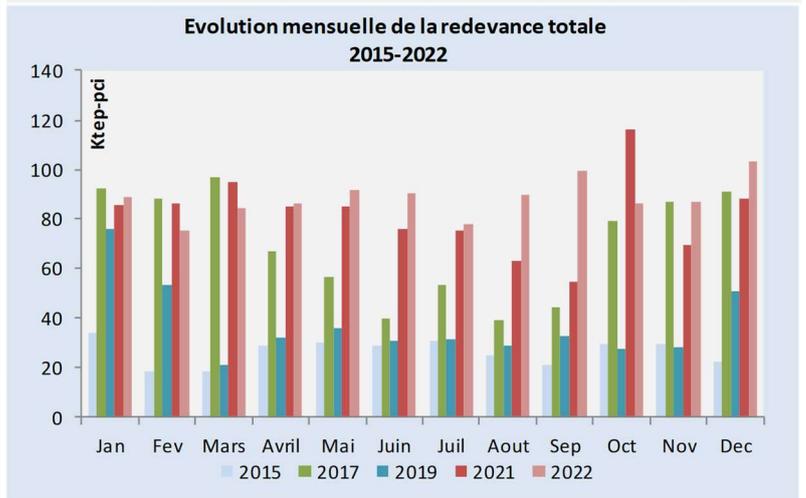
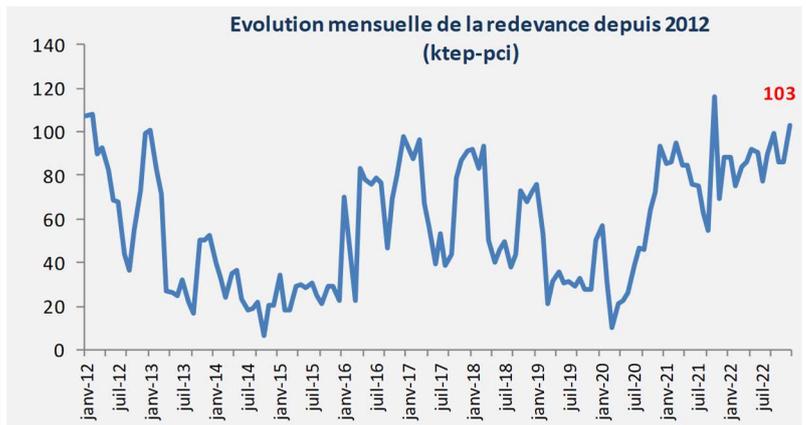
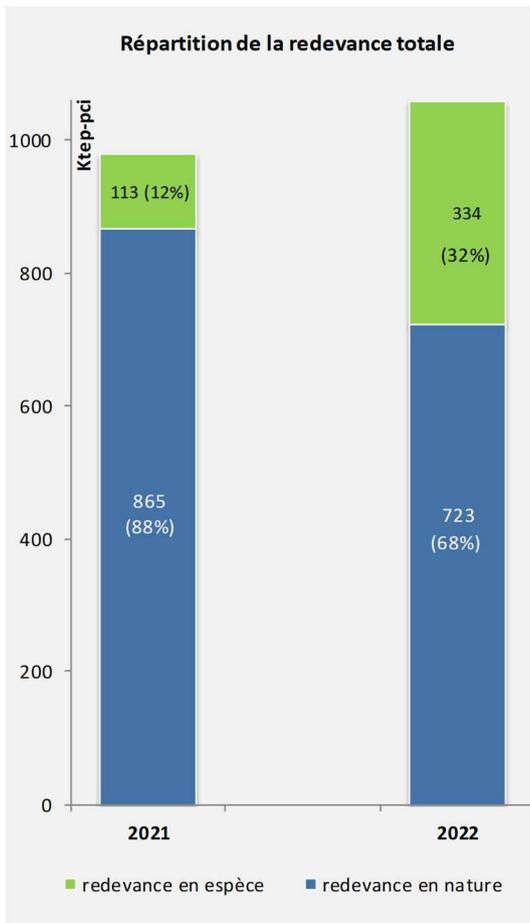


Il convient de noter :

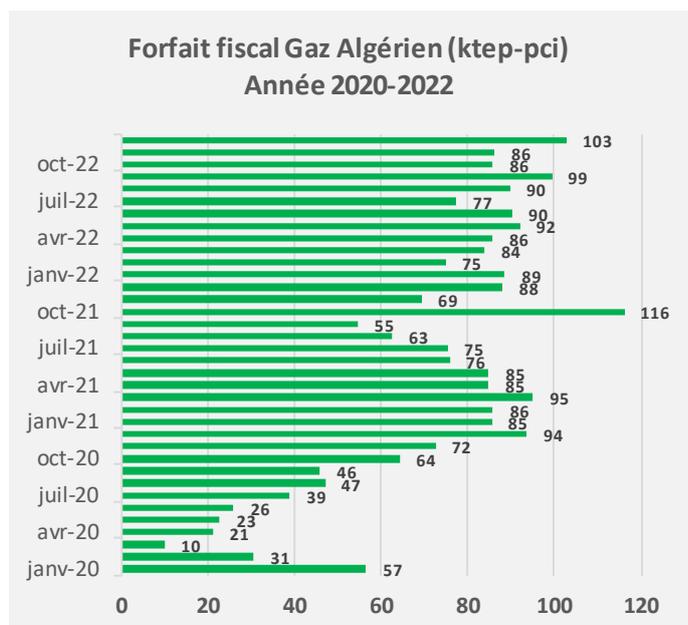
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **18%**, arrêt total de la production du 20/02/22 au 4/03/22 et du 06/11/22 au 09/11/22.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **6%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **5%**. Fin de validité de la concession le **8 juin 2022 (100% Shell)**, exploitation par l'ETAP à partir du **9 juin 2022**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **51%**.
- ✓ Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**8%**) en **2022** par rapport à **2021**.

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 (**68%**) bien qu'en terme de quantité et de part, une baisse a été observée entre les **2** périodes en faveur de la réexportation.

Durant le mois du juin **2022**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré. La régularisation a été effectuée par déduction de la redevance réexportée.



Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins une amélioration a été observée à partir du mois juillet **2020** et qui contenue durant les années **2021** et **2022**.

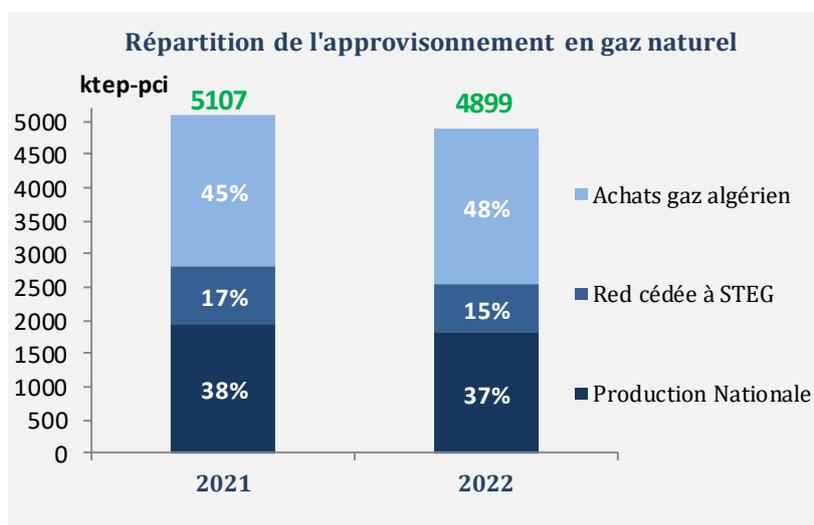


## Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **3%**, entre **2021** et **2022**, pour se situer à **2362 ktep** et ceci à cause de la baisse de la production.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **4%** entre **2021** et **2022** pour se situer à **4899 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Légère baisse de la part du gaz national, dans l'approvisionnement national en gaz, de **38%** à **37%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **17%** à **15%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **45%** à **48%**.



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

### Les indicateurs de raffinage

	A fin décembre			Remarques
	2021 (a)	2022 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
<b>GPL</b>	29	43	48%	
<b>Essence Sans Pb</b>	81	114	41%	
<b>Petrole Lampant</b>	19	16	-16%	
<b>Gasoil ordinaire</b>	674	608	-10%	
<b>Fuel oil BTS</b>	526	439	-17%	
<b>Virgin Naphta</b>	274	230	-16%	
<b>White Spirit</b>	8	6	-14%	
<b>Total production STIR</b>	1612	1457	-10%	
<b>Taux couverture STIR (1)</b>	36%	32%	-10%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
<b>Taux couverture STIR (2)</b>	18%	17%	-3%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
<b>Jours de fonctionnement du Topping</b>	365	360	-1%	
<b>Jours de fonctionnement du Platforming</b>	218	331	52%	

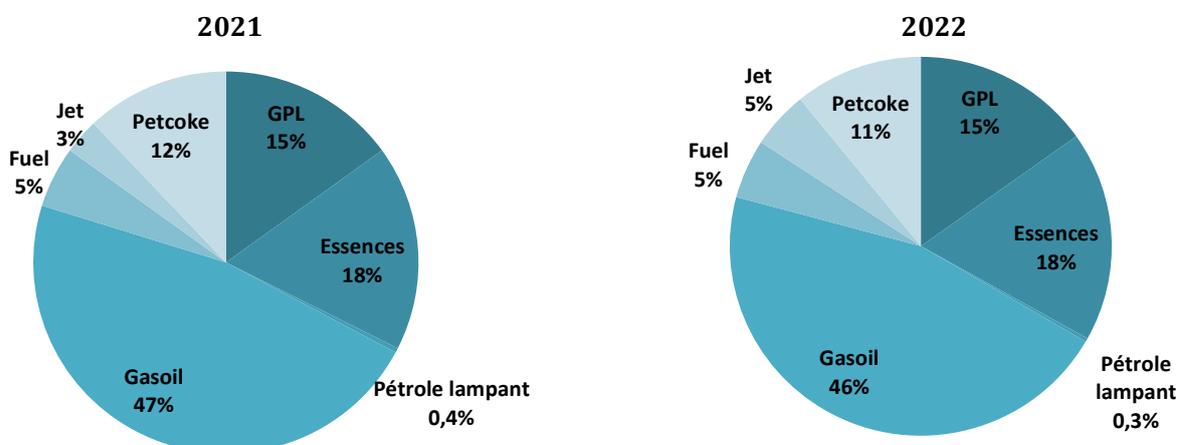
# 2 Consommation d'hydrocarbures

## II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
<i>Unité : ktep</i>						
	Réalisation en 2021	A fin décembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)		
<b>GPL</b>	680	528,1	680	690	1%	2%
<b>Essences</b>	787	500,5	787	816	4%	4%
<i>Essence Super</i>	0	2,2	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	773	498,3	773	802	4%	4%
<i>Essence premium</i>	14	0	14	15	4%	-
<b>Pétrole lampant</b>	17,6	67,6	17,6	14	-23%	-13%
<b>Gasoil</b>	2125	1922,5	2125	2084	-2%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1713	1799,0	1713	1623	-5%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	405	123,5	405	454	12%	11%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	7	7	3%	-
<b>Fuel</b>	233	369,9	233	229	-2%	-4%
<i>STEG &amp; STIR</i>	31	5,5	31	27	-14%	14%
<i>Hors (STEG &amp; STIR)</i>	202	364,4	202	202	0%	-5%
<b>Fuel gaz(STIR)</b>	11	2,2	11	19	78%	20%
<b>Jet</b>	134	255,5	134	223	66%	-1%
<b>Coke de pétrole</b>	546	322,7	546	495	-9%	4%
<b>Total</b>	4534	3969	4534	4571	0,8%	1%
<b>Cons finale (Hors STEG &amp; STIR)</b>	4492	3961	4492	4524	0,7%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre **2021** et **2022**, une légère hausse de 0.8% pour se situer à **4571** ktep. Cette hausse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement en **2021** pour contenir la propagation de la pandémie du COVID-19. Ainsi, nous avons noté une hausse de la demande des essences de **4%**, du jet de **66%** et du GPL de **1%**. Par contre la demande du coke de pétrole a enregistré une baisse de **9%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre **2021** et **2022** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **3%** à **5%**.

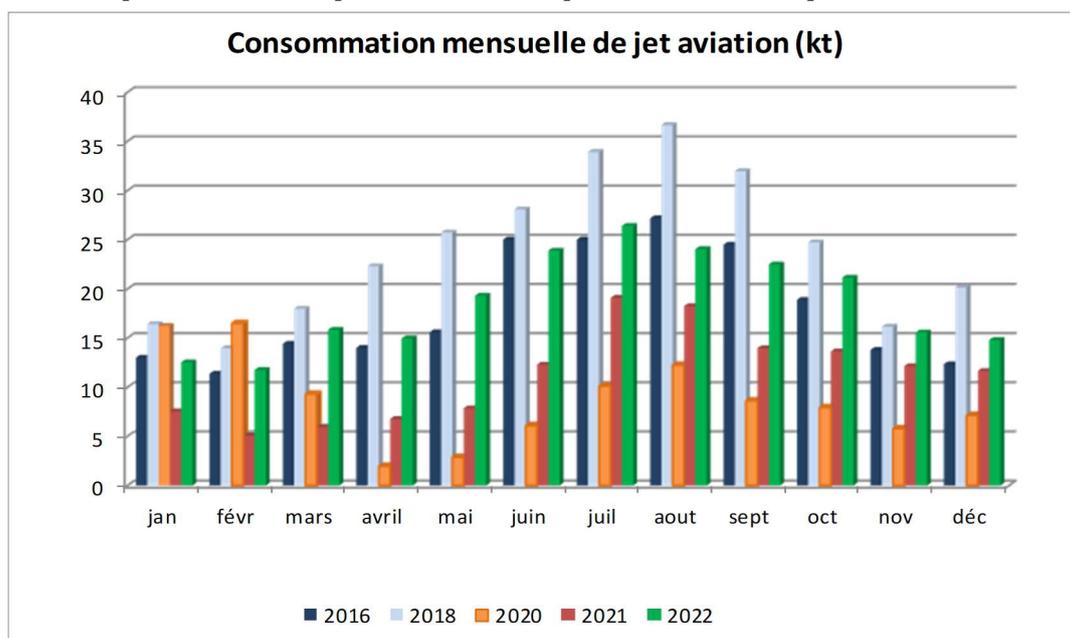


La consommation de carburants routiers a enregistré entre **2021** et **2022**, une quasi stabilité. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **1%** entre **2021** et **2022** .

La consommation de coke de pétrole a diminué de **9%** entre **2021** et **2022** (données partiellement estimées), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse importante de **66%** en **2022** par rapport à la même période de l'année précédente suite à la relance des activités de secteur du transport aérien qui ont subi de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



## II-2-2 Gaz Naturel

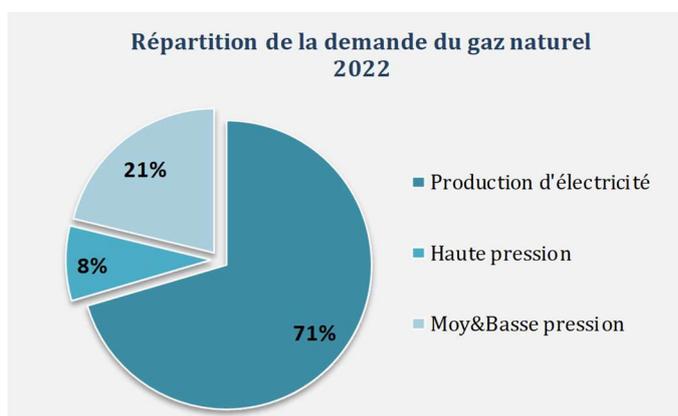
### DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2021	A fin décembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	5 106	3 847	5 106	4 886	-4%	2%
Production d'électricité	3 762	2 674	3 762	3 441	-9%	2%
Hors prod élec	1 344	1 173	1 344	1 445	8%	2%
Haute pression	301	379	301	409	36%	1%
Moy&Basse pression	1 043	794	1 043	1 035	-1%	2%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 673	4 274	5 673	5 429	-4%	2%
Production d'électricité	4 180	2 971	4 180	3 824	-9%	2%
Hors prod élec	1 493	1 303	1 493	1 605	8%	2%
Haute pression	334	421	334	455	36%	1%
Moy&Basse pression	1 159	882	1 159	1 150	-1%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **4%** entre **2021** et **2022** pour se situer à **4886 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **9%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **8%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**70%** de la demande totale en **2022**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **97%**. **La baisse de la demande du secteur électrique est due à la limitation de la disponibilité du gaz naturel et ne reflète pas la demande du secteur électrique.**

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une augmentation de **8%** pour se situer à **1445 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a légèrement diminué de **1%** et celle des clients haute pression a augmenté de **36%**. Cette forte augmentation au niveau des clients HP est due essentiellement à la substitution partielle du petcoke par le gaz naturel chez certaines cimenteries.



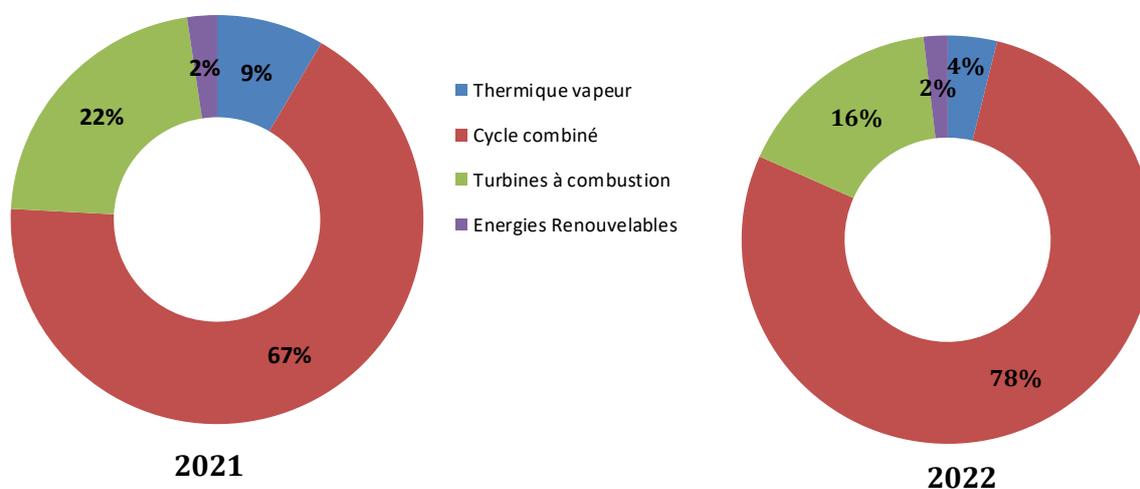
La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **6%** entre **2021** et **2022** pour se situer à **201 tep/GWh** grâce à

l'amélioration de la consommation spécifiques des moyens de production de la STEG. La centrale IPP-Rades est en arrêt de production à partir du mois de juin **2022**, elle a intégré le parc de la STEG.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **2%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **9%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique qui a passé de **67%** en **2021** à **78%** en **2022**.

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



# 3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Décembre		A fin décembre	
		2021	2022	2021	2022
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	2
Nb permis abandonnés	5	1	4	5	5
Nb total des permis	19	19	16	19	16
Nb de forages explo.	2	1	0	2	0
Nb forages dével.	4	0	0	4	1
Nb de découvertes	1	0	0	1	2

## Titres

Le nombre total de permis en cours de validité en **2022**, est de **16** dont **13** permis de recherche et **3** permis de prospection (*la liste des permis en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : [www.energiemines.gov.tn](http://www.energiemines.gov.tn)*).

Le nombre total de concessions est de **56** dont **44** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **34** de ces concessions en production et directement dans **3** (*la liste des concessions en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : [www.energiemines.gov.tn](http://www.energiemines.gov.tn)*).

Il convient de signaler :

- Attribution de **2 nouveaux permis de recherche** en juin **2022** : « **Bir Abdallah** » et « **Jébil** », publication au JORT **81** du **22 juillet 2022**.
- Attribution d'une concession d'exploitation : « **Zarat Nord** » en juin **2022**, publication au JORT **81** du **22 juillet 2022**.
- Fin de validité de la concession « Echouech », le **8/6/2022**.
- L'arrivée à échéance du permis de recherche « Kef » en août 2022.
- Fin de validité de la concession « belli », le **17/09/2022**.

- Fin de validité de 4 permis de prospection : «**Meteline**», «**Teskraya**», «**Kef Abed**» et «**Saouaf**», le 23 décembre 2022.

## Exploration

### Acquisition sismique en 2022

- Démarrage, le 7 septembre 2022, des opérations d'acquisition sismique sur les permis «**Hezoua**» et «**El Waha**» : acquisition de **1032** Km<sup>2</sup> 2D au total, fin des opérations.

### Forage d'exploration en 2022

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration en 2022.

### Poursuite de forage de deux puits d'exploration entamés en 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Anbar-1	Borj El Khadra	07/11/2021	Profondeur finale : 4945 m. Forage achevé et libération du rig le 7 juillet 2022.
02	Araifa-1	Araifa	21/12/2021	Profondeur finale : 3010 m. Puits fermé depuis le 07/04/2022.

## Développement

### Forage d'un (1) nouveau puits de développement en 2022 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	Tarfa -8	Tarfa	15/02/2022	3008	Fin de forage le 12/06/2022 ---

### Poursuite de forage d'un puits de développement entamé en 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	Tarfa -7	Tarfa	27/11/2021	2689	Forage achevé ---

# III. Electricité et Energies Renouvelables

# Electricité

## PRODUCTION D'ELECTRICITE

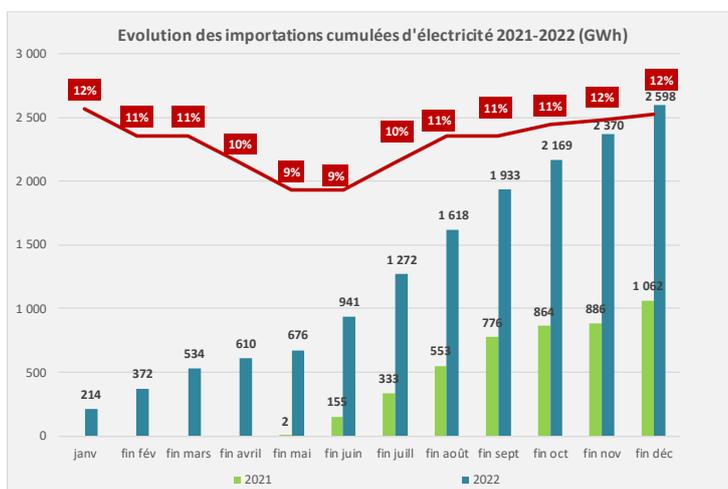
Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin décembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
<b>STEG</b>	<b>16785</b>	<b>11 565</b>	<b>16 785</b>	<b>18647</b>	<b>11%</b>	<b>4%</b>
FUEL + GASOIL	0	3	0,41	0,19	-53%	-21%
GAZ NATUREL	16319	11373	16319	18280	12%	4%
HYDRAULIQUE	28	50	28	15	-47%	-10%
EOLIENNE	425	138,5	425	322	-24%	7%
SOLAIRE <sup>(1)</sup>	12	0	12	31	148%	-
<b>IPP (GAZ NATUREL)</b>	<b>3138</b>	<b>3228</b>	<b>3138</b>	<b>706</b>	<b>-78%</b>	<b>-12%</b>
<b>ACHAT TIERS</b>	<b>162</b>	<b>79</b>	<b>162</b>	<b>163</b>	<b>0,4%</b>	<b>6%</b>
<b>PRODUCTION NATIONALE</b>	<b>20085</b>	<b>14 872</b>	<b>20 085</b>	<b>19 516</b>	<b>-3%</b>	<b>2%</b>
<b>Echanges</b>	<b>28</b>	<b>19</b>	<b>28</b>	<b>-25</b>	<b>-191%</b>	<b>-</b>
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	1062	2598	145%	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	62	0	-100%	-
<b>Disponible pour marché local<sup>(2)</sup></b>	<b>21113</b>	<b>14859</b>	<b>21113</b>	<b>22089</b>	<b>5%</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 2022, une diminution de 3% pour se situer à 19516 GWh (hors autoproduction consommée) contre 20085 GWh en 2021. Par contre, la production destinée au marché local a augmenté de 5%, ceci est dû à l'augmentation des importations et l'absence des exportations d'électricité

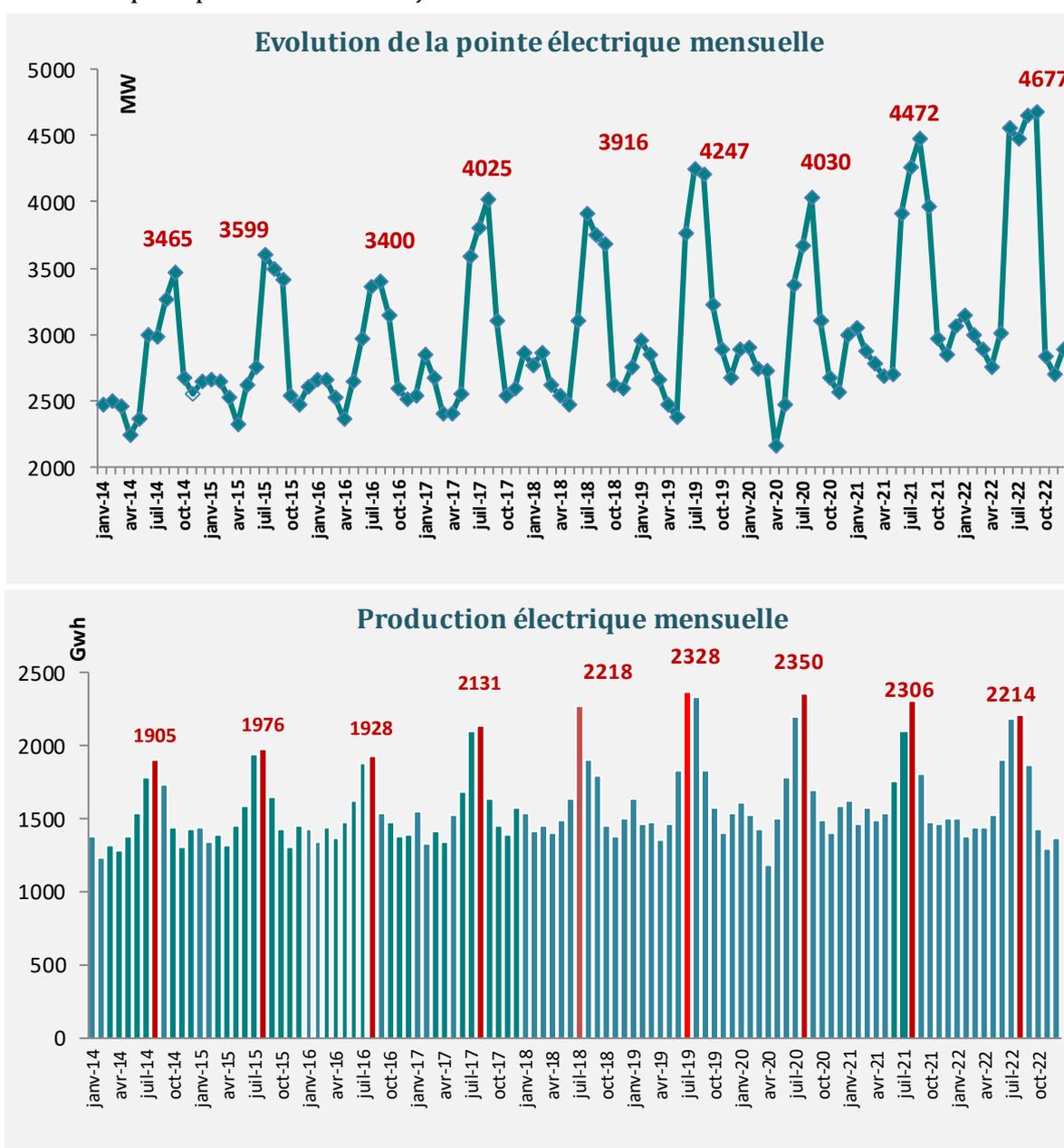


afin de couvrir la demande du marché local. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie** ont couvert plus de **12%** des besoins du marché local.

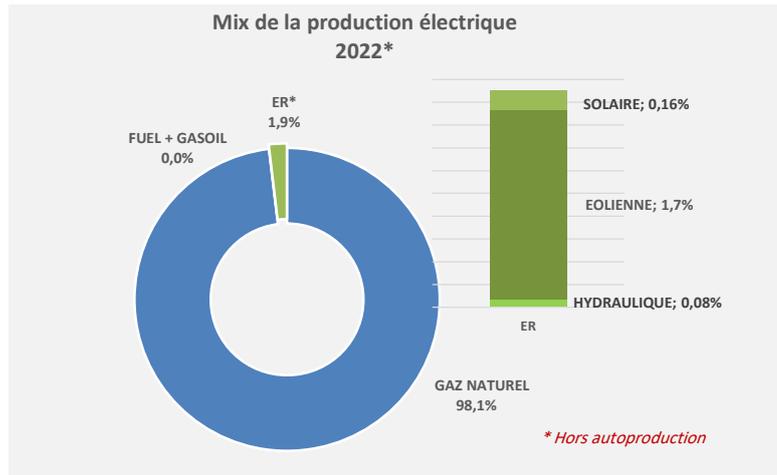
A signaler l'entrée en production de la nouvelle centrale à cycle combiné de Rades « c » en 2022 avec une capacité additionnelle de 450MW environ.

La pointe a enregistré une hausse de **5%** pour se situer à **4677 MW** en **2022** contre **4472 MW** en **2021**. Un nouveau record national a été enregistré, durant le mois de septembre **2022** (le **8 septembre 2022**, la pointe a atteint **4677MW**) dépassant ainsi celui d'août **2022** (**4657 MW**). A signaler que c'est la première fois qu'une pointe annuelle soit enregistrée courant le mois de septembre.

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 **96%** de la production nationale à en **2022**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **1.9%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en **2022**.



## VENTES D'ELECTRICITE

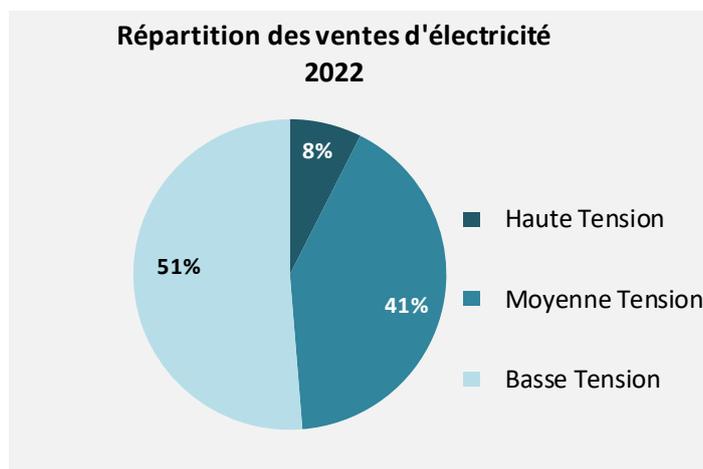
*Unité : GWh*

	Réalisé 2021	A fin décembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2020 (a)	2021 (b)	2022 (c)		
<b>VENTES**</b>						
Haute tension	1358	1293	1358	1286	-5%	-0,05%
Moyenne tension	6780	6052	6780	7143	5%	1%
Basse tension	8304	5670	8304	8870	7%	4%
<b>TOTAL VENTES **</b>	<b>16442</b>	<b>13 015</b>	<b>16 442</b>	<b>17 299</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 **2021** et **2022**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **5%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une hausse de **5%**.

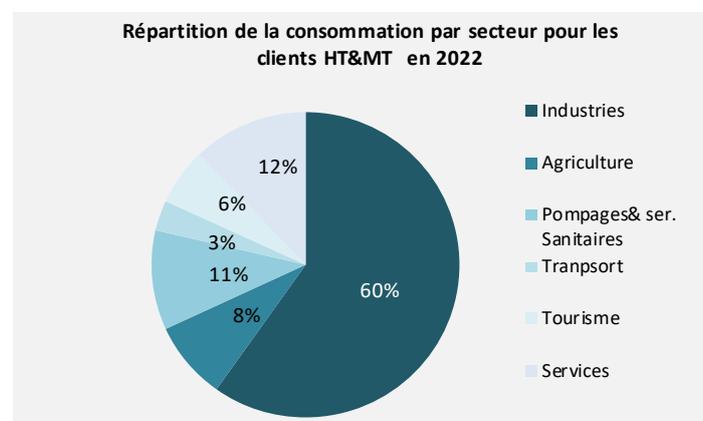
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **60%** de la totalité de la demande des clients HT&MT en **2022**.

La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement le tourisme (+**51%**) et des industries du textile et de l'habillement (+**6%**).

Contre une baisse des ventes des industries alimentaires et du tabac (-**4%**) et les industries de matériaux construction (-**6%**).



# 2 Energies renouvelables

## L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables en 2022

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 par décrets-lois en décembre 2021</p> <p><b>Etat d'avancement :</b> Les projets sont actuellement en phase avancée de bouclage financier, d'études environnementales et sociales.</p>
		Appel d'offres de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à <b>100 MW</b> entre juin 2023 et septembre 2025
		Appel d'offres de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid Délai : 18 mai 2023
	AUTORISATION	1 <sup>er</sup> appel à projets (mai 2017)	<p>Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)</p> <p>Création de 7 sociétés de projet</p> <p><b>Etat d'avancement :</b> Mise en service de 2 projets :</p> <p>Projet Enfidha : 1MW depuis 2020.</p> <p>Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022.</p> <p>2 autres projets à Sidi Bouzid et Meknassi sont en cours de mise en service</p> <p>d'autres projets sont en phase de construction ou de recherche de financement et une lettre de confort a été</p>

			octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets.
		2 <sup>ème</sup> appel à projets (mai 2018)	<p>Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), Création de 5 sociétés de projet</p> <p><b>Etat d'avancement :</b> Mise en service de 2 projets :</p> <p>Un projet de 1MW à Fawar-Kébili a été achevé et raccordé en Août 2022 (arrêté du 09 septembre 2022) et a été mis en exploitation à fin 2022.</p> <p>Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022).</p> <p>Les autres projets sont en phase de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets.</p>
		3 <sup>ème</sup> appel à projets (juillet 2019)	<p>Soumission des offres le 09 janvier 2020</p> <p>Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW)</p> <p><b>Etat d'avancement :</b> Ces projets sont en phase de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets. Les développeurs ont bénéficié également d'une prolongation des délais des accords de principe.</p>
		4 <sup>ème</sup> appel à projets (août 2020)	<p>Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report).</p> <p>Octroi de 7 accords de principe (3 projets catégorie 1MW + 4projets catégorie 10MW).</p>
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	158 MW
		MT/HT	302 autorisations octroyées pour une puissance totale de 68MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	<p>Démarrage des tests de production le 3/08/19</p> <p>Taux d'avancement : <b>99%</b>.</p> <p>Mise en service effectuée le 10/03/2021 pour 08 onduleurs, soit une puissance de 8MW sur 10MW</p> <p>Date de début de la marche industrielle : 12/04/2022</p>
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	<p>Début des travaux le 19/04/19</p> <p>Taux d'avancement : <b>99.7%</b>.</p> <p>Mise en service effectuée le 24/11/2021</p> <p>Date prévisionnelle de début de la marche semi-industrielle : 22/02/2022</p> <p>Date de début de la marche industrielle : juin 2022.</p>

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>
		Appel d'offres de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs)	En cours de restructuration.
		Appel d'offres de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour <b>8</b> projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à <b>75</b> MW entre le quatrième trimestre de 2023 et novembre 2025
	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.