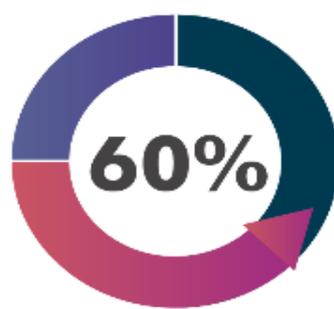
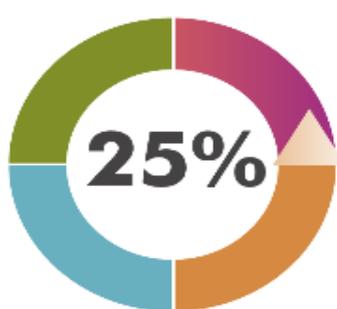


REPUBLIQUE TUNISIENNE  
Ministère de l'Industrie, des Mines  
et de l'Energie

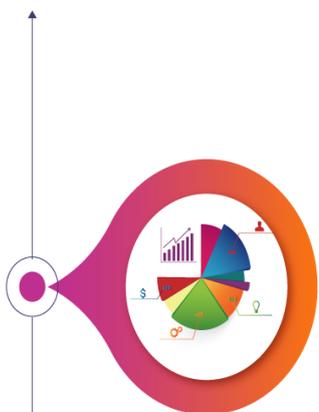
Direction Générale des Stratégies et de Veille  
Observatoire National de l'Energie et des  
Mines

# Conjoncture Energétique

Juillet 2023



# Sommaire



## Bilan et Economie d'Énergie

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



## Hydrocarbures

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



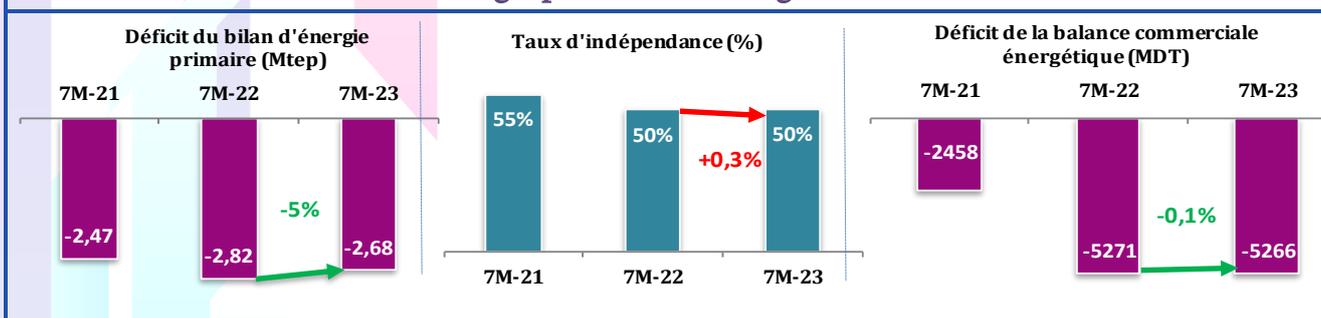
## Electricité et Energies renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

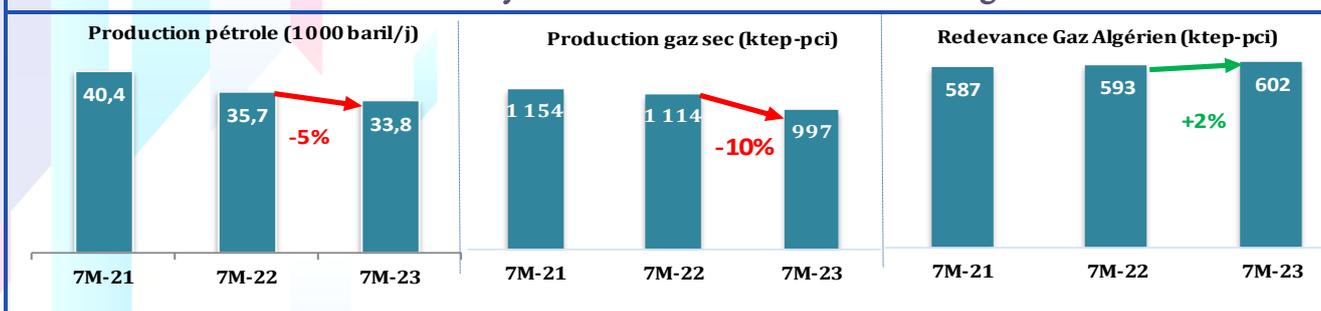
*Date de la publication : 21 septembre 2023*

# Faits marquants durant les sept premiers mois de 2023

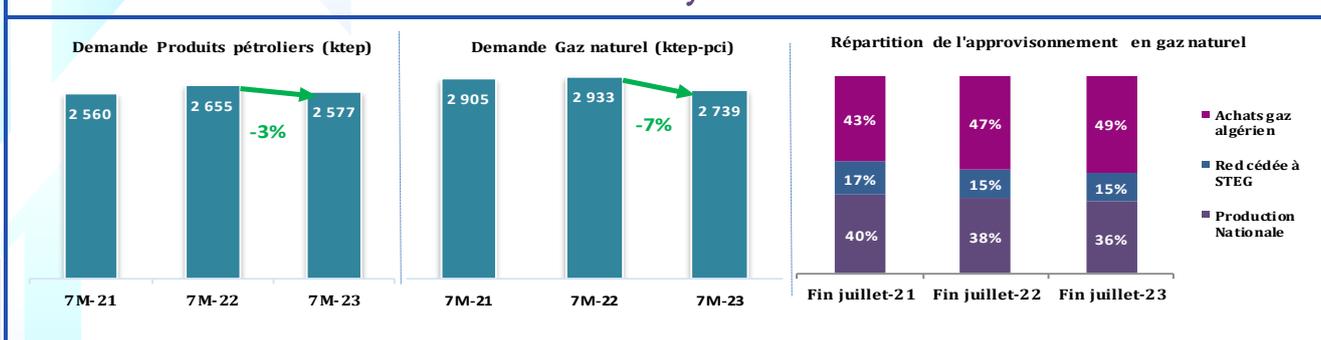
## Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



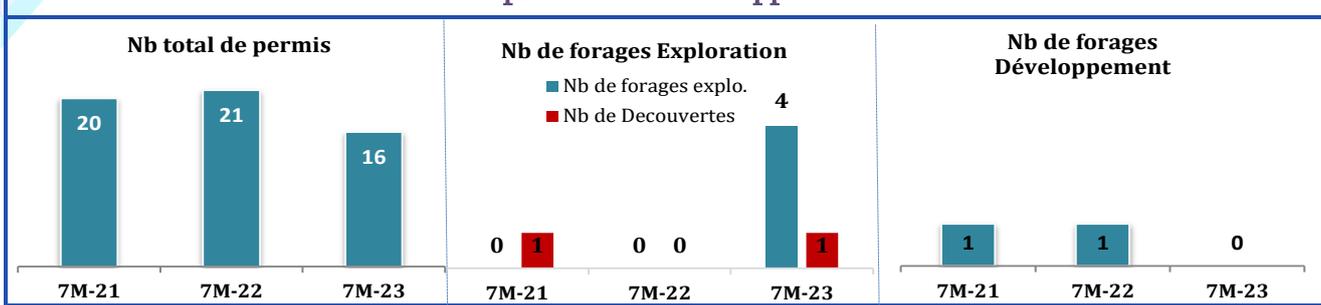
## Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérie



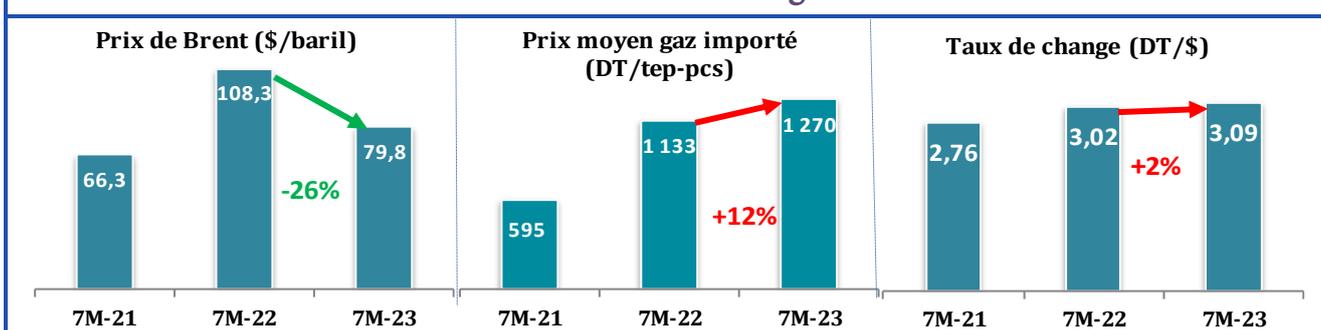
## Demande des hydrocarbures



## Exploration et développement



## Prix et taux de change



# Chapitre 1

## Bilan et économie de l'énergie



## BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2022	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
<b>RESSOURCES</b>	<b>4708</b>	<b>4772</b>	<b>2787</b>	<b>2661</b>	<b>-5%</b>	<b>-4%</b>
Pétrole <sup>(1)</sup>	1695	2286	999	949	-5%	-7%
GPL primaire <sup>(2)</sup>	109	113,7	62	92	49%	-2%
Gaz naturel	2872	2362	1707	1599	-6%	-3%
<i>Production</i>	1815	1652	1114	997	-10%	-4%
<i>Redevance</i>	1057	710	593	602	2%	-1%
Elec primaire	32	10	19	21	10%	6%
<b>DEMANDE</b>	<b>9488</b>	<b>4795</b>	<b>5607</b>	<b>5337</b>	<b>-5%</b>	<b>1%</b>
Produits pétroliers	4571	2276	2655	2577	-3%	1%
Gaz naturel	4886	2508	2933	2739	-7%	1%
Elec primaire	32	10,2	19,0	20,9	10%	6%
<b>SOLDE</b>						
<b>Avec comptabilisation de la redevance<sup>1</sup></b>	<b>-4781</b>	<b>-24</b>	<b>-2820</b>	<b>-2676</b>		
<b>Sans comptabilisation de la redevance</b>	<b>-5838</b>	<b>-734</b>	<b>-3413</b>	<b>-3278</b>		

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

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

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

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

*(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*

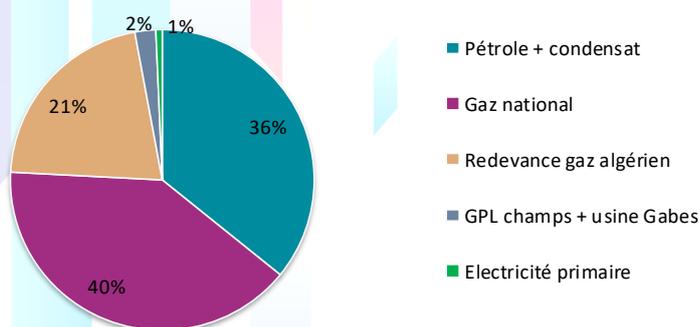
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.7 Mtep** à fin juillet **2023**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **5%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **73%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

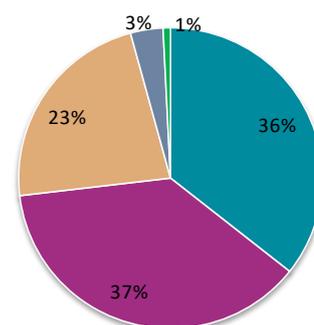
La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une hausse de **2%** à fin juillet **2023** par rapport à la même période de **2022**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin juillet 2022



Répartition des ressources en énergie primaire à fin juillet 2023

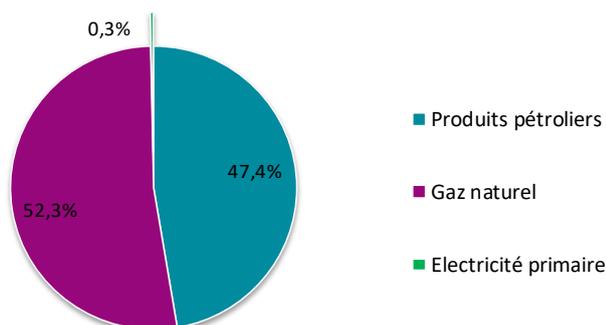


La demande d'énergie primaire a diminué entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023** de **5%** : la demande du gaz naturel a diminué de **7%** alors que celle des produits pétroliers a enregistré une baisse de **3%**.

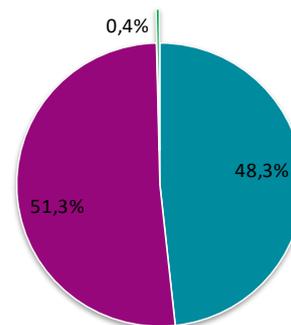
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **7%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part des produits pétroliers est passée de **47%** à fin juillet **2022** à **48%** à fin juillet **2023**. Par contre, la part de gaz naturel est passée de **52%** à **51%** durant la même période.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin juillet 2022



Répartition de la demande en énergie primaire à fin juillet 2023



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juillet **2023**, un **déficit de 2.7 Mtep** enregistrant ainsi une diminution de **5%** par rapport à fin juillet **2022**. Le **taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **50%** à fin juillet **2023** enregistrant une quasi stabilité par rapport à la même période de l'année précédente.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **39%** à fin juillet **2023** enregistrant aussi une quasi stabilité par rapport à la même période de l'année précédente.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a diminué de **5%** durant les sept premiers mois de **2023** par rapport la même période de **2022**, cette diminution est dûe essentiellement à la baisse de la demande d'énergie primaire, la production des hydrocarbures a joué, par contre, en défaveur de cette baisse.

## EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juillet			A fin juillet			A fin juillet		
	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)
<b>EXPORTATIONS<sup>(7)</sup></b>				<b>1373</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3018</b>	<b>1910</b>	<b>-37%</b>
<b>PETROLE BRUT<sup>(1)</sup></b>	801		-	819		-	1808	1073	-41%
ETAP	530	408	-23%	541	419	-22%	1125	721	-36%
PARTENAIRES <sup>(8)</sup>	271		-100%	277		-	683	352	-48%
<b>GPL Champs</b>	27,8	13,7	-51%	30,7	15,2	-51%	61,1	21,8	-64%
ETAP	15,5	13,7	-11%	17,1	15,2	-11%	34,1	21,8	-36%
PARTENAIRES <sup>(8)</sup>	12		-	14		-	27		-
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	371	201	-46%	372	203	-46%	872	366	-58%
Fuel oil (BTS)	243	129	-47%	238	127	-47%	566	223	-61%
Virgin naphta	127	72	-43%	134	76	-43%	306	143	-53%
<b>REDEVANCE GAZ EXPORTE</b>				151	188	24%	277	450	62%
<b>IMPORTATIONS</b>				<b>4433</b>	<b>4493</b>	<b>1,4%</b>	<b>8289</b>	<b>7176</b>	<b>-13%</b>
<b>PETROLE BRUT<sup>(3)</sup></b>	557	325	-42%	572	333	-42%	1448	678	-53%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	1914	2249	18%	1886	2225	18%	5100	4617	-9%
GPL	333	312	-6%	368	346	-6%	929	650	-30%
Gasoil ordinaire	427	647	51%	439	664	51%	1541	1525	-1%
Gasoil S.S. <sup>(6)</sup>	218	255	17%	224	262	17%	695	612	-12%
Jet	110	138	25%	114	142	25%	395	378	-4%
Essence Sans Pb	312	377	21%	326	394	21%	1071	1005	-6%
Fuel oil (HTS)	110	95	-14%	107	93	-14%	187	136	-27%
Coke de pétrole <sup>(4)</sup>	405	426	5%	309	325	5%	281	311	11%
<b>GAZ NATUREL</b>				1975	1935	-2%	1740	1882	8%
Redevance totale <sup>(2)</sup>				593	602	2%	0	0	-
Achat <sup>(5)</sup>				1382	1333	-4%	1740	1882	8%

(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 / Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien courant le mois du juillet 2023 d'une quantité de 46,8 million de Cm3 million de Cm3, en cours de régularisation.

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires pour janvier 2023

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

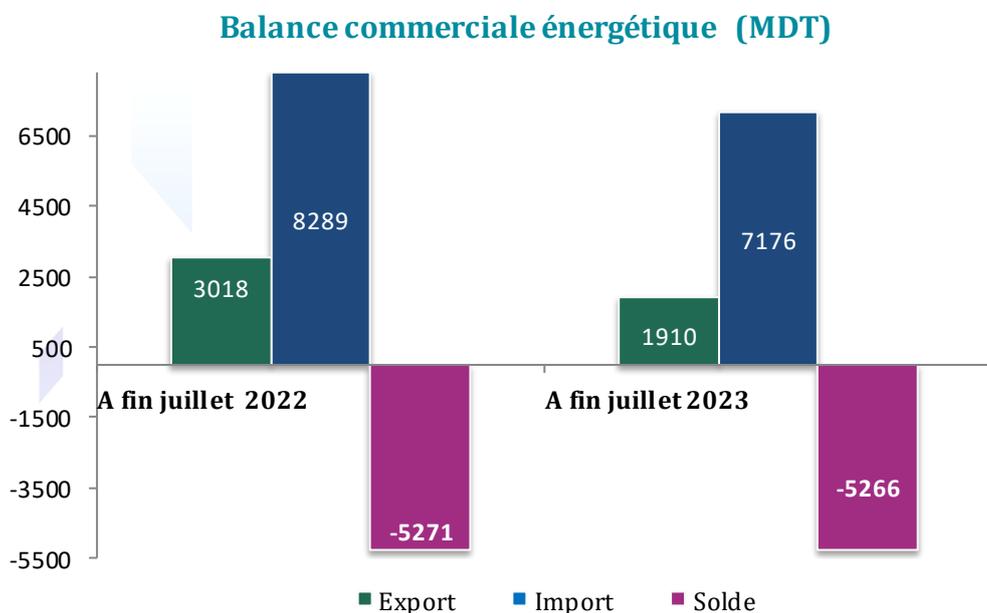
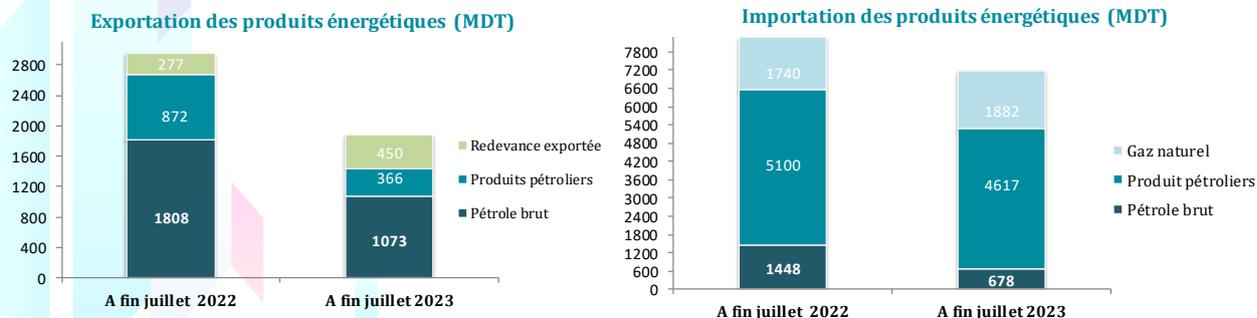
(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour les 7 mois de 2023

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

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **37%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **13%**. Le déficit de la balance

# Les échanges commerciaux

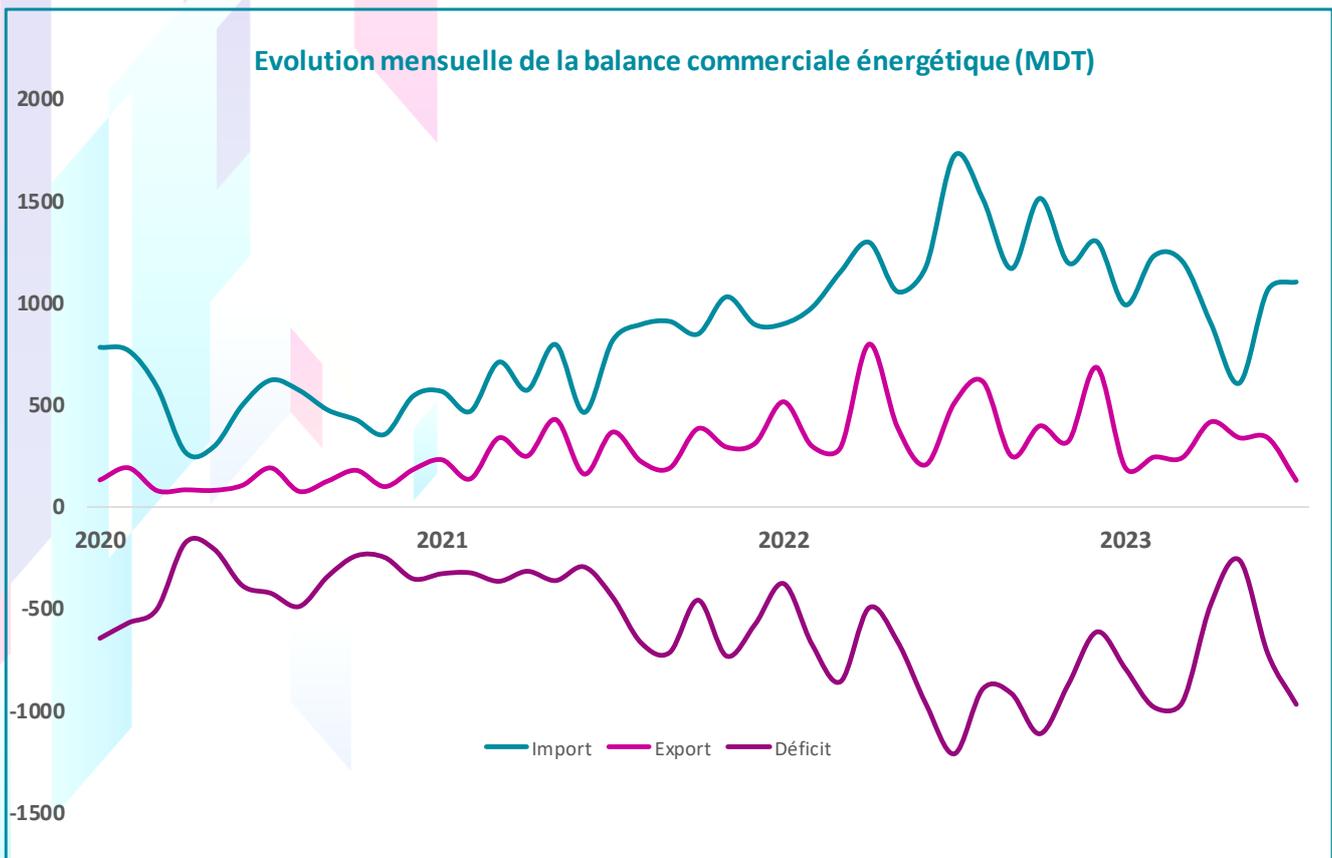
commerciale énergétique est passé de **5271 MDT** à fin juillet **2022** à **5266 MDT** à fin juillet **2023**, soit une quasi stabilité (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



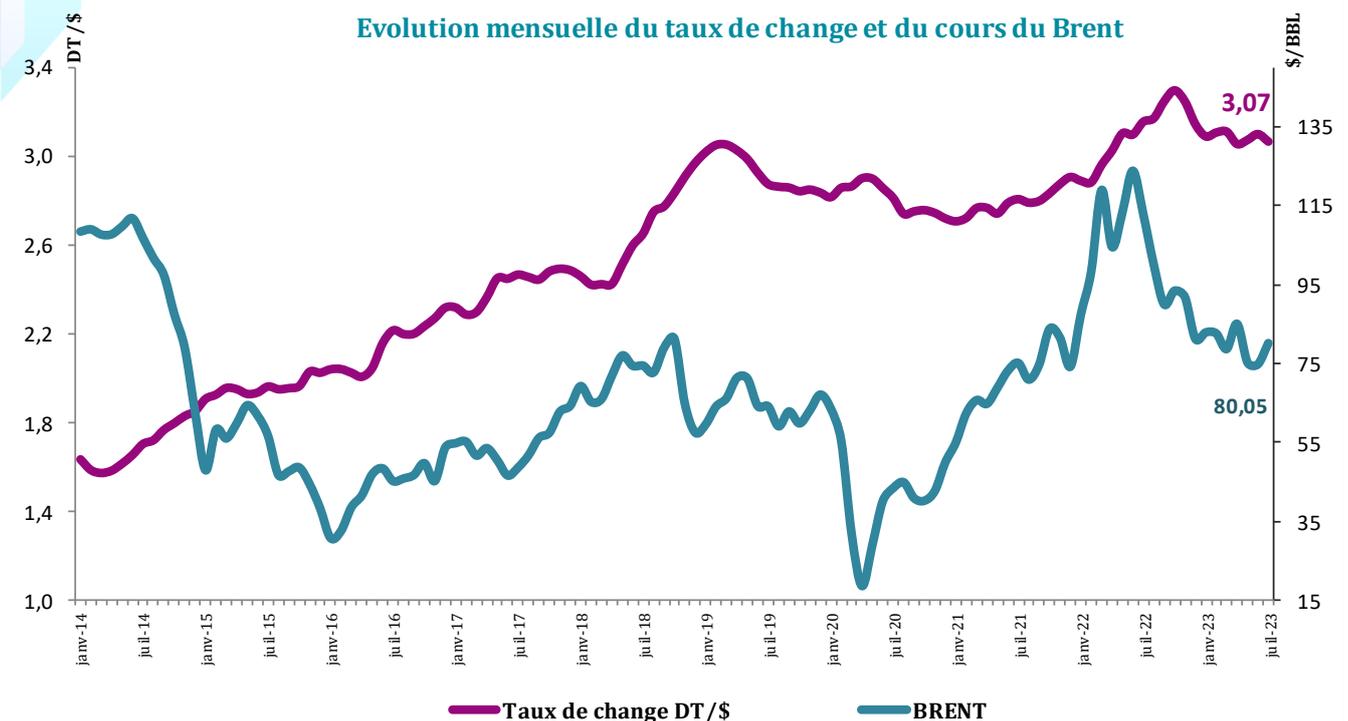
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé **(-)**, le cours du Brent s'est amélioré **(++)** à fin juillet **2023** par rapport à fin juillet **2022**.

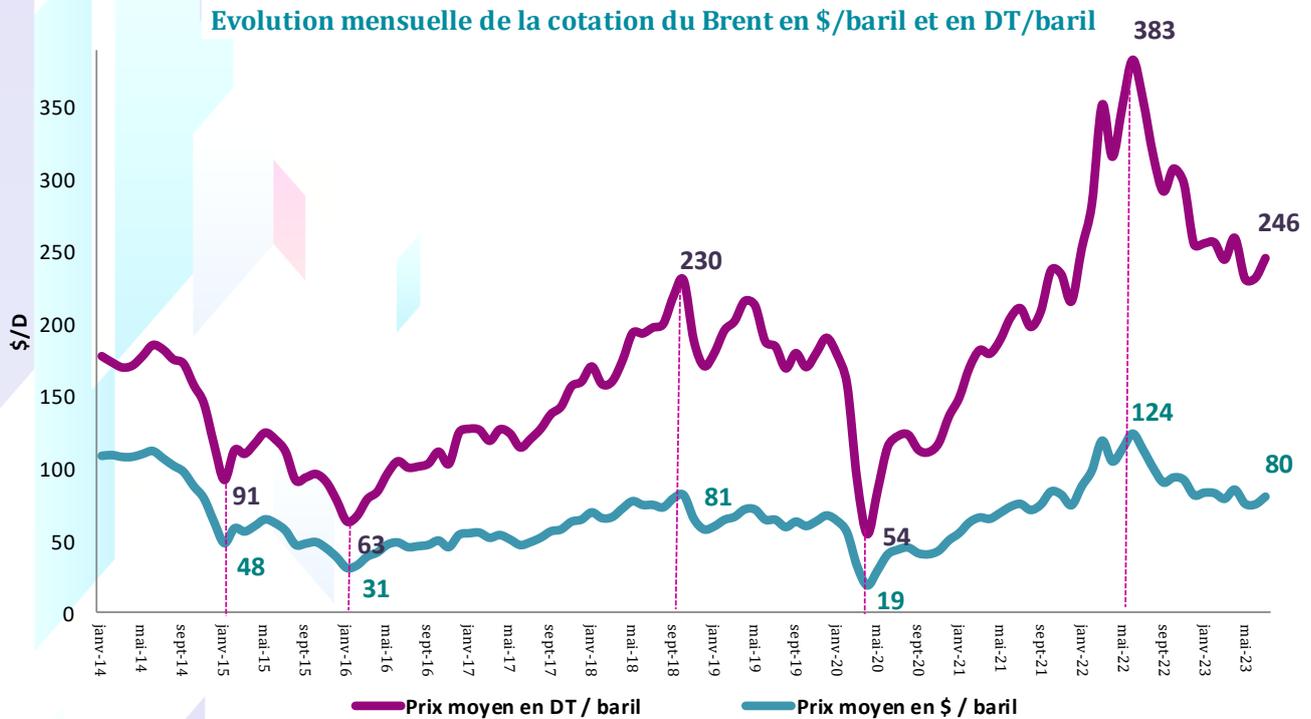
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du mois de juillet **2023**, les cours du Brent ont enregistré une diminution de plus de **33\$/bbl** par rapport au mois de juillet **2022** : **80\$/bbl** en juillet **2023** contre **113 \$/bbl** en juillet **2022** et **75\$/bbl** courant le mois de juin **2023**.

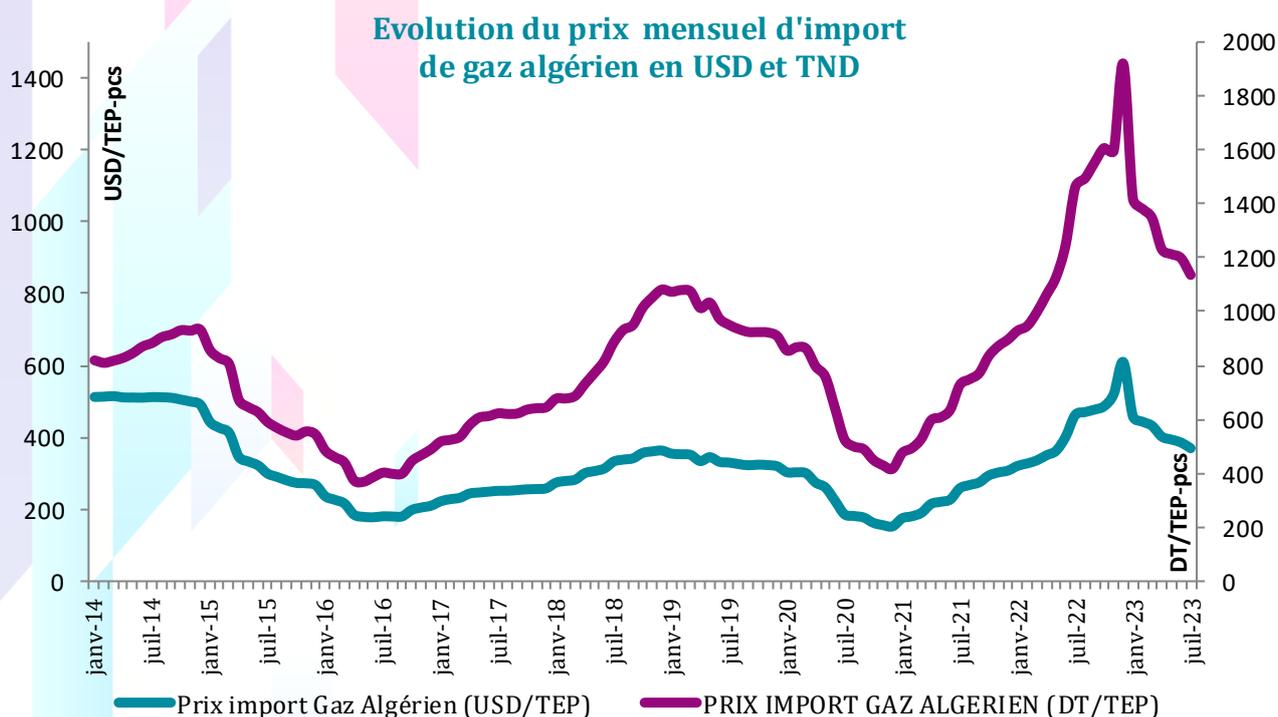


Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré, une dépréciation par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



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

- (++)** Entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023**, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de **26%** : **108.3\$/bbl** contre **79.8 \$/bbl**.
- (-)** Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **2%** entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023**, 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 **12%** en DT et de **10%** en \$ entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023**.



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 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**. A signaler qu'une nouvelle baisse a commencé à être observée à partir du mois de janvier **2023**.

**(+)** Les importations des produits pétroliers à fin juillet **2023** ont diminué par rapport à la même période de **2022** de **9%** en valeur.

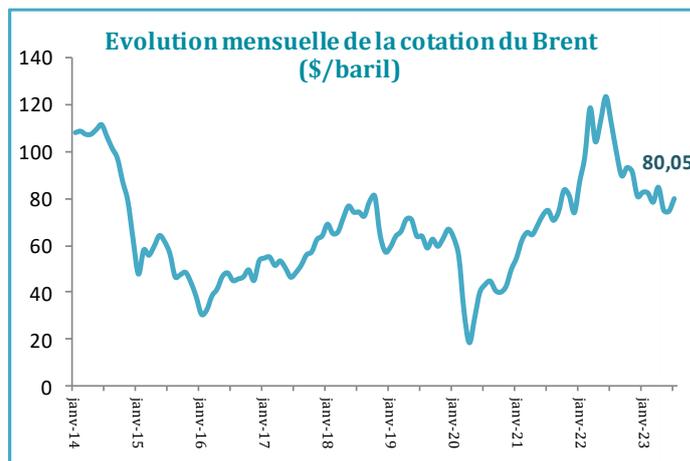
**(+)** baisse des achats du gaz algérien de **4%** en quantité.

**(--)** Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **46%** (baisse des jours de marche de l'unité de Topping au niveau de la STIR et du débit).

## 1. Brent

### Prix de baril de Brent (\$/baril)

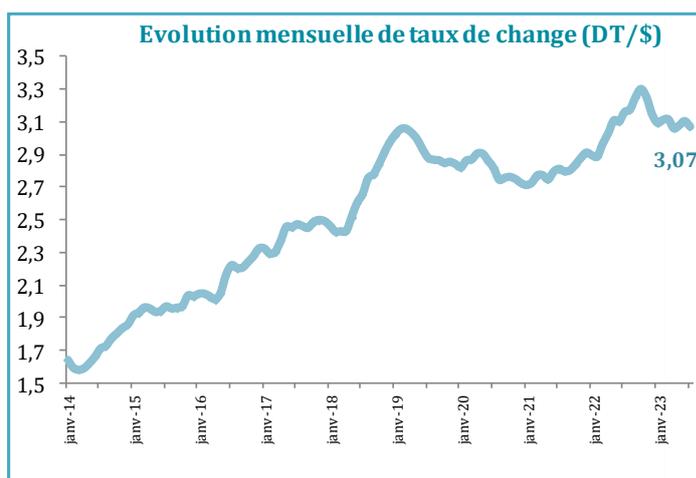
	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	87,2	82,8	-5%
Février	98,2	82,5	-16%
Mars	118,8	78,6	-34%
Avril	104,4	84,9	-19%
Mai	113,3	75,16	-34%
Juin	123,7	74,70	-40%
<b>Juillet</b>	<b>112,7</b>	<b>80,1</b>	<b>-29%</b>
Aout	100,0		
Septembre	89,9		
Octobre	93,3		
Novembre	91,7		
Décembre	81,1		
<b>Prix annuel moyen</b>	<b>101,2</b>		



## 2. Taux de change

### Taux de change (DT/\$)

	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	2,89	3,09	7%
Février	2,89	3,11	8%
Mars	2,96	3,11	5%
Avril	3,03	3,06	1%
Mai	3,11	3,08	-1%
Juin	3,10	3,10	0,1%
<b>Juillet</b>	<b>3,16</b>	<b>3,07</b>	<b>-0,03</b>
Aout	3,17		
Septembre	3,25		
Octobre	3,30		
Novembre	3,25		
Décembre	3,15		
<b>Taux annuel moyen</b>	<b>3,10</b>		



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

Pétrole Brut (1)	A fin juillet 2023	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	276	90
Prix d'exportation ETAP <sup>(2)</sup> (FOB)	224	72

(1) Prix moyen pondéré

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

## 4. Produits pétroliers

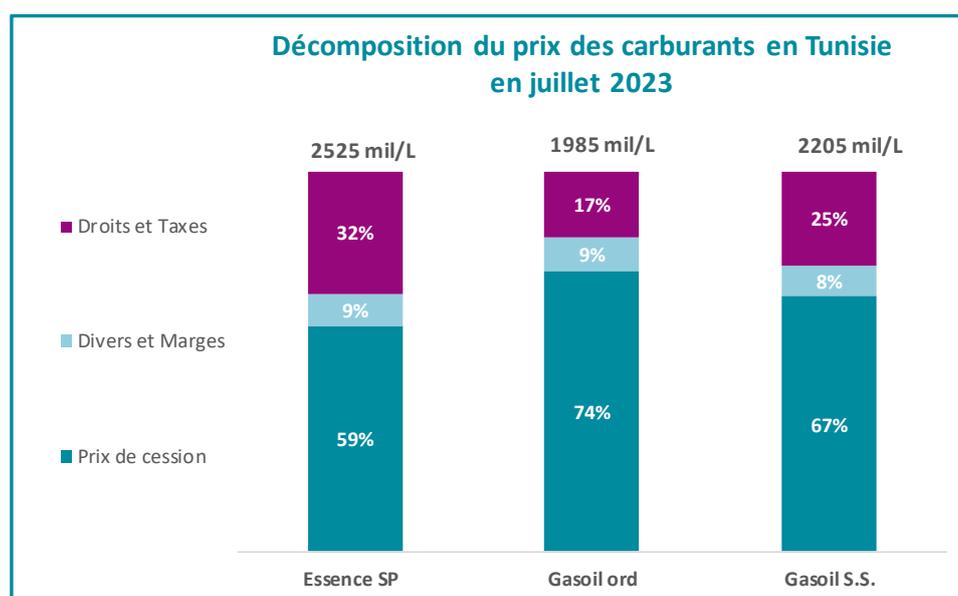
PRODUITS PETROLIERS	A fin juillet 2023					
	Unités	Prix import <sup>(1)</sup>	Pcession	Droits et Taxes <sup>(2)</sup>	Divers et marges <sup>(3)</sup>	Prix de vente <sup>(4)</sup>
Essence SSP	Millimes/litre	2058	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1990	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2023	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1434	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2080	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	27,05	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

(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



Les prix d'exportation et d'importation de pétrole brut et des produits pétroliers des tableaux 3 et 4 sont des moyennes pondérées par la quantité sur la période de l'exercice. Les quantités importées/exportées étant variables d'un mois à un autre selon les besoins du marché national ce qui peut impacter la moyenne.

## Gaz naturel

### GAZ NATUREL (DT/tep-pcs )

	Année 2021	Année 2022	A fin juillet <sup>(2)</sup>
<b>Prix d'importation Gaz Algérien</b>	697	1335	1270
	<b>Année 2021</b>	<b>Année 2022<sup>(2)</sup></b>	
<b>Prix de vente Global (hors taxe)</b>	609	643	
<b>Coût de revient moyen</b>	812,5	1413,2	
<b>Resultat unitaire <sup>(1)</sup></b>	-203,3	-770,3	

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

(2) provisoire

## 5. Electricité

### ELECTRICITE (millimes/kWh)

	Année 2021	Année 2022 <sup>(2)</sup>
<b>Prix de vente Global (hors taxe)</b>	245	273
<b>Coût de revient moyen</b>	308,1	440,9
<b>Résultat unitaire <sup>(1)</sup></b>	-63,3	-168,3

(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

Le calcul de la subvention unitaire des produits pétroliers peut se faire à titre indicatif en comparant le prix de cession au prix d'importation pour les produits pétroliers et le prix de vente par rapport au cout de revient pour l'électricité et le gaz

# Chapitre 2

## Hydrocarbures



# Production des hydrocarbures

## 1. Pétrole Brut & GPL champs

### PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS (provisoire)

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2022	A fin juillet		Var (%)
		2022	2023	
El borma	202	121	101	-16%
Ashtart	211	125	109	-13%
Hasdrubal	83	48	46	-4,1%
Adam	95	57	58	2%
M.L.D	71	46	31	-32%
El Hajeb/Guebiba	123	70	76	8%
Cherouq	59	38	29	-23%
Miskar	62	29	34	17%
Cercina	62	31	44	41%
Barka	28	16	22	41%
Franig/Bag/Tarfa	48	29	23	-20%
Ouedzar	50	29	20	-32%
Gherib	65	41	52	26%
Nawara	71	37	52	41%
Halk el Manzel	93	67	38	-44%
Autres	336	194	184	-5%
<b>TOTAL pétrole (kt)</b>	<b>1 656</b>	<b>977</b>	<b>919</b>	<b>-6%</b>
<b>TOTAL pétrole (ktep)</b>	<b>1 694</b>	<b>999</b>	<b>940</b>	<b>-6%</b>
<b>TOTAL pétrole et Condensat (kt)</b>	<b>1 657</b>	<b>977</b>	<b>927</b>	<b>-5%</b>
<b>TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)</b>	<b>1 695</b>	<b>999</b>	<b>949</b>	<b>-5%</b>
<b>GPL Primaire</b>				
<b>TOTAL GPL primaire (kt)</b>	100	57	84	48%
<b>TOTAL GPL primaire (Ktep)</b>	109	62	92	49%
<b>Pétrole + Condensat + GPL primaire</b>				
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)</b>	1 757	1 034	1 012	-2%
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)</b>	1 804	1 061	1 041	-2%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **919 kt** à fin juillet **2023** enregistrant ainsi une baisse de **6%** par rapport à fin juillet **2022**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs à savoir Halk el Manzel qui est entré en production en **2021** (-44%), El borma (-16%), Ashtart (-13%), M.L.D (-32%), Ouedzar (-32%), Cherouq (-23%) et Fanig/Bag/Tarfa (-20%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (+41%), Gherib (+26%), Cercina (+41%), Baraka (+41%), et El Hajeb/Guebiba (+8%).

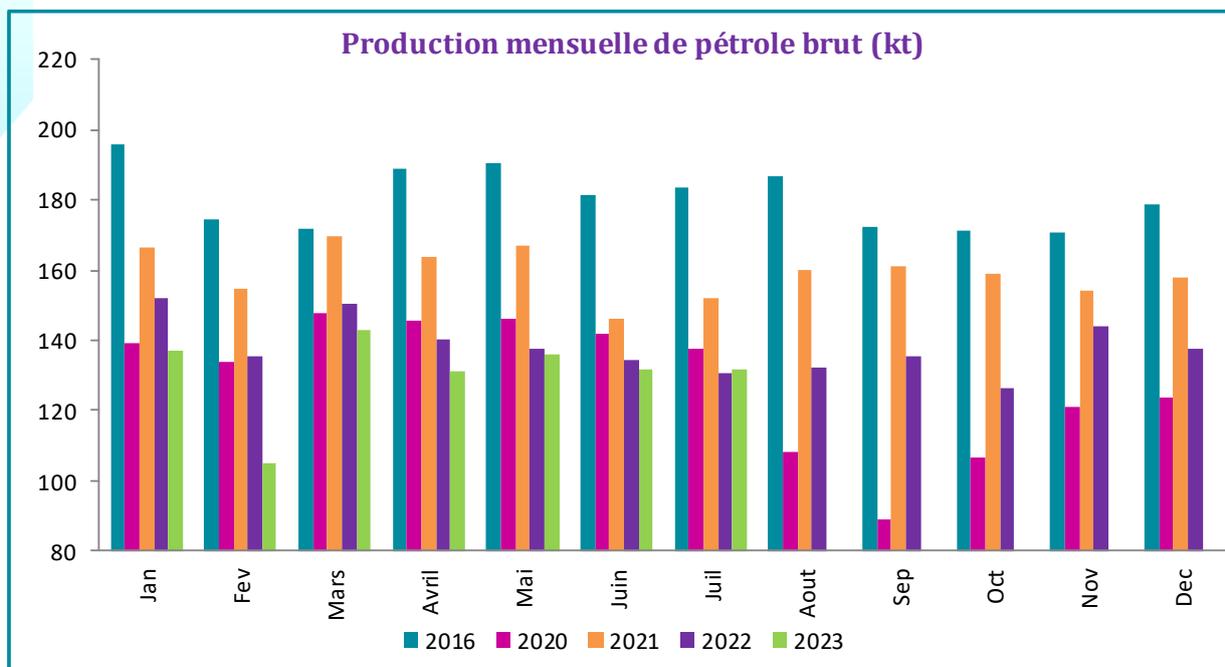
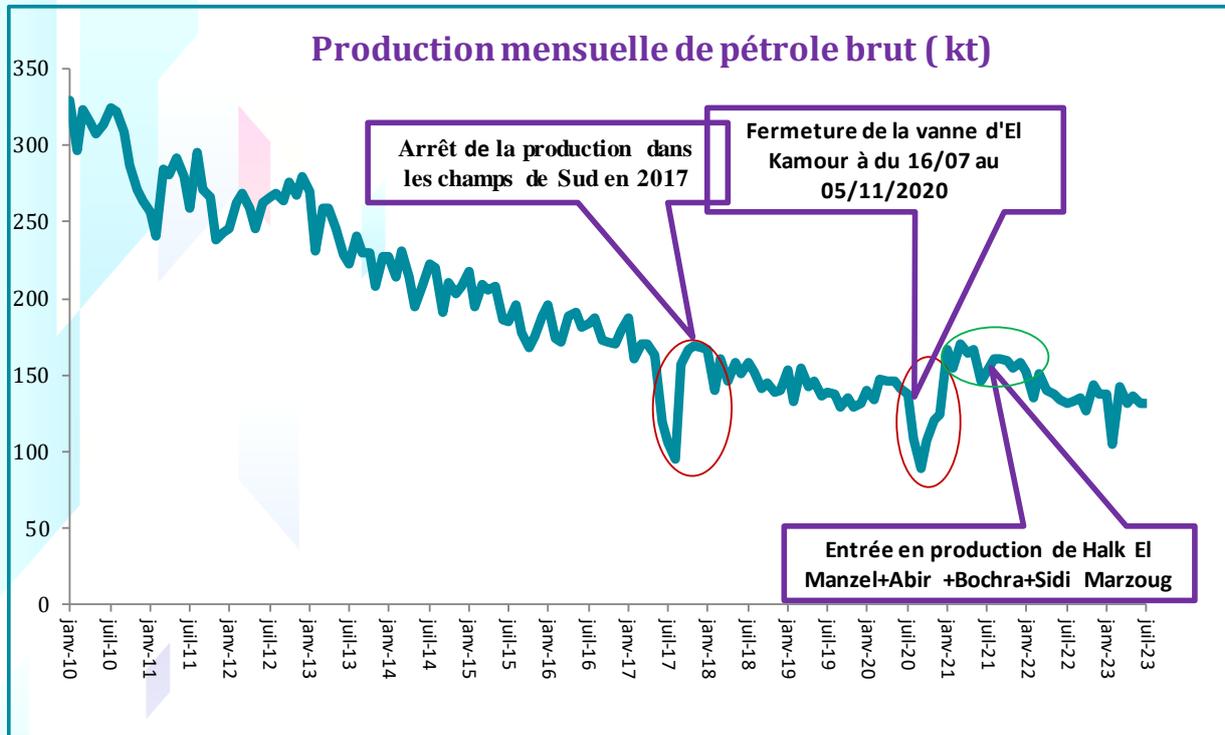
Il convient de noter :

- **Concession Djebel Grouz:** Reprise de la production le 19-07-2023 après l'arrêt de production depuis le 09-12-2022
- **Concession Oued Zar:** Reprise de la production le 16-04-2023.
- **Concession Beni Khalled:** Arrêt de production pour des opérations de maintenance depuis le 30-03-2023
- **Concessions Ghrib, Sidi Marzoug & Franig.B.T:** Reprise de la vente du GPL à partir du 10-03-2023
- **Concession Maamoura :** Reprise de la production depuis le 03-03-2023 après un arrêt de la production à partir du 25-02-2023
- **Concession Sidi MARZOUG :** Reprise de la production à partir du puits SMG-1 depuis le 25-01-2023.
- **Concession Bir Ben Tartar:** Arrêt des puits TT15 & TT21 pour des problèmes techniques depuis le 23-01-2023
- **Concession Sidi Behara:** Arrêt de production pour des problèmes techniques le 01-01-2023. Reprise de la production le 15-02-2023
- **Concession El Borma :** Arrêt du puits EB407 suite à des travaux de maintenance à la station STEG, depuis le 22-01-2023
- **Concession Rhemoura:** En attente de WO depuis le 01-01-2023
- **Concessions Ghrib :** Work over sur CAT-1 réussi, augmentation de la production du dit puits de 650 bbls/j à 1700 bbls/j
- **Concession Ashtart :** Reprise de la production le 18-02-2023 après un arrêt depuis le 09-02-2023 à cause des conditions météorologiques.
- **Concession Halk El Menzel :** Reprise de la production le 20-02-2023 après un arrêt depuis le 08-02-2023 à cause des conditions météorologiques. Fermeture des puits HELM5 à partir du 24-04-2023.

# Production des hydrocarbures

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **35.7** mille barils/j à fin juillet **2022** à **33.8** mille barils/j à fin juillet **2023**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2023**.



## Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin juillet				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>	<b>2 872</b>	<b>2 362</b>	<b>1 707</b>	<b>1 599</b>	<b>-6%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>1 815</b>	<b>1 652</b>	<b>1 114</b>	<b>997</b>	<b>-10%</b>	<b>-4%</b>
<i>Miskar</i>	450	822	276	245	-11%	-9%
<i>Gaz Com Sud <sup>(1) (3)</sup></i>	268	192	173	115	-33%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	129	136	78	68	-13%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	199	305	117	111	-5%	-7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	30	8	11	35	223%	12%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug <sup>(2)</sup></i>	208	188	126	117	-7%	-4%
<i>Nawara <sup>(4)</sup></i>	531	0	334	306	-8%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal) <sup>(6)</sup></b>	<b>1 057</b>	<b>710</b>	<b>593</b>	<b>602</b>	<b>2%</b>	<b>-1%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 362</b>	<b>478</b>	<b>1 382</b>	<b>1 333</b>	<b>-4%</b>	<b>8%</b>
<i>Unité:ktep-pcs</i>						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>	<b>3 191</b>	<b>2 624</b>	<b>1 897</b>	<b>1 777</b>	<b>-6%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>2017</b>	<b>1835</b>	<b>1238</b>	<b>1108</b>	<b>-10%</b>	<b>-4%</b>
<i>Miskar</i>	500	913	307	272	-11%	-9%
<i>Gaz Com Sud (1) (3)</i>	298	214	192	128	-33%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	144	151	87	75	-13%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	221	339	130	123	-5%	-7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	33	9	12	39	223%	12%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)</i>	231	209	140	130	-7%	-4%
<i>Nawara(4)</i>	590	0	371	341	-8%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal) (6)</b>	<b>1175</b>	<b>789</b>	<b>659</b>	<b>669</b>	<b>2%</b>	<b>-1%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 624</b>	<b>531</b>	<b>1 536</b>	<b>1 481</b>	<b>-4%</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

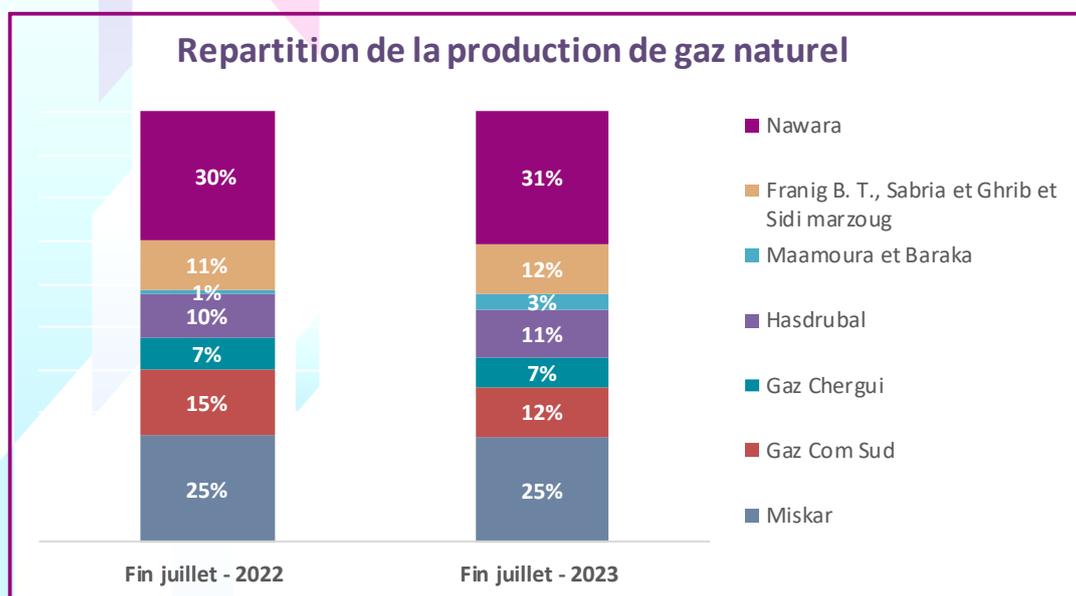
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 janvier 2023 d'une quantité de 4,4 million de Cm3 et qui est regularisé par deduction de la redevance reexportée à partir de février 2023/Enregistrement d'un 2ème dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien courant le mois de juillet 2023 d'une quantité de 46,8 million de Cm3, en cours de regularisation

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1599 ktep**, à fin juillet **2023**, enregistrant ainsi une baisse de **6%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **10%**, par contre, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une hausse de **2%** à fin juillet **2023** par rapport à fin juillet **2022** en se situant à **602 Ktep**.

Le graphique suivant présente la structure de la production annuelle du gaz à fin juillet **2022** et fin juillet **2023**.



Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **5%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **33%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **11%**.
- ✓ **Concession Maamoura** : Arrêt de la production du **25-02-2023** au **03-03-2023**.
- ✓ **Concessions Ghrib, Sidi Marzoug & FR, BG et TR**: Reprise de la vente du GPL depuis le **10-03-2023**.
- ✓ Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**602 ktep**) de **2%** à fin juillet **2023** par rapport à fin juillet **2022**.

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 (**69%**).

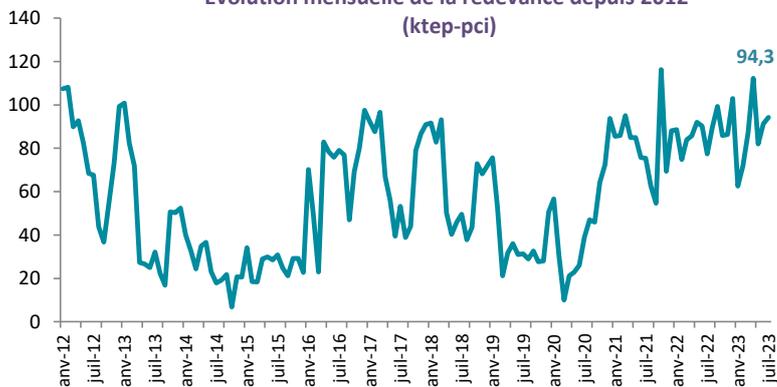
Durant le mois du janvier **2023**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré et qui est régularisé. Enregistrement d'un 2<sup>ème</sup> dépassement courant le mois du juillet 2023 d'une quantité de 46,8 millions de Cm<sup>3</sup>, en cours de régularisation

# Production des hydrocarbures

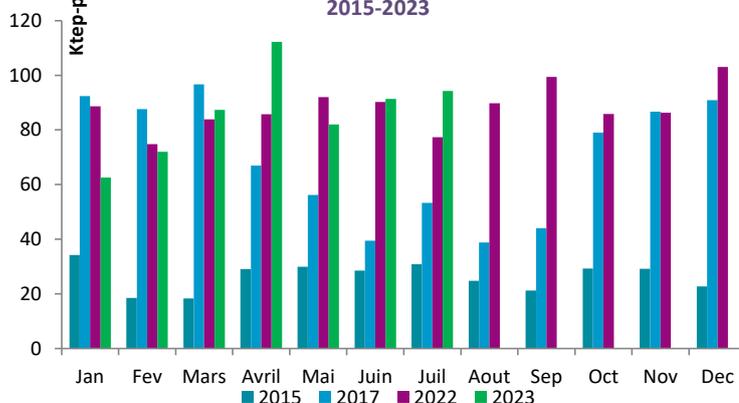
Répartition de la redevance totale



Evolution mensuelle de la redevance depuis 2012 (ktep-pci)

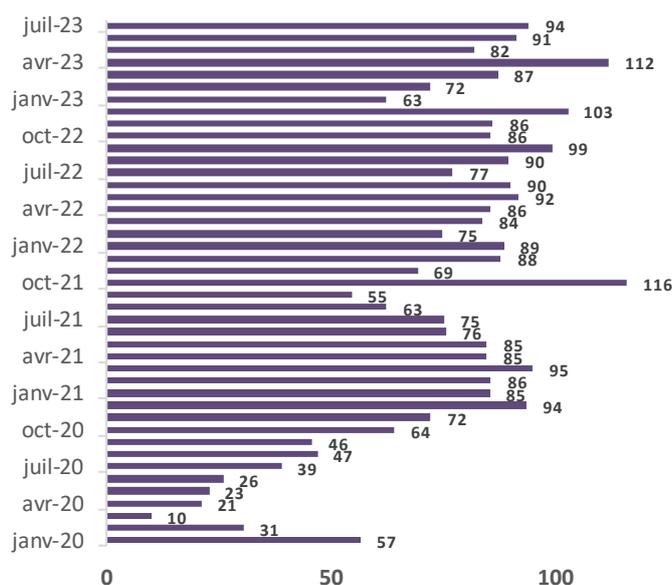


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2023



Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins une amélioration a été observée à partir du mois juillet **2020** et qui a continué durant les années **2021, 2022** et **2023**.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci) Année 2020-2023

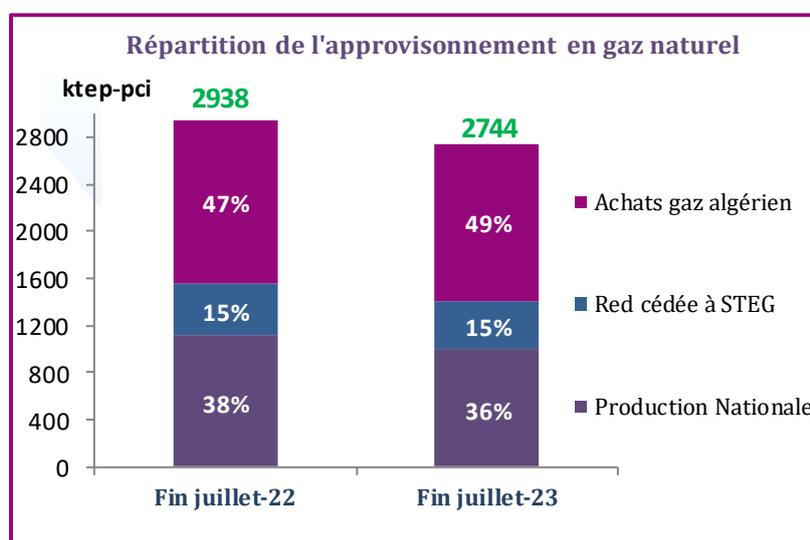


## Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont diminué de **4%**, entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023**, pour se situer à **1333 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **7%** entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023** pour se situer à **2744 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 de **38 %** à **36%**.
2. Quasi stabilité la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **15%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **47%** à **49%**.



## 2. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin juillet			Remarques
	2022 (a)	2023 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
<b>GPL</b>	25	14	-43%	
<b>Essence Sans Pb</b>	64	35	-46%	
<b>Petrole Lampant</b>	12	13	9%	
<b>Gasoil ordinaire</b>	354	183	-48%	
<b>Fuel oil BTS</b>	266	152	-43%	
<b>Virgin Naphta</b>	137	82	-41%	
<b>White Spirit</b>	4	4	-12%	
<b>Total production STIR</b>	<b>863</b>	<b>482</b>	<b>-44%</b>	
<b>Taux couverture STIR (1)</b>	<b>32%</b>	<b>19%</b>	<b>-42%</b>	(1) en tenant compte de la totalité de la production
<b>Taux couverture STIR (2)</b>	<b>17%</b>	<b>10%</b>	<b>-44%</b>	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
<b>Jours de fonctionnement du Topping</b>	<b>207</b>	<b>126</b>	<b>-39%</b>	Arrêt technique de 26/01 au 05/02/2023 et de du 05/05 au 18/07/2023.
<b>Jours de fonctionnement du Platforming</b>	<b>178</b>	<b>100</b>	<b>-44%</b>	Arrêt technique de 25/01 au 09/02/2023 et du 27/04 au 31/07/2023.

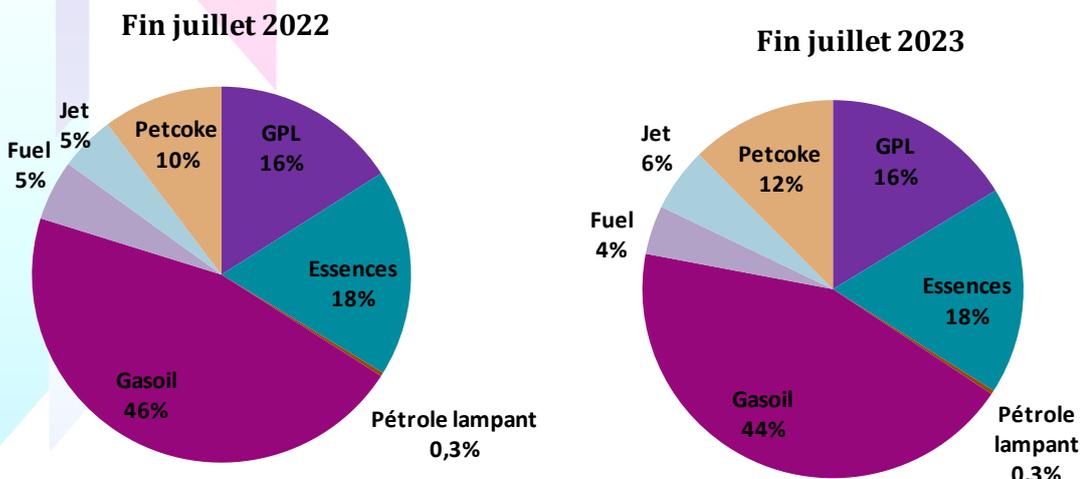
## 1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
						Unité : ktep
	Réalisation en 2022	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
<b>GPL</b>	690	307	421	418	-1%	2%
<b>Essences</b>	816	310	471	457	-3%	3%
<i>Essence Super</i>	0	1	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	802	309	462	451	-2%	3%
<i>Essence premium</i>	15	0	9	6	-39%	-
<b>Pétrole lampant</b>	14	32	8,4	8	1%	-10%
<b>Gasoil</b>	2 084	1012	1210	1122	-7%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 623	920	933	880	-6%	-0,3%
<i>Gasoil SS</i>	454	93	272	239	-12%	8%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	4	3	-22%	-
<b>Fuel</b>	229	171	137	107	-22%	-4%
<i>STEG &amp; STIR</i>	27	0	15	12	-22%	-
<i>Hors (STEG &amp; STIR)</i>	202	171	122	96	-22%	-4%
<b>Fuel gaz(STIR)</b>	19	0	12	5,3	-57%	-
<b>Jet</b>	223	131	125	139	12%	0,5%
<b>Coke de pétrole</b>	495	176	271	319	18%	5%
<b>Total</b>	<b>4571</b>	<b>2140</b>	<b>2655</b>	<b>2577</b>	<b>-3%</b>	<b>1%</b>
<b>Cons finale (Hors STEG&amp; STIR)</b>	<b>4524</b>	<b>2140</b>	<b>2628</b>	<b>2560</b>	<b>-3%</b>	<b>1%</b>

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023**, une baisse de **3%** pour se situer à **2577** ktep. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du GPL de **1%**, du fuel de **22%**, des essences de **3%** et du gasoil de **7%**. Par contre la demande du jet d'aviation a enregistré une hausse de **12%** et celle de petcoke de **18%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023** à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **5%** à fin juillet **2022** à **4%** à fin juillet **2023**, le gasoil dont sa part est passée de **46%** à **44%** durant la même période et le petcoke dont sa part est passée de **10%** à **12%**.

## Structure de la consommation des produits pétroliers

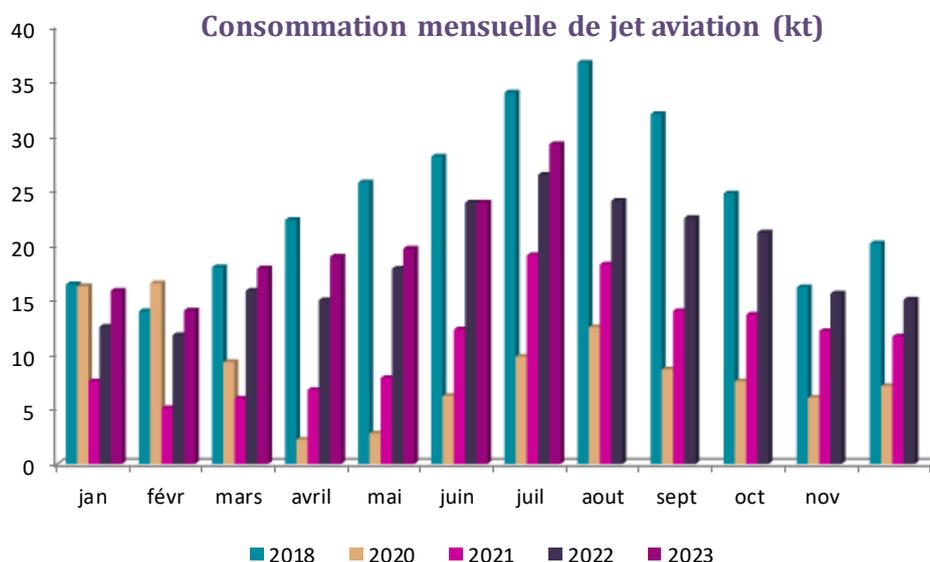


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023**, une diminution de **6%**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a diminué de **1%** entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023**.

La consommation de coke de pétrole a augmenté de **18%** entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023** (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 **12%** à fin juillet **2023** 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.

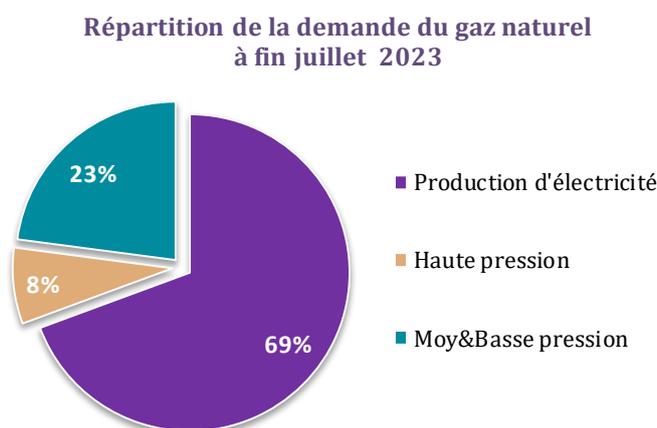


## Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)		
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 886	2 508	2 933	2 739	-7%	1%
Production d'électricité	3 441	1 811	2 009	1 899	-5%	0,4%
Hors prod élec	1 445	698	924	840	-9%	1%
Haute pression	409	220	269	213	-21%	-0,3%
Moy&Basse pression	1 035	478	655	627	-4%	2%
<i>Unité:ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 429	2 787	3 258	3 044	-7%	1%
Production d'électricité	3 824	2 012	2 232	2 110	-5%	0,4%
Hors prod élec	1 605	775	1 026	933	-9%	1%
Haute pression	455	244	299	236	-21%	-0,3%
Moy&Basse pression	1 150	531	728	697	-4%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **7%** entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023** pour se situer à **2739 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **5%**, celle pour la consommation finale a diminué de **9%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**69%** de la demande totale à fin juillet **2023**), 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 diminution de **9%** pour se situer à **840 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une diminution de **4%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **21%**.

# Consommation d'hydrocarbures

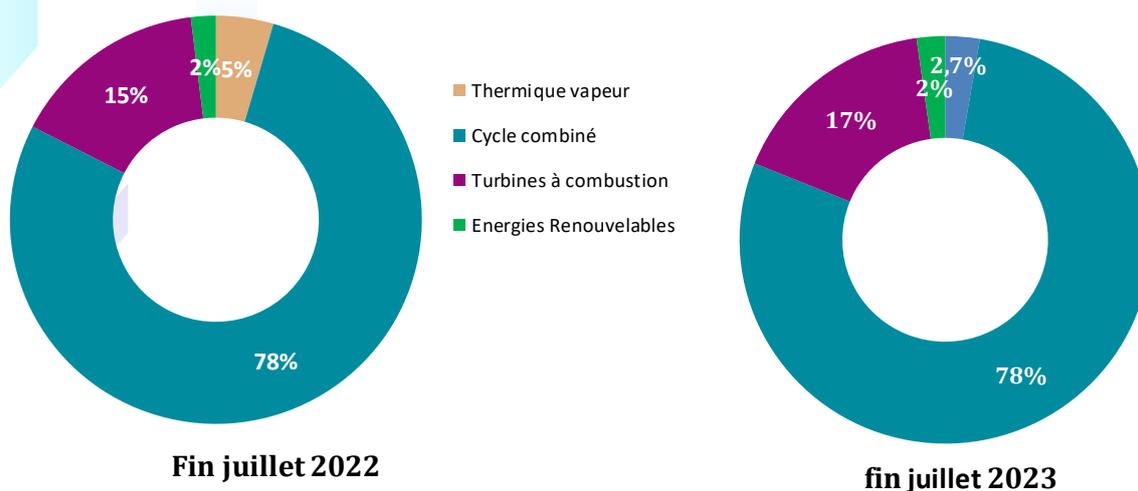
Il convient de noter que la centrale IPP-Rades a intégré le parc de la STEG à partir du mois de juin **2022**, elle est actuellement en arrêt de production.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **2%** entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023** pour se situer à **198 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **3%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **5%**.

Nous avons noté une quasi stabilité de la part des cycles combinés dans la production électrique de **78%**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



## 3. Exploration et développement

	Réalisé 2022	Juillet		A fin juillet	
		2022	2023	2022	2023
Nb de permis octroyés	2	2	0	2	1
Nb permis abandonnés	5	0	1	0	1
Nb total des permis	16	21	16	21	16
Nb de forages explo.	0	0	2	0	4
Nb forages développ.	1	0	0	1	0
Nb de découvertes	0	0	0	0	1

### Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin juillet **2023**, est de **17** dont **14** 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 d'un **(1) nouveau permis de recherche** en janvier **2023** : « **Bouhrara** », publication au JORT n° **6** du **17 janvier 2023**.
- Fin de validité du permis de recherche « **Borj el Khadra** » le **11 juillet 2023**.

### Exploration

#### Acquisition sismique à fin juillet 2023

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin juillet **2023**.

## Forage d'exploration à fin juillet 2023

- Forage de quatre (4) nouveaux puits d'exploration à fin juillet 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Araifa-2	Araifa	18/01/2023	Profondeur finale : 2660 m. Forage achevé.
02	Sabeh-1	Borj El Khadra	27/01/2023	Profondeur finale : 4650 m. Forage achevé. <b>Notification d'une découverte</b>
03	Wissal-1	Borj El Khadra	02/07/2023	Profondeur actuelle : 1750 m. Forage en cours.
04	Larmina-1	Jebil	03/07/2023	Profondeur actuelle : 2129 m. Forage achevé.

## Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement à fin juillet 2023 (Préparatifs en cours pour le forage du puits Nawara-2 dans la concession d'exploitation "Nawara")

# Chapitre 3

## Electricité et Energies Renouvelables



## 1. Electricité

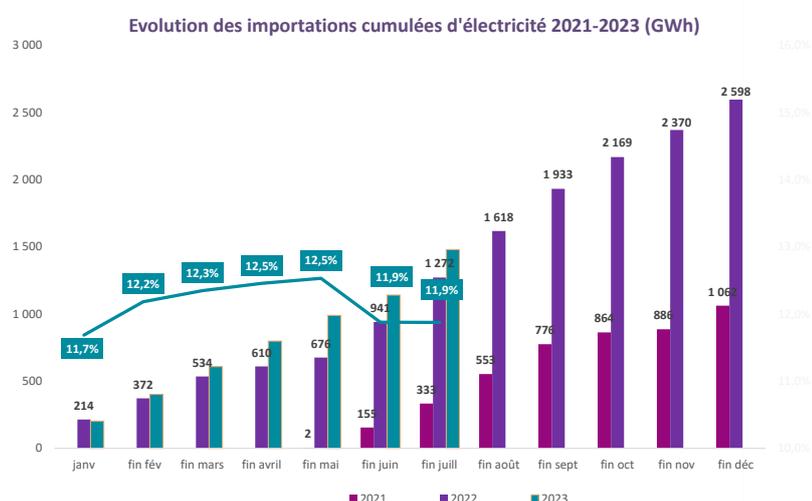
PRODUCTION D'ELECTRICITE						
<i>Unité : GWh</i>						
	Réalisé 2022	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
<b>STEG</b>	<b>18647</b>	<b>6 501</b>	<b>10 558</b>	<b>10859</b>	2,9%	4%
FUEL + GASOIL	0,2	3	0,160	0,06	-63%	-26%
GAZ NATUREL	18280	6379	10338	10637	2,9%	4%
HYDRAULIQUE	15	35	10,0	3,7	-63%	-16%
EOLIENNE	322	84	192	197	3%	7%
SOLAIRE <sup>(1)</sup>	31	0	18	21	20%	-
<b>IPP (GAZ NATUREL)</b>	<b>706</b>	<b>1951</b>	<b>706</b>	<b>0</b>	<b>-100%</b>	<b>-100%</b>
<b>IPP Solaire<sup>(3)</sup></b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>21,0</b>	-	-
<b>ACHAT TIERS</b>	<b>163</b>	<b>45</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0%</b>	<b>6%</b>
<b>PRODUCTION NATIONALE</b>	<b>19516</b>	<b>8 497</b>	<b>11 363</b>	<b>10 980</b>	<b>-3%</b>	<b>2%</b>
<b>Echanges</b>	<b>-25</b>	<b>19</b>	<b>-22</b>	<b>1</b>	<b>-105%</b>	<b>-20%</b>
<b>Achat Sonelgaz (Algérie) &amp; Gecol (Libye)</b>	<b>2598</b>	<b>0</b>	<b>1272</b>	<b>1480</b>	<b>16%</b>	<b>-</b>
<b>Achat Gecol (Libye)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Disponible pour marché local<sup>(2)</sup></b>	<b>22089</b>	<b>8515</b>	<b>12613</b>	<b>12467</b>	<b>-1%</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, Gecol

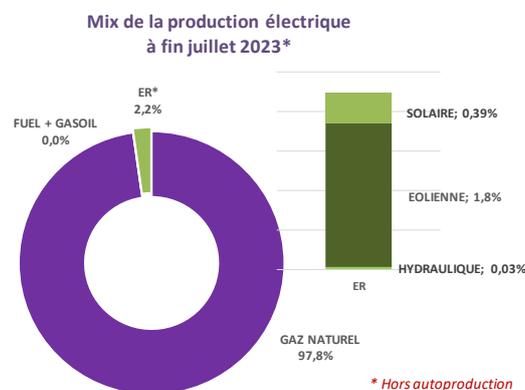
(3) Provisoire

La production totale d'électricité a enregistré, à fin juillet **2023**, une diminution de **3%** pour se situer à **10980 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **11363 GWh** à fin juillet **2022**. La production destinée au marché local a enregistré une diminution de **1%**. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie et de la Libye** ont couvert de **12%** des besoins du marché local à fin juillet **2023**.



*A partir du janvier 2023, la production des stations solaires dans le régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».*

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **99%** de la production nationale à fin juillet **2023**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **4%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.2%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin juillet **2023**. Par ailleurs, **185 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **304** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **79MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

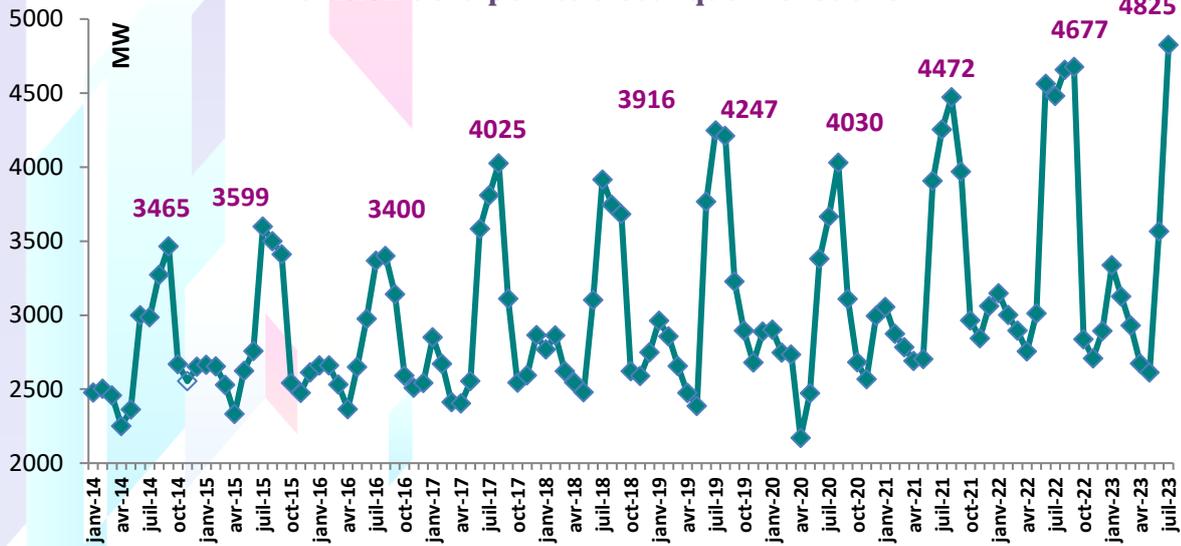


*Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée uniquement. L'autoproduction PV n'est pas comptabilisée. A titre indicatif, en 2022, les ER ont représenté 2.8% du mix électrique global alors qu'ils n'ont pas dépassé 1.9% dans la production centralisée.*

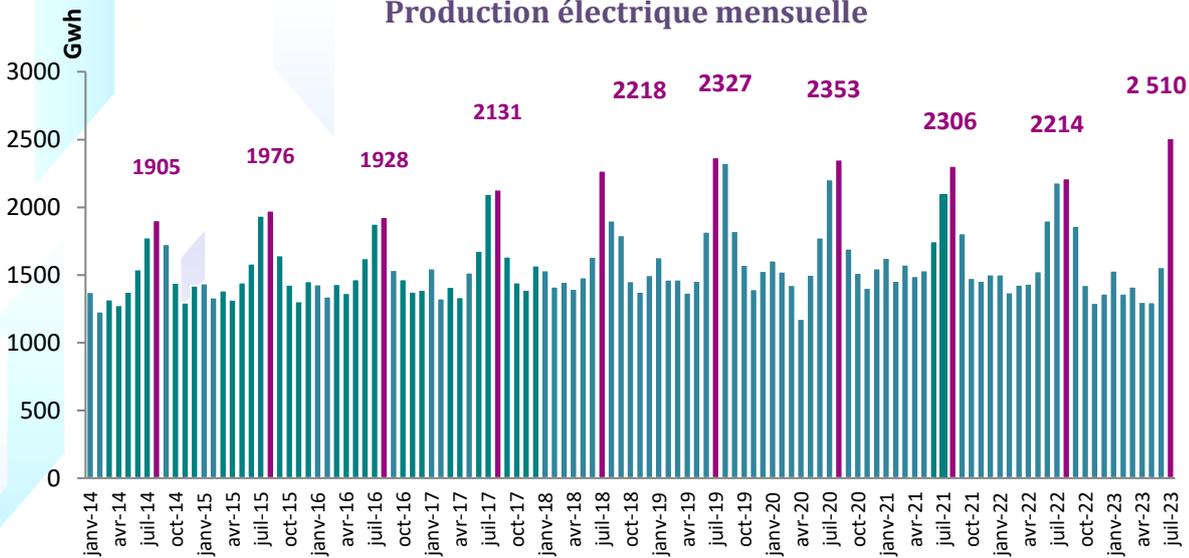
La pointe a enregistré une hausse de **6%** pour se situer à **4825 MW** à fin juillet **2023** (Un nouveau record de pointe électrique national a été enregistré jeudi le **20 juillet 2023** à **12H48 min**) contre **4563 MW** à fin juillet **2022**.

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**.

## Evolution de la pointe électrique mensuelle



## Production électrique mensuelle



## VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2022	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
Haute tension	1286	751	742	707	-5%	-0,5%
Moyenne tension	7143	3471	4010	3982	-1%	1%
Basse tension	8870	3126	4607	4603	0%	3%
<b>TOTAL VENTES **</b>	<b>17299</b>	<b>7 348</b>	<b>9 360</b>	<b>9 293</b>	<b>-1%</b>	<b>2%</b>

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une baisse de **1%** entre fin juillet **2022** et fin juillet **2023**.

Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **5%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré aussi une baisse de **1%**.

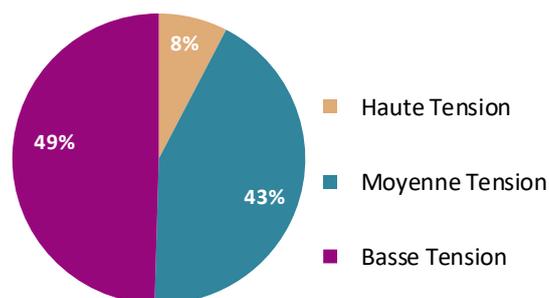
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **60%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juillet **2023**.

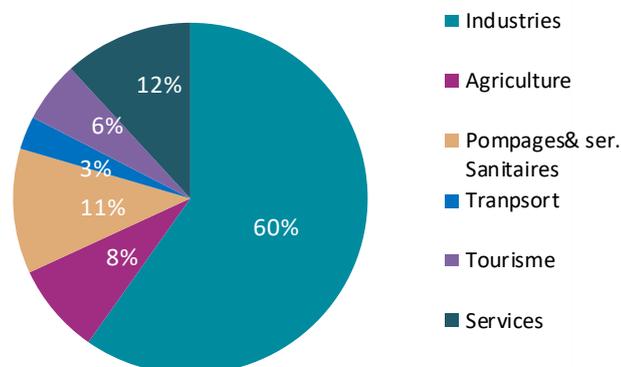
La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-16%**), des industries extractives (**-11%**) et des IMCCV (**-9%**).

Contre une hausse des ventes du secteur de pompage ( eau et services sanitaires ) (**+11%**) et le secteur de tourisme (**+9%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin juillet 2023



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin juillet 2023



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin juillet 2023 :

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 le quatrième trimestre de 2023 et septembre <b>2025</b> .
		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
	AUTORISATION	1 <sup>er</sup> appel à projets (Avril 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 4 projets :</p> <p>Projet Enfidha : 1MW depuis 2020.</p> <p>Projet SidiBouzid : 1MW en avril 2023.</p> <p>Projet meknassi : 10 MW en avril 2023.</p> <p>Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022.</p>

# Electricité et Energies Renouvelables

		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 3 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>Un projet de 1 MW à Skhira en production (arrêté du 01 août 2023).</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	185 MW	
	MT/HT	304 autorisations octroyées pour une puissance totale de 79MW	
STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	<p>Démarrage des tests de production le 3/08/19</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>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 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 75 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