

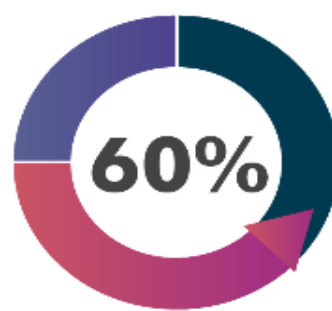
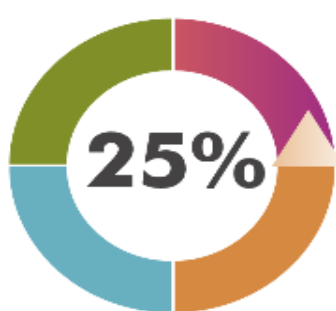
REPUBLIQUE TUNISIENNE  
Ministère de l'Industrie, des Mines  
et de l'Energie

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





# Conjoncture Energétique

Décembre 2023

*(Version provisoire)*



# Sommaire

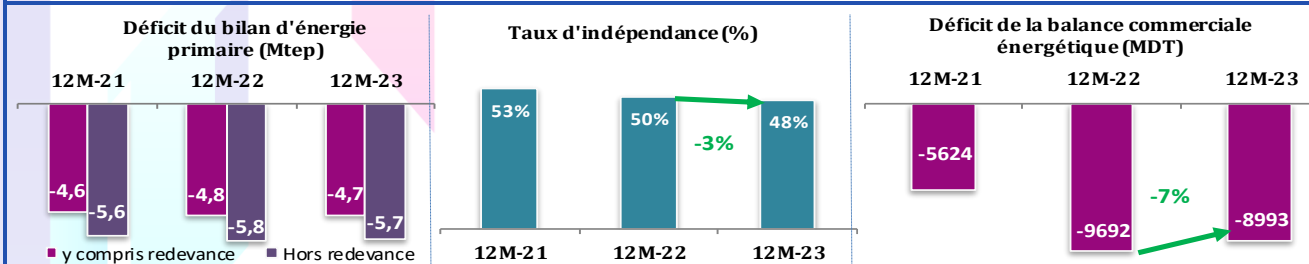
- 
- 
- Bilan et Economie d'Énergie**
- 1- Bilan d'énergie primaire
  - 2- Echanges commerciaux
  - 3- Prix de l'énergie
- 
- Hydrocarbures**
- 1- Production d'hydrocarbures
  - 2- Consommation d'hydrocarbures
  - 3- Exploration et Développement
- 
- Electricité et Energies renouvelables**
- 1- Electricité
  - 2- Energies Renouvelables

*Date de la publication : 12 février 2024*

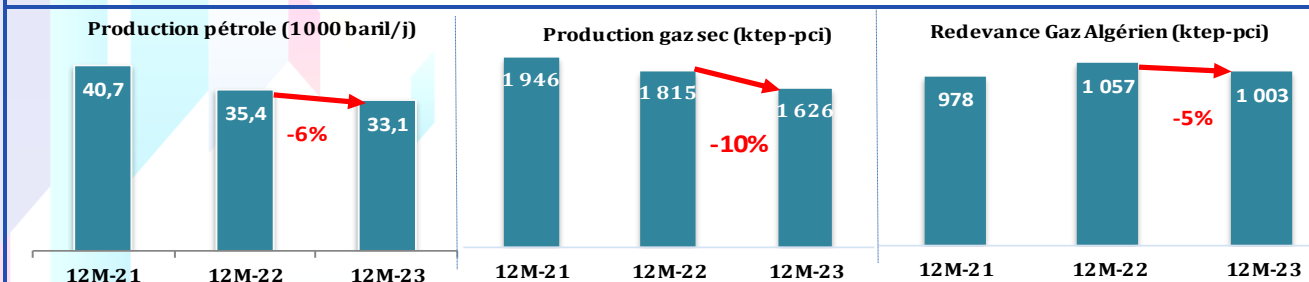


# Faits marquants de l'année 2023

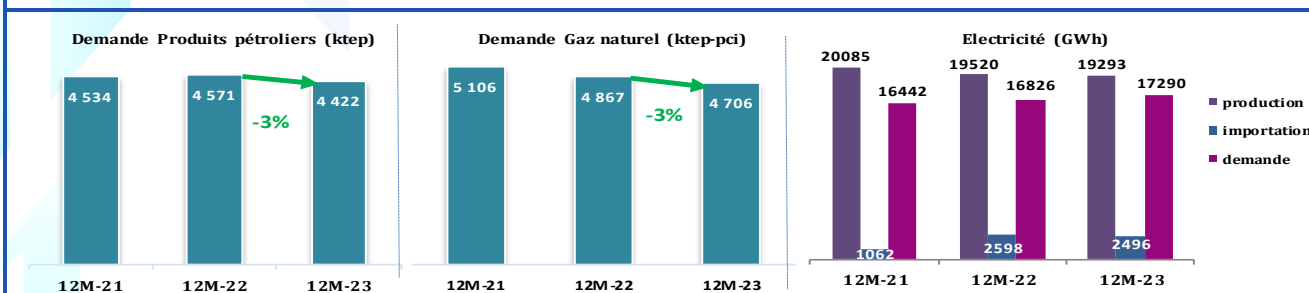
## Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



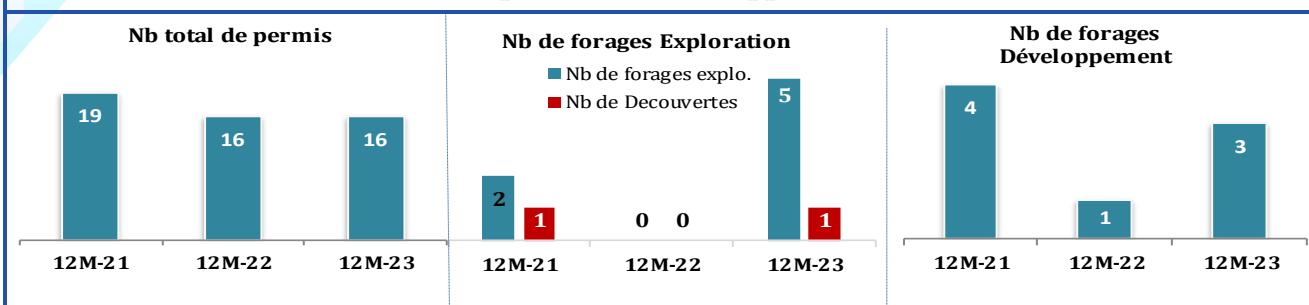
## Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



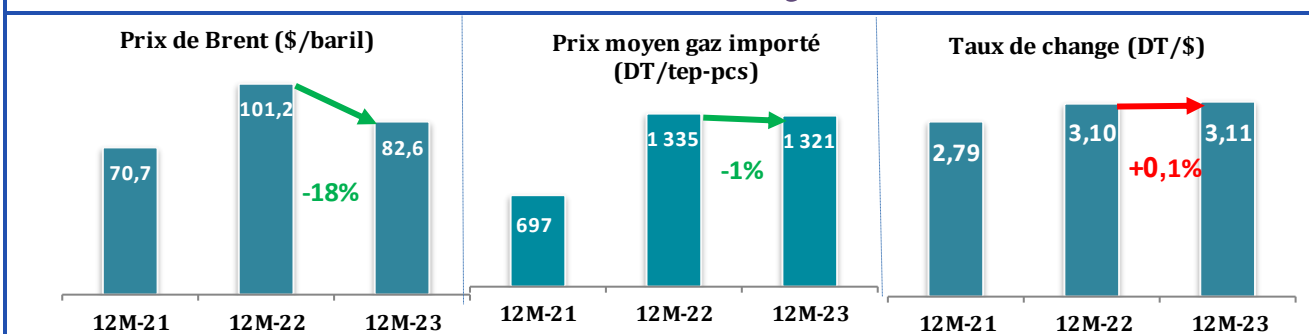
## Demande des hydrocarbures et d'électricité



## 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 décembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
<b>RESSOURCES</b>	<b>4708</b>	<b>7898</b>	<b>4708</b>	<b>4442</b>	<b>-6%</b>	<b>-4%</b>
Pétrole <sup>(1)(*)</sup>	1695	3789	1695	1618	-5%	-6%
GPL primaire <sup>(2)(*)</sup>	109	189,5	109	158	45%	-1%
Gaz naturel	2872	3903	2872	2629	-8%	-3%
<i>Production</i>	1815	2728	1815	1626	-10%	-4%
<i>Redevance</i>	1057	1175	1057	1003	-5%	-1%
Elec primaire	32	16	32	36	14%	6%
<b>DEMANDE</b>	<b>9469</b>	<b>8342</b>	<b>9469</b>	<b>9164</b>	<b>-3%</b>	<b>1%</b>
Produits pétroliers	4571	3956	4571	4421	-3%	1%
Gaz naturel	4867	4369	4867	4706	-3%	1%
Elec primaire	32	16	32	36	14%	6%

## SOLDE

**Avec comptabilisation de la redevance<sup>1</sup>**    -4761            -444            -4761            -4722

**Sans comptabilisation de la redevance**    -5818            -1619            -5818            -5725

*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-*

*(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*

*(\*) Données estimées pour le mois de décembre 2023*

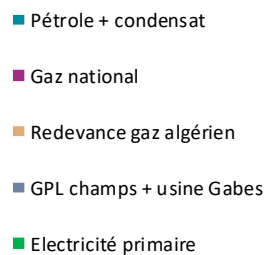
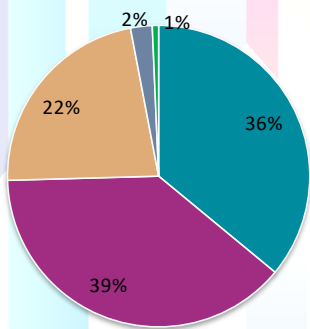
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **4.4 Mtep** en **2023**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à l'année précédente de **6%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

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.

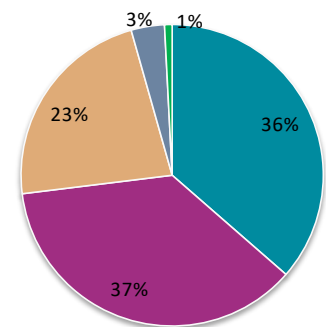
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et hors autoproduction) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **5%** en **2023** par rapport à **2022**.

Répartition des ressources en énergie primaire  
2022



Répartition des ressources en énergie primaire  
2023

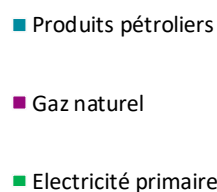
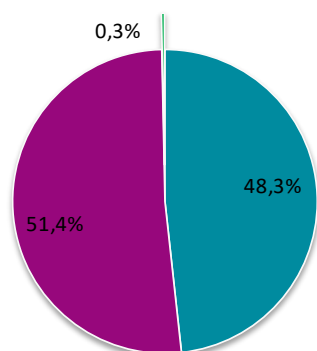


La demande d'énergie primaire a diminué entre **2022** et **2023** de **3%**: la demande du gaz naturel a diminué de **3%** ainsi que celle des produits pétroliers .

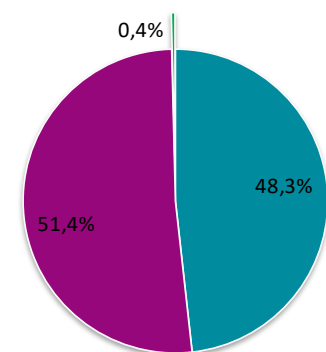
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **3%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire n'a pas enregistré de changement. En effet, la part des produits pétroliers a enregistré une quasi-stabilité à **48 %** entre **2022** et **2023**. De même, la part du gaz naturel a enregistré une quasi-stabilité à **51 %** durant la même période.

Répartition de la demande en énergie primaire  
2022



Répartition de la demande en énergie primaire  
2023



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en **2023, un déficit de 4.7 Mtep** enregistrant ainsi une légère diminution de **1%** par rapport à **2022**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **48%** en **2023** contre **50%** en **2022**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **38%** en **2023** contre **39%** l'année précédente.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a diminué de **1%** durant **2023** par rapport à **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 décembre			A fin décembre			A fin décembre		
	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)
<b>EXPORTATIONS<sup>(7)</sup></b>				<b>2269</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5290</b>	<b>4083</b>	<b>-23%</b>
<b>PETROLE BRUT<sup>(1)</sup></b>	1208		-	1231		-	2778	2458	-12%
ETAP	753	756	0%	765	773	1%	1574	1423	-10%
PARTENAIRES <sup>(8)</sup>	455		-100%	466		-	1204	1035	-14%
<b>GPL Champs</b>	45,6	23,0	-50%	50,4	25,4	-50%	94,1	36,1	-62%
ETAP	27,6	23,0	-17%	30,5	25,4	-17%	56,5	36,1	-36%
PARTENAIRES <sup>(8)</sup>	18		-	20		-	38		-
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	649	491	-24%	653	496	-24%	1413	913	-35%
Fuel oil (BTS)	419	283	-32%	410	277	-32%	910	509	-44%
Virgin naphta	230	207	-10%	243	218	-10%	502	404	-20%
<b>REDEVANCE GAZ EXPORTE</b>				334	308	-8%	1005	676	-33%
<b>IMPORTATIONS</b>				<b>7746</b>	<b>7816</b>	<b>0,9%</b>	<b>14982</b>	<b>13076</b>	<b>-13%</b>
<b>PETROLE BRUT<sup>(3)</sup></b>	934	775	-17%	959	796	-17%	2408	1713	-29%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	3409	3650	7%	3368	3622	8%	9070	7846	-13%
GPL	527	508	-4%	583	562	-4%	1355	1024	-24%
Gasoil ordinaire	867	1011	17%	890	1039	17%	2991	2495	-17%
Gasoil S.S. <sup>(6)</sup>	338	434	28%	347	446	28%	1143	1103	-3%
Jet	221	247	12%	229	256	12%	789	738	-7%
Essence Sans Pb	611	658	8%	638	688	8%	2035	1819	-11%
Fuel oil (HTS)	170	135	-21%	166	132	-21%	271	204	-25%
Coke de pétrole <sup>(4)</sup>	675	657	-3%	514	500	-3%	486	464	-4%
<b>GAZ NATUREL</b>				3419	3398	-1%	3504	3517	0,4%
Redevance totale <sup>(2)</sup>				1057	1003	-5%	0	0	-
Achat <sup>(5)</sup>				2362	2395	1%	3504	3517	0,4%

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

(2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retournée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle / **Enregistrement d'un déassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien courant le mois de juillet 2023 d'une quantité**

(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

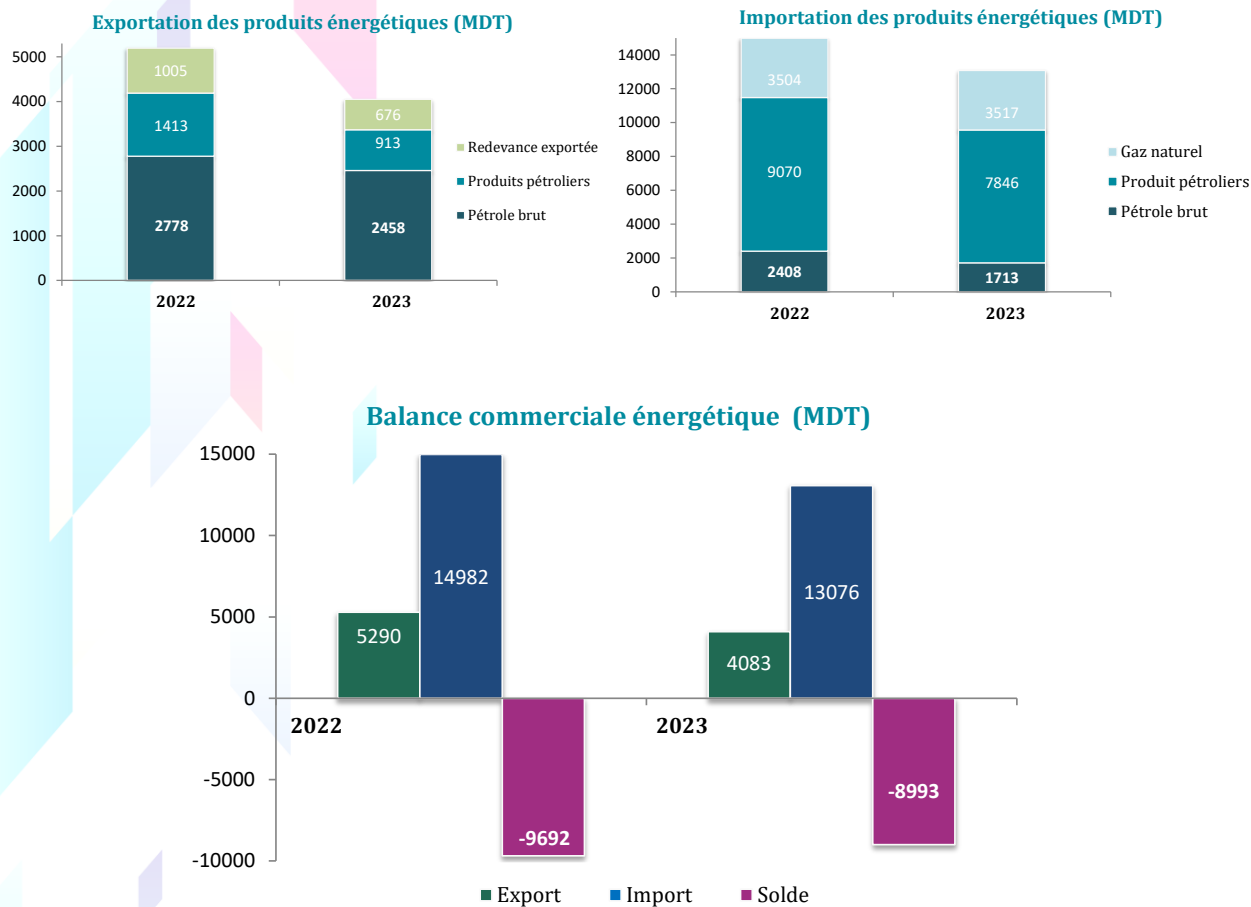
(7) Hors électricité importée de l'Algérie à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour les 12 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 **23%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **13%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **9692 MDT** en **2022** à **8993 MDT** en **2023**, soit une diminution de **7%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

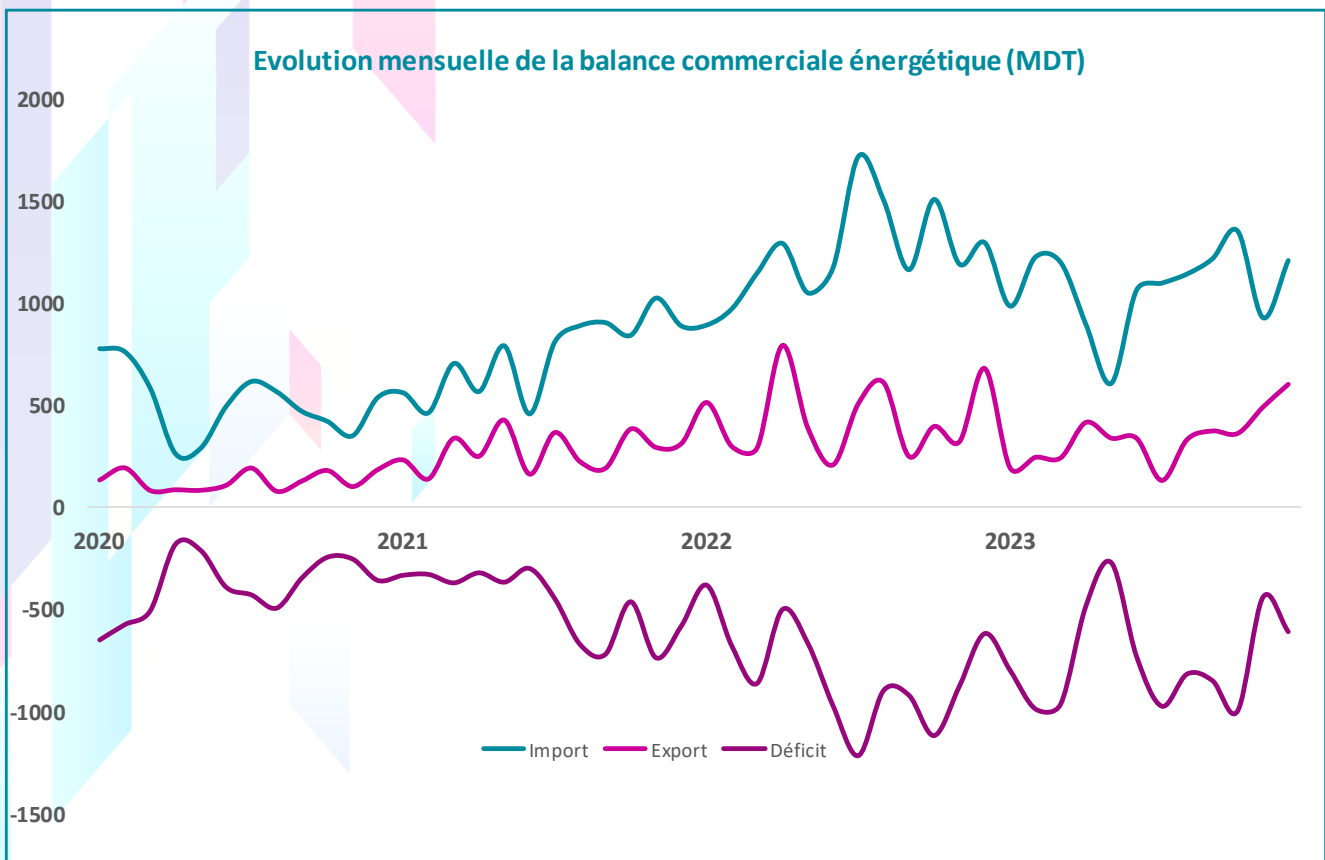




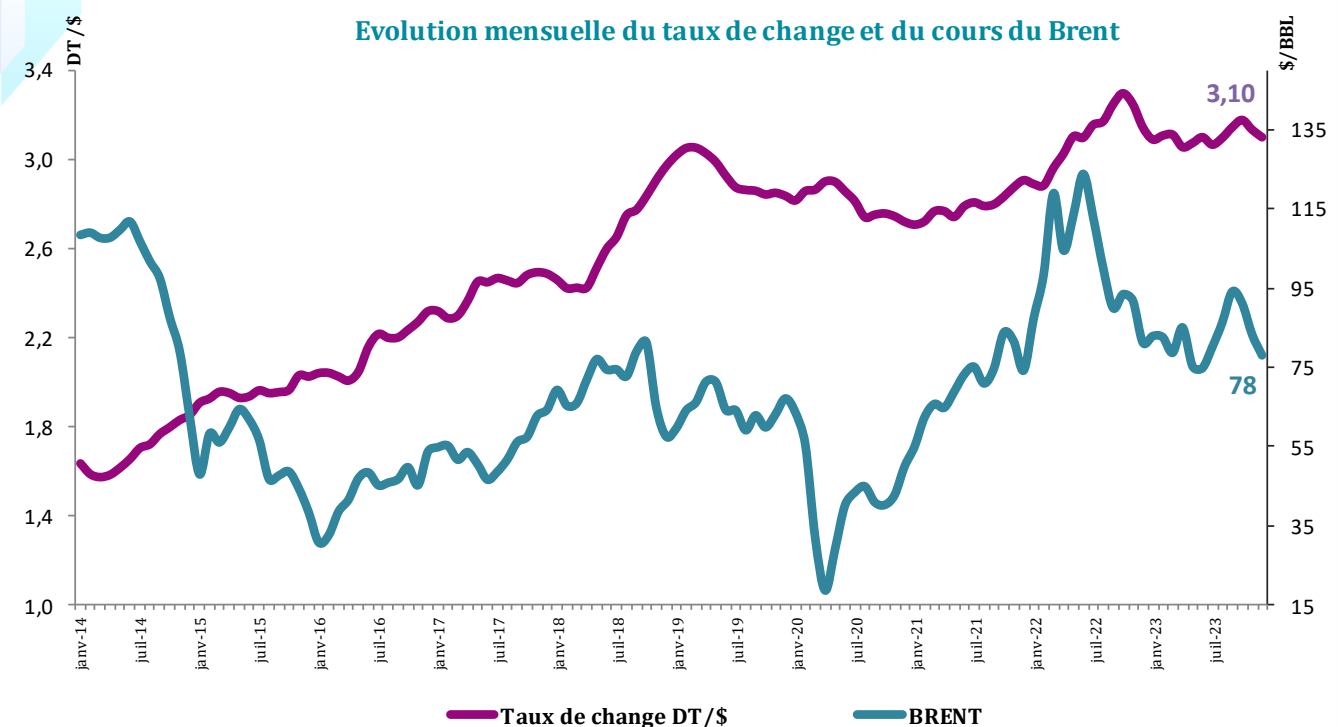
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est maintenu au même niveau et les quantités échangées ont baissé (-) par contre le cours du Brent s'est amélioré (++) en 2023 par rapport à 2022.

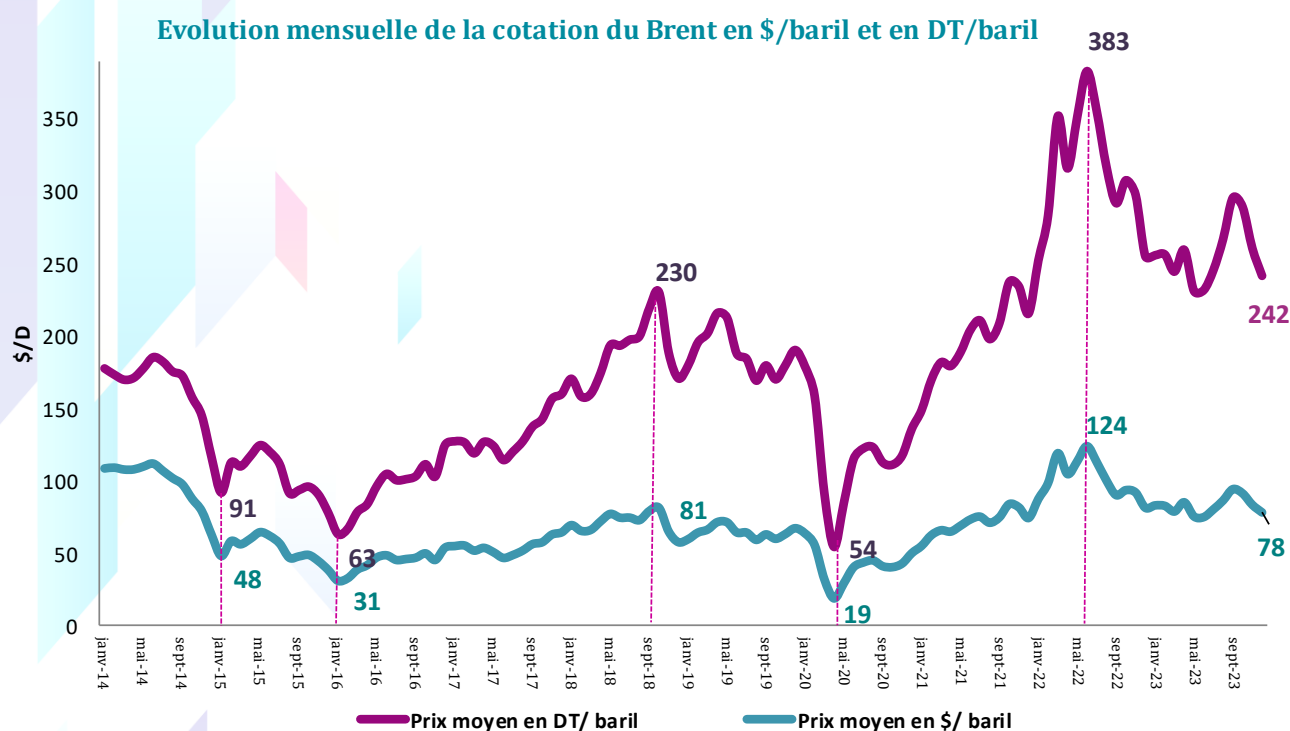
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis 2020.



En effet, au cours du mois de décembre 2023, les cours du Brent ont enregistré une baisse de 3\$/bbl par rapport au mois de décembre 2022 : 78\$/bbl en décembre 2023 contre 81 \$/bbl en décembre 2022 et 83\$/bbl courant le mois de novembre 2023.



Au cours de la même période, le Dinar tunisien s'est maintenu au moyenne au même niveau par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

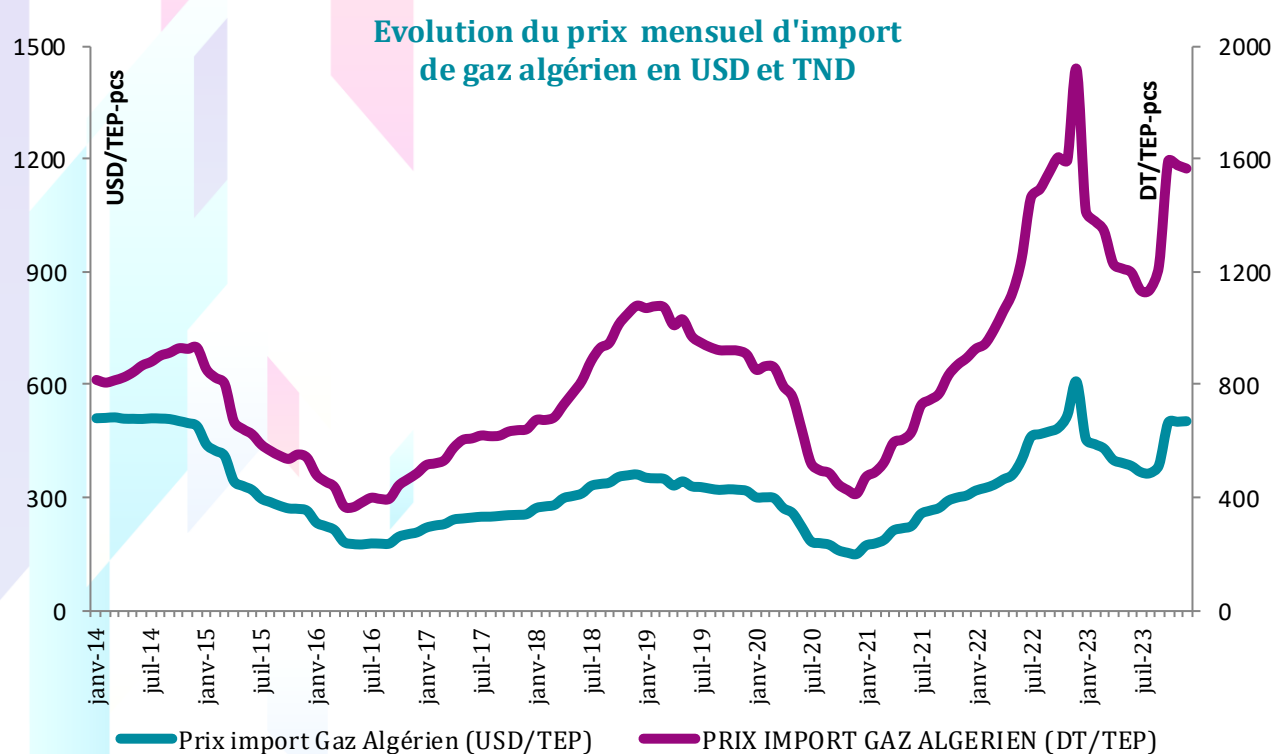


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

**(++)** Entre **2022** et **2023**, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de **18%** : **101\$/bbl** contre **83 \$/bbl**.

**(+)** une quasi stabilité de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre **2022** et **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 baisse du prix moyen du gaz algérien de **1%** en DT et en \$ entre **2022** et **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 en **2023** ont diminué par rapport à **2022** de **13%** en valeur.

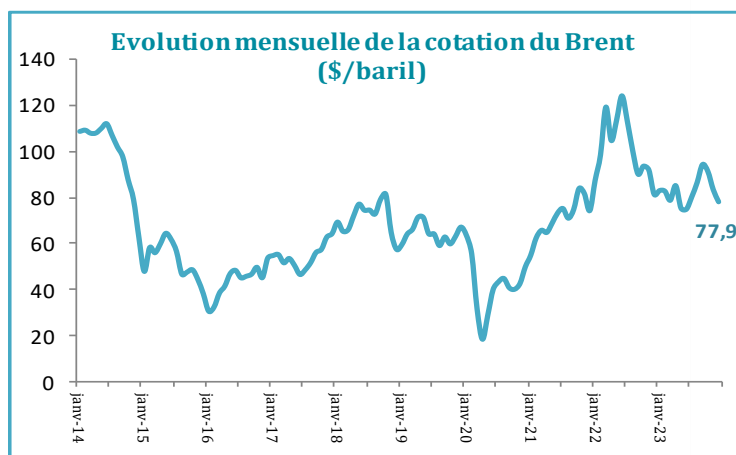
**(++)** Baisse des importations de pétrole brut de **17%** en quantité et de **29%** en valeur.

**(--)** baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **24%** (baisse des jours de marche de l'unité de Topping et du débit au niveau de la STIR) et de **35%** en valeur.

## 1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

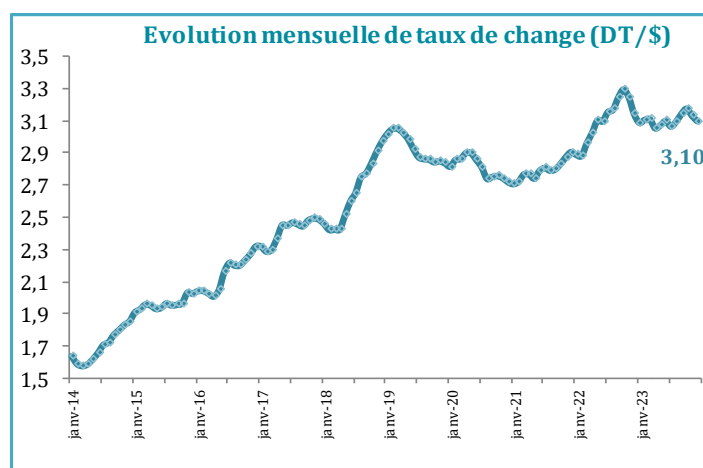
	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	87,2	82,8	-5%
Février	98,2	82,5	-16%
Mars	118,8	78,6	-34%
Avril	104,4	84,9	-19%
Mai	113,3	75,16	-34%
Juin	123,7	74,70	-40%
Juillet	112,7	80,1	-29%
Août	100,0	86,2	-14%
Septembre	89,9	94,0	5%
Octobre	93,3	91,0	-2%
Novembre	91,7	83,2	-9%
<b>Décembre</b>	<b>81,1</b>	<b>77,9</b>	<b>-4%</b>
<b>Prix annuel moyen</b>	<b>101,2</b>	<b>82,6</b>	<b>-18%</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%
Juillet	3,16	3,07	-3%
Août	3,17	3,10	-2%
Septembre	3,25	3,15	-3%
Octobre	3,30	3,18	-4%
Novembre	3,25	3,14	-3%
<b>Décembre</b>	<b>3,15</b>	<b>3,10</b>	<b>-1%</b>
<b>Taux annuel moyen</b>	<b>3,10</b>	<b>3,11</b>	<b>0,1%</b>



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

Pétrole Brut (1)	A fin décembre 2023	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	293	94
Prix d'exportation ETAP <sup>(2)</sup> (FOB)	245	78

(1) Prix moyen pondéré

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

## 3. Produits pétroliers

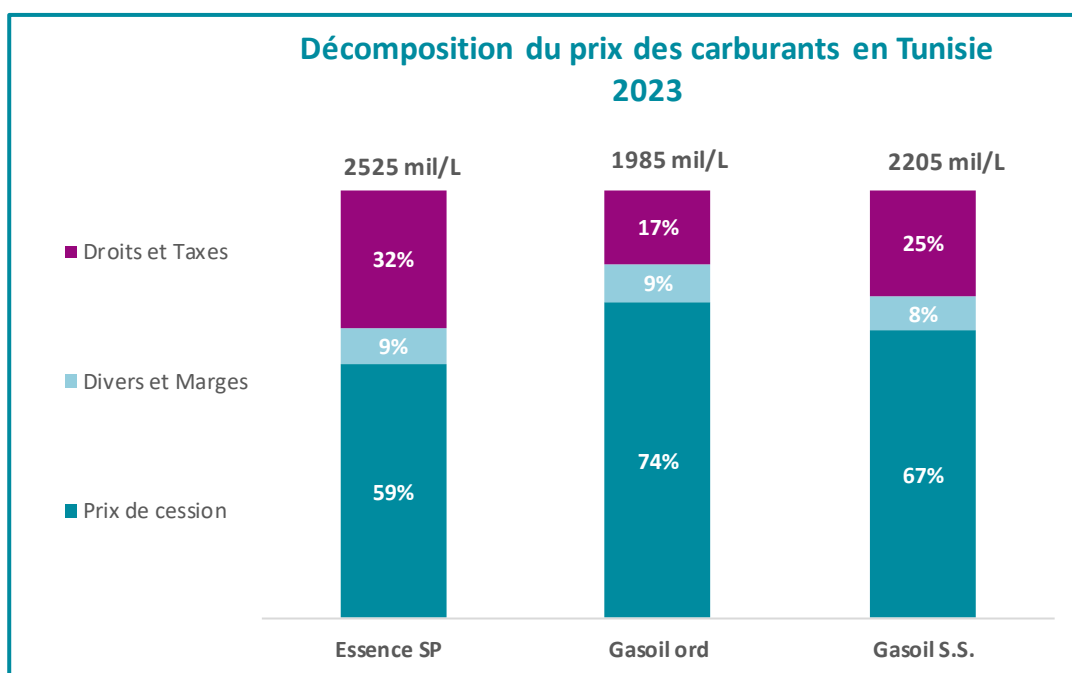
PRODUITS PETROLIERS	A fin décembre 2023					
	Unités	Prix import <sup>(1)</sup>	Pcession	Droits et Taxes <sup>(2)</sup>	Divers et marges <sup>(3)</sup>	Prix de vente <sup>(4)</sup>
Essence SSP	Millimes/litre	2131	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	2082	1464	345	176	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	2146	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1511	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2015	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	26,20	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

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

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

(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.

## 4. Gaz naturel

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

	Année 2021	Année 2022	Année 2023
Prix d'importation Gaz Algérien	697	1335	1321

	Année 2021	Année 2022 <sup>(2)</sup>
Prix de vente Global (hors taxe)	609	643
Coût de revient moyen	812,5	1413,2
Resultat unitaire <sup>(1)</sup>	-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>
Prix de vente Global (hors taxe)	245	273
Coût de revient moyen	308,1	440,9
Résultat unitaire <sup>(1)</sup>	-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<sup>(\*)</sup>

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé	A fin décembre		Var (%)
	2022	2022	2023	
El borma	202	202	185	-8%
Ashtart	211	211	182	-14%
Hasdrubal	83	83	73	-11,5%
Adam	95	95	98	3%
M.L.D	71	71	50	-29%
El Hajeb/Guebiba	123	123	132	7%
Cherouq	59	59	50	-16%
Miskar	62	62	55	-12%
Cercina	62	62	74	21%
Barka	28	28	33	18%
Franig/Bag/Tarfa	48	48	40	-17%
Ouedzar	50	50	40	-20%
Gherib	65	65	81	25%
Nawara	71	71	89	26%
Halk el Manzel	93	93	61	-35%
Autres	336	336	323	-4%
<b>TOTAL pétrole (kt)</b>	<b>1 656</b>	<b>1 656</b>	<b>1 566</b>	<b>-5%</b>
<b>TOTAL pétrole (ktep)</b>	<b>1 694</b>	<b>1 694</b>	<b>1 602</b>	<b>-5%</b>
<b>TOTAL pétrole et Condensat (kt)</b>	<b>1 657</b>	<b>1 657</b>	<b>1 581</b>	<b>-5%</b>
<b>TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)</b>	<b>1 695</b>	<b>1 695</b>	<b>1 618</b>	<b>-5%</b>

#### GPL Primaire

<b>TOTAL GPL primaire (kt)</b>	100	100	145	45%
<b>TOTAL GPL primaire (Ktep)</b>	109	109	158	45%

#### Pétrole + Condensat + GPL primaire

<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)</b>	1 757	1 757	1 726	-2%
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)</b>	1 804	1 804	1 776	-2%

\* La production du mois de décembre est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1566 kt** en **2023** enregistrant ainsi une baisse de **5%** par rapport à **2022**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs à savoir

Halk el Manzel qui est entré en production en **2021** (-35%), Ashtart (-14%), M.L.D (-29%), El borma (-8%), Ouedzar (-20%), Hasdrubal (-11%), Cherouq (-16%), Miskar (-12%) et Fanig/Bag/Tarfa (-17%)

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (+26%), Gherib (+25%), Cercina (+21%), Hajeb/Guebiba (+7%) et Baraka (+18%).

Il convient de noter :

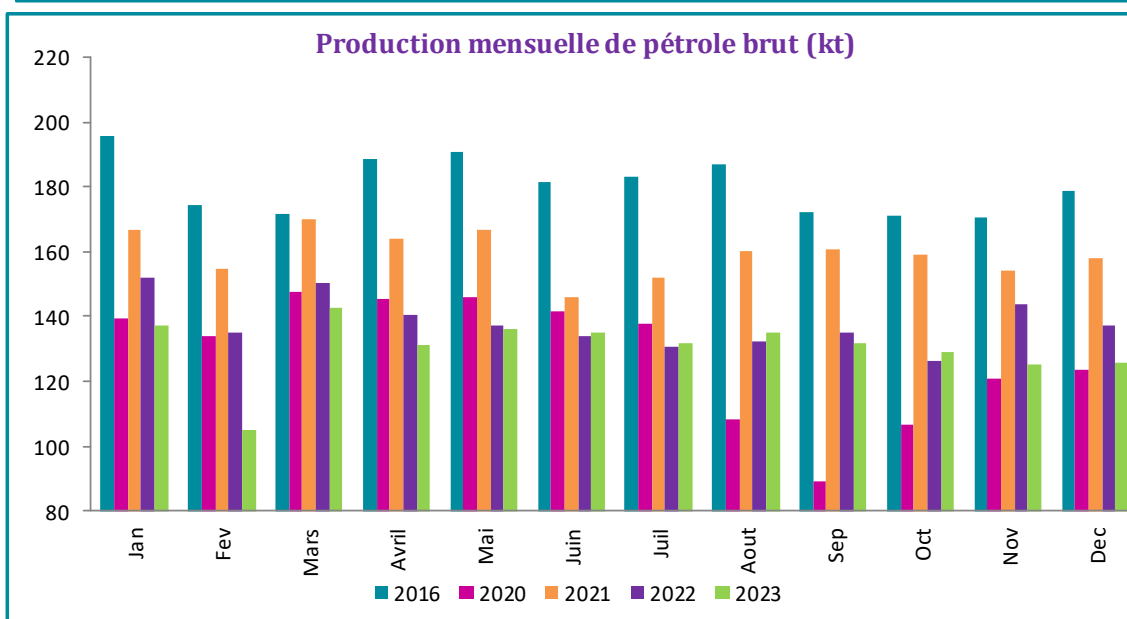
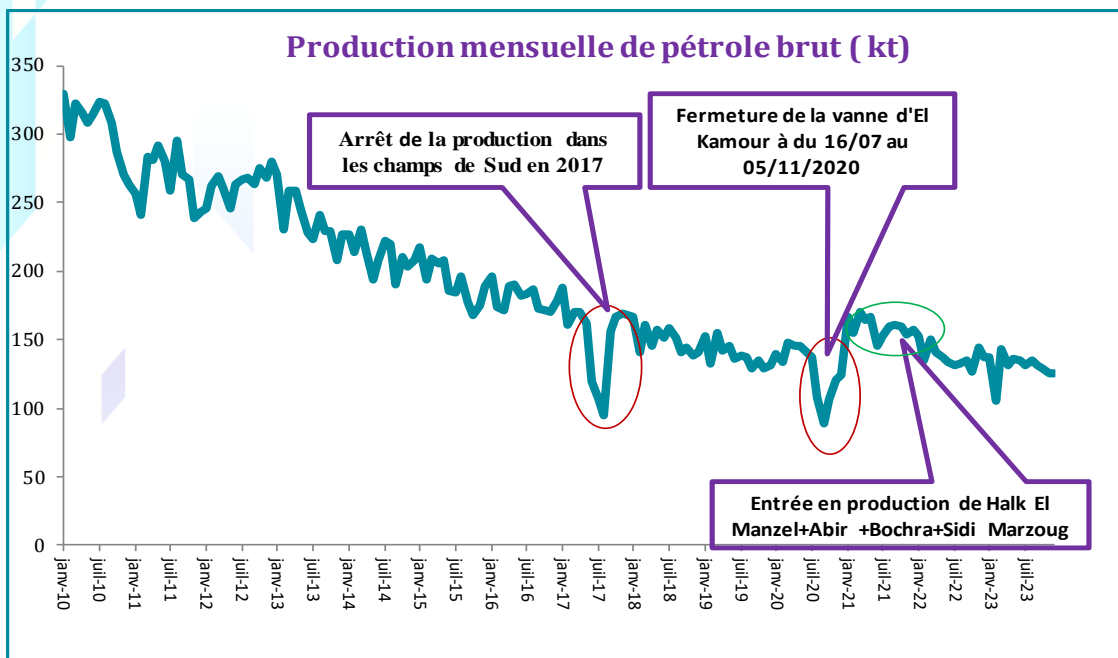
- **Concession Utique** : Reprise de la production de CO<sub>2</sub> durant le mois de septembre **2023** après l'arrêt de production pour des opérations de maintenance.
- **Concession Djebel Grouz**: Reprise de la production le 19-07-2023 après l'arrêt de production depuis le 09-12- 2022
- **Concession 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

# Production des hydrocarbures

- **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.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **35.4** mille barils/j en **2022** à **33.1** mille barils/j en **2023**.

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



## 2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin décembre				
		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>3 903</b>	<b>2 872</b>	<b>2 629</b>	<b>-8%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>1 815</b>	<b>2 728</b>	<b>1 815</b>	<b>1 626</b>	<b>-10%</b>	<b>-4%</b>
<i>Miskar</i>	450	1 360	450	393	-13%	-9%
<i>Gaz Com Sud <sup>(1) (3)</sup></i>	268	339	268	178	-33%	-5%
<i>Gaz Chergui</i>	129	246	129	114	-12%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	199	414	199	180	-10%	-6%
<i>Maamoura et Baraka</i>	30	43	30	54	80%	2%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug <sup>(2)</sup></i>	208	327	208	189	-9%	-4%
<i>Nawara <sup>(4)</sup></i>	531	0	531	518	-2%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal) <sup>(6)</sup></b>	<b>1 057</b>	<b>1 175</b>	<b>1 057</b>	<b>1 003</b>	<b>-5%</b>	<b>-1%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 362</b>	<b>947</b>	<b>2 362</b>	<b>2 395</b>	<b>1%</b>	<b>7%</b>
<i>Unité:ktep-pcs</i>						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>	<b>3 191</b>	<b>4 336</b>	<b>3 191</b>	<b>2 921</b>	<b>-8%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>2017</b>	<b>3031</b>	<b>2017</b>	<b>1807</b>	<b>-10%</b>	<b>-4%</b>
<i>Miskar</i>	500	1511	500	437	-13%	-9%
<i>Gaz Com Sud (1) (3)</i>	298	376	298	198	-33%	-5%
<i>Gaz Chergui</i>	144	273	144	126	-12%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	221	460	221	200	-10%	-6%
<i>Maamoura et Baraka</i>	33	48	33	60	80%	2%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)</i>	231	363	231	210	-9%	-4%
<i>Nawara(4)</i>	590	0	590	576	-2%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal) (6)</b>	<b>1175</b>	<b>1305</b>	<b>1175</b>	<b>1115</b>	<b>-5%</b>	<b>-1%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 624</b>	<b>1 053</b>	<b>2 624</b>	<b>2 661</b>	<b>1%</b>	<b>7%</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

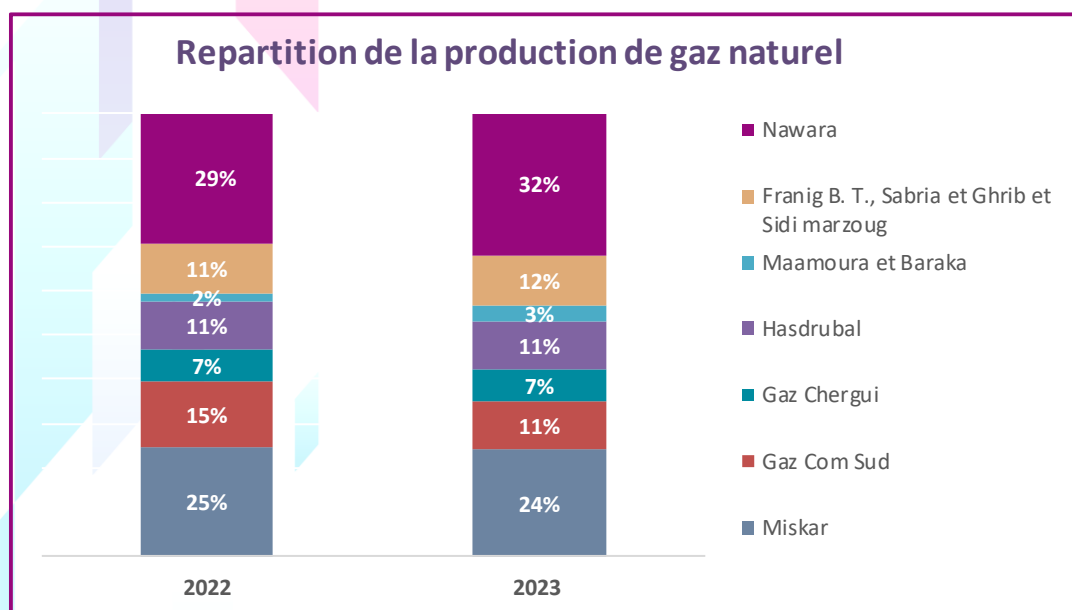
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 **2629** ktep, en **2023**, enregistrant ainsi une baisse de **8%** par rapport l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **10%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **5%** en **2023** par rapport à **2022** en se situant à **1003** ktep.

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



Il convient de noter :

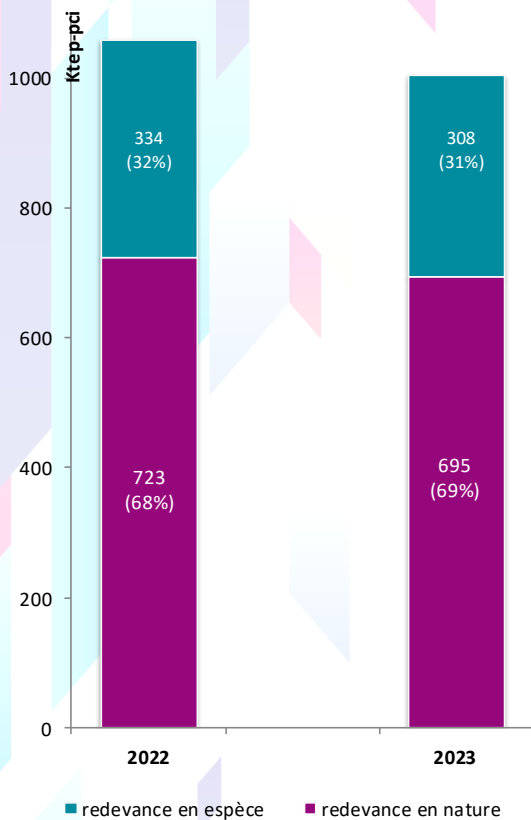
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **10%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **33%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **13%**.
- ✓ **Concession Maamoura** : Arrêt de la production du **25-02-2023** au **03-03-2023**.
- ✓ **Concessions Franig B. T., Sabria et Ghrib et Sidi marzoug** : Reprise de la vente du GPL depuis le **10-03-2023**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **5%** en **2023** par rapport à **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%**).

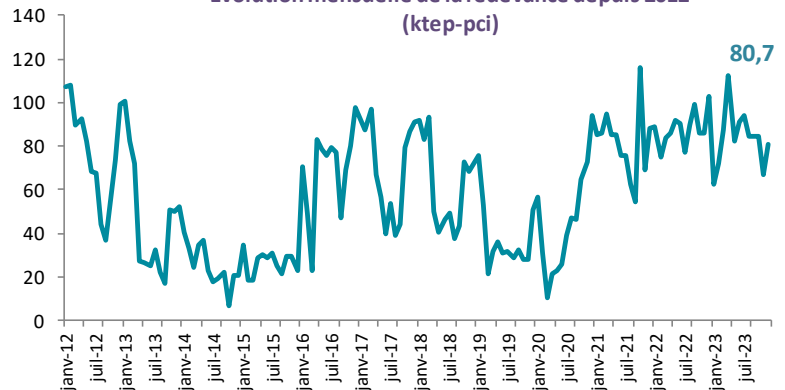
Durant le mois du janvier **2023**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré et qui est régularisé. Enregistrement d'un 2<sup>ème</sup> dépassement courant le mois du juillet **2023** d'une quantité de **46,8** millions de Cm<sup>3</sup> qui est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

# Production des hydrocarbures

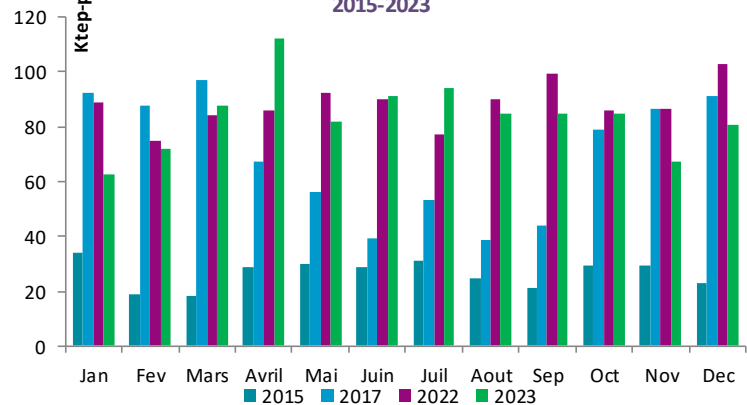
Répartition de la redevance totale



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

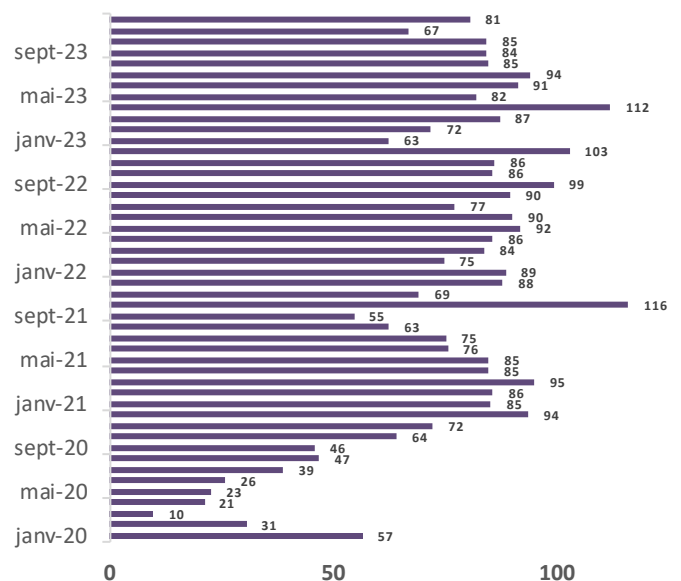


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2023



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

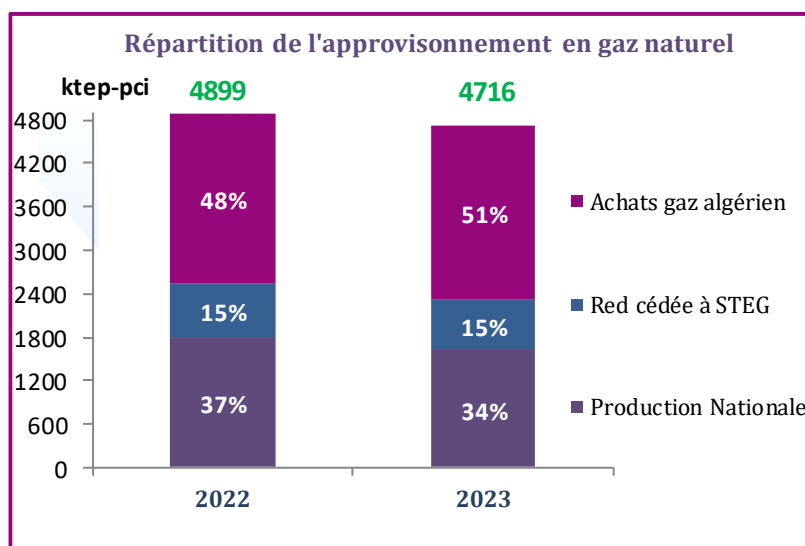


## Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **1%**, entre **2022** et **2023**, pour se situer à **2395 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **4%** entre **2022** et **2023** pour se situer à **4716 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Baisse de la part du gaz national de **37 %** à **34%**.
2. Maintien de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG à **15%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **48%** à **51%**.



## 3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin décembre			Remarques
	2022 (a)	2023 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	43	25	-42%	
Essence Sans Pb	114	35	-70%	
Petrole Lampant	16	29	81%	
Gasoil ordinaire	608	412	-32%	
Fuel oil BTS	439	314	-28%	
Virgin Naphta	230	226	-2%	
White Spirit	6	8	29%	
<b>Total production STIR</b>	<b>1457</b>	<b>1050</b>	<b>-28%</b>	
<b>Taux couverture STIR (1)</b>	<b>32%</b>	<b>24%</b>	<b>-26%</b>	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
<b>Taux couverture STIR (2)</b>	<b>17%</b>	<b>12%</b>	<b>-33%</b>	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
<b>Jours de fonctionnement du Topping</b>	<b>360</b>	<b>277</b>	<b>-23%</b>	Arrêt technique de 26/01 au 05/02/2023, du 05/05 au 18/07/2023 et le 22/08/2023.
<b>Jours de fonctionnement du Platforming</b>	<b>331</b>	<b>100</b>	<b>-70%</b>	Arrêt technique de 25/01 au 09/02/2023 et du 27/04 au 31/12/2023.



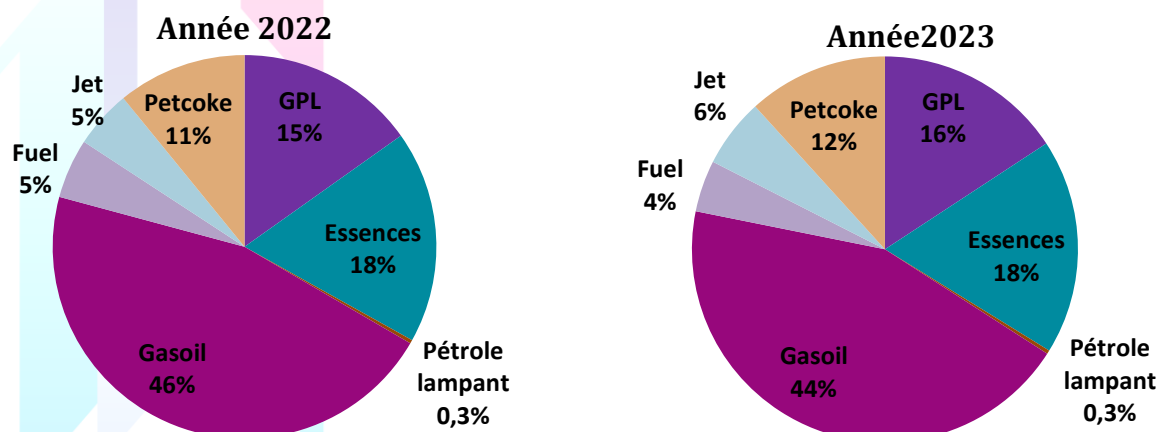
## 1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2022	A fin décembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
<b>GPL</b>	690	523	690	696	0,8%	2%
<b>Essences</b>	816	560	816	797	-2%	3%
<i>Essence Super</i>	0	2	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	802	558	802	787	-2%	3%
<i>Essence premium</i>	15	0	15	10	-30%	-
<b>Pétrole lampant</b>	14	52	13,6	13	-1%	-10%
<b>Gasoil</b>	2 084	1774	2084	1946	-7%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 623	1600	1623	1506	-7%	-0,5%
<i>Gasoil SS</i>	454	174	454	434	-4%	7%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	7	6	-14%	-
<b>Fuel</b>	229	291	229	191	-16%	-3%
<i>STEG &amp; STIR</i>	27	14	27	25	-7%	5%
<i>Hors (STEG &amp; STIR)</i>	202	277	202	166	-18%	-4%
<b>Fuel gaz(STIR)</b>	19	0	19	5,3	-73%	-
<b>Jet</b>	223	246	223	255	14%	0,3%
<b>Coke de pétrole</b>	495	295	495	518	5%	4%
<b>Total</b>	<b>4571</b>	<b>3741</b>	<b>4571</b>	<b>4422</b>	<b>-3%</b>	<b>1%</b>
<b>Cons finale (Hors STEG &amp; STIR)</b>	<b>4524</b>	<b>3727</b>	<b>4524</b>	<b>4391</b>	<b>-3%</b>	<b>1%</b>

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre **2022** et **2023**, une baisse de **3%** pour se situer à **4422** ktep. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du fuel de **16%**, des essences de **2%** et du gasoil de **7%**. Par contre la demande du jet d'aviation a enregistré une hausse de **14%** et celle de petcoke de **5%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre **2022** et **2023** à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **5%** en **2022** à **4%** en **2023**, le gasoil dont sa part est passée de **46%** à **44%** durant la même période, le petcoke dont sa part est passée de **11%** à **12%** et le jet dont sa part est passée de **5%** à **6%** durant la même période.

## Structure de la consommation des produits pétroliers

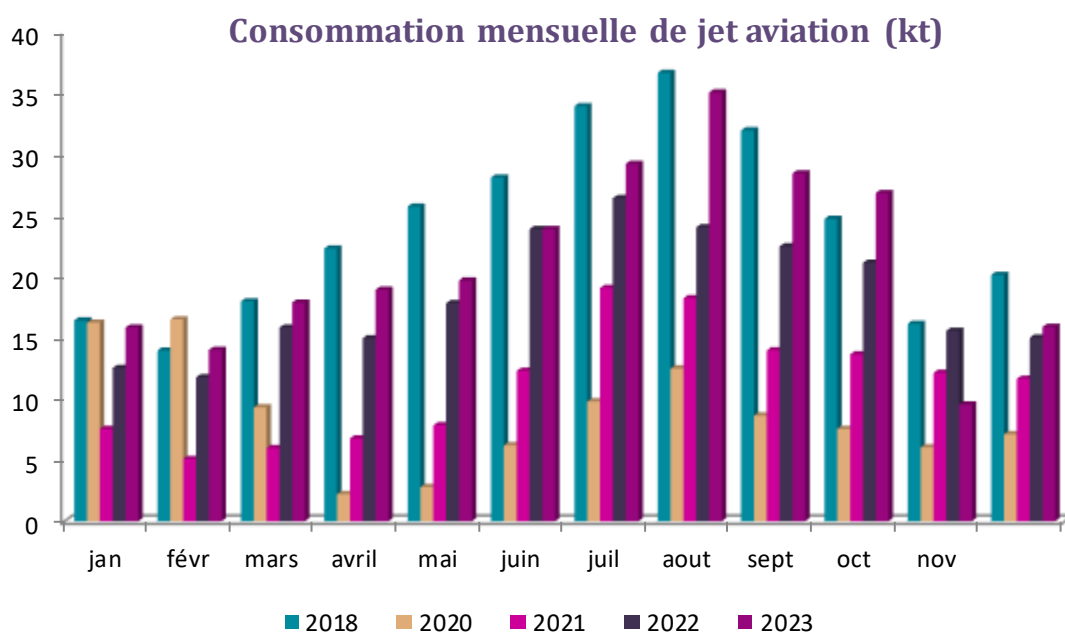


La consommation de carburants routiers a enregistré entre **2022** et **2023**, une diminution de **5%**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre **2022** et **2023**, une légère hausse de **1%**.

La consommation de coke de pétrole a augmenté de **5%** entre **2022** et **2023** (données partiellement estimées), notons 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 **14%** en **2023** par rapport à 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.

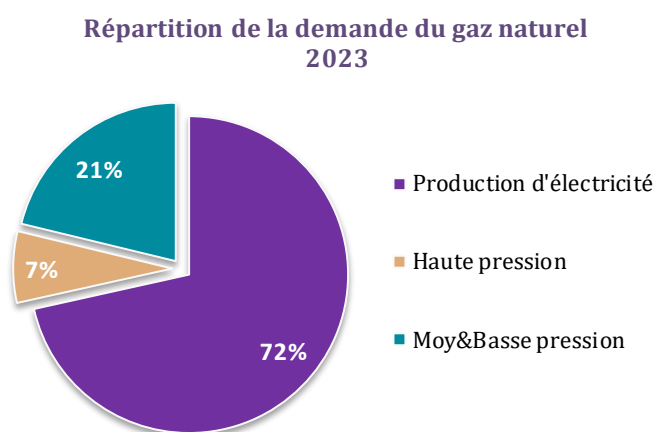


## 2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin décembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
<i>Unité : ktep-pci</i>						
<b>DEMANDE</b>	<b>4 867</b>	<b>4 369</b>	<b>4 867</b>	<b>4 706</b>	<b>-3%</b>	<b>1%</b>
Production d'électricité	3 440	3 197	3 440	3 366	-2%	0,4%
Hors prod élec	1 427	1 173	1 427	1 341	-6%	1%
Haute pression	409	379	409	343	-16%	-1%
Moy&Basse pression	1 018	794	1 018	998	-2%	2%
<i>Unité:ktep-pcs</i>						
<b>DEMANDE</b>	<b>5 408</b>	<b>4 855</b>	<b>5 408</b>	<b>5 229</b>	<b>-3%</b>	<b>1%</b>
Production d'électricité	3 823	3 552	3 823	3 739	-2%	0,4%
Hors prod élec	1 585	1 303	1 585	1 490	-6%	1%
Haute pression	454	421	454	381	-16%	-1%
Moy&Basse pression	1 131	882	1 131	1 109	-2%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **3%** entre **2022** et **2023** pour se situer à **4706 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **2%**, celle pour la consommation finale a diminué de **6%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**72%** de la demande totale en **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 **6%** pour se situer à **1341 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une diminution de **2%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **16%**.

Il convient de noter que la centrale IPP-Rades a intégré le parc de la STEG à partir du mois de juin **2022**.

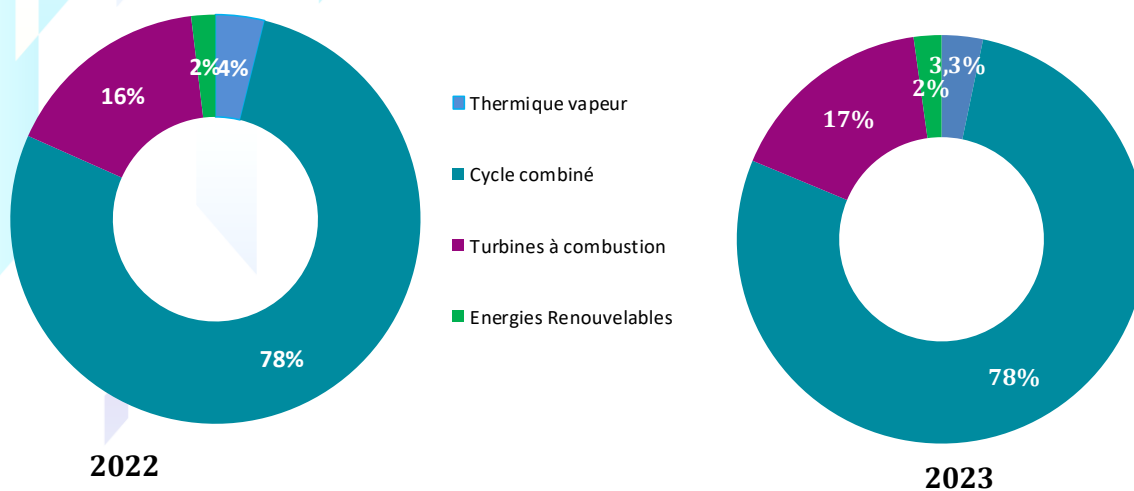
# Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une légère amélioration de **1%** entre **2022** et **2023** pour se situer à **200 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **1%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **2%**.

Nous avons noté une quasi stabilité de la part des cycles combinés dans la production électrique de **78%** entre **2022** et **2023**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



## 3. Exploration et développement

	Réalisé 2022	Décembre		A fin décembre	
		2022	2023	2022	2023
Nb de permis octroyés	2	0	0	2	1
Nb permis abandonnés	5	4	1	5	1
Nb total des permis	16	16	16	16	16
Nb de forages explo.	0	0	0	0	5
Nb forages développ.	1	0	0	1	3
Nb de découvertes	0	0	0	0	1

### Titres

Le nombre total de permis en cours de validité en **2023**, est de **16** dont **14** permis de recherche et **2** 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 de permis de prospection d'hydrocarbures « **El Waha** » le **23 décembre 2023**

### Exploration

#### Acquisition sismique en 2023

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique en **2023**.

## Forage d'exploration en 2023

- Forage de cinq (5) nouveaux puits d'exploration en **2023** :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Araifa-2	Araifa	18/01/2023	Profondeur finale : <b>2660</b> m. Forage achevé. <b>Test non concluant.</b>
02	Sabeh-1	Borj El Khadra	27/01/2023	Profondeur finale : <b>4650</b> m. Forage achevé. <b>Notification d'une découverte</b>
03	Wissal-1	Borj El Khadra	02/07/2023	Profondeur finale : <b>4690</b> m. Opération en cours.
04	Larmina-1	Jebil	03/07/2023	Profondeur finale : <b>2355</b> m. Forage achevé. Puits fermé.
05	Chaal-2	Chaal	25/10/23	Profondeur actuelle : <b>800</b> m. Arrêt de forage, problèmes techniques depuis le 12/11/2023. <b>Abandon définitif du puits.</b>

## Développement

- Forage de trois (3) nouveaux puits de développement en **2023** :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Nawara-2	Nawara	23/09/2023	Profondeur finale : <b>3983</b> m. Opérations en cours.
02	TT27	Bir Ben Tartar	27/10/23	Profondeur finale : <b>1470</b> m. Opérations en cours.
03	SMGNE-1	Sidi Marzoug	28/10/23	Profondeur actuelle : <b>2010</b> m. Forage en cours.



## Chapitre 3

# Electricité et Energies Renouvelables

## 1. Electricité

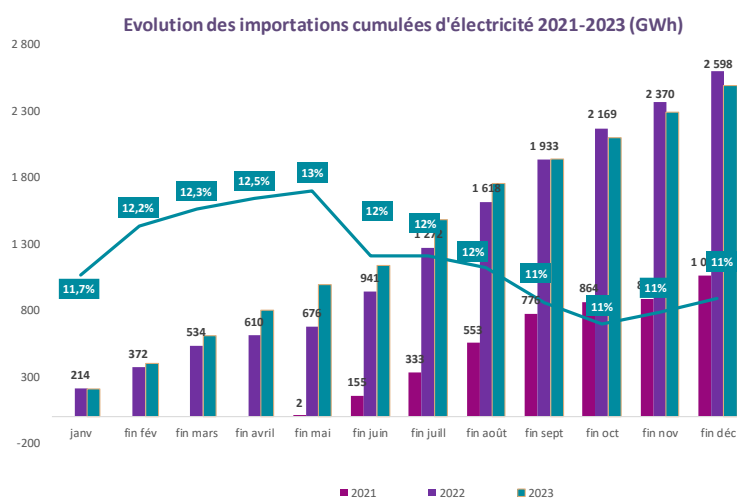
VENTES D'ELECTRICITE						
<i>Unité : GWh</i>						
	Réalisé 2022	A fin décembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
<b>STEG</b>	<b>18647</b>	<b>11 565</b>	<b>18 647</b>	<b>19092</b>	<b>2%</b>	<b>4%</b>
FUEL + GASOIL	0,2	3	0,190	0,10	-47%	-24%
GAZ NATUREL	18280	11373	18280	18708	2%	4%
HYDRAULIQUE	15	50	14,9	9,2	-38%	-12%
EOLIENNE	322	139	322	338	5,1%	7%
SOLAIRE <sup>(1)</sup>	31	0	31	37	19%	-
<b>IPP (GAZ NATUREL)</b>	<b>706</b>	<b>3228</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>34,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>ACHAT TIERS</b>	<b>167</b>	<b>79</b>	<b>167</b>	<b>167</b>	<b>-0,1%</b>	<b>6%</b>
<b>PRODUCTION NATIONALE</b>	<b>19520</b>	<b>14 872</b>	<b>19 520</b>	<b>19 293</b>	<b>-1%</b>	<b>2%</b>
<b>Echanges</b>	<b>-25</b>	<b>19</b>	<b>-25</b>	<b>-0,4</b>	<b>-98%</b>	<b>-174%</b>
<b>Achat Sonelgaz (Algérie) &amp; Gecol (Libye)</b>	<b>2598</b>	<b>0</b>	<b>2598</b>	<b>2496</b>	<b>-4%</b>	<b>-</b>
<b>Ventes Gecol (Libye)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Disponible pour marché local<sup>(2)</sup></b>	<b>22093</b>	<b>14891</b>	<b>22093</b>	<b>21789</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-ventes Gecol

(3) Provisoire

La production totale d'électricité a enregistré, en **2023**, une diminution de **1%** pour se situer à **19293 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **19520 GWh** en **2022**. La production destinée au marché local a enregistré aussi une diminution de **1%**. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie et de la Libye** ont couvert **11%** des besoins du marché local en **2023**.





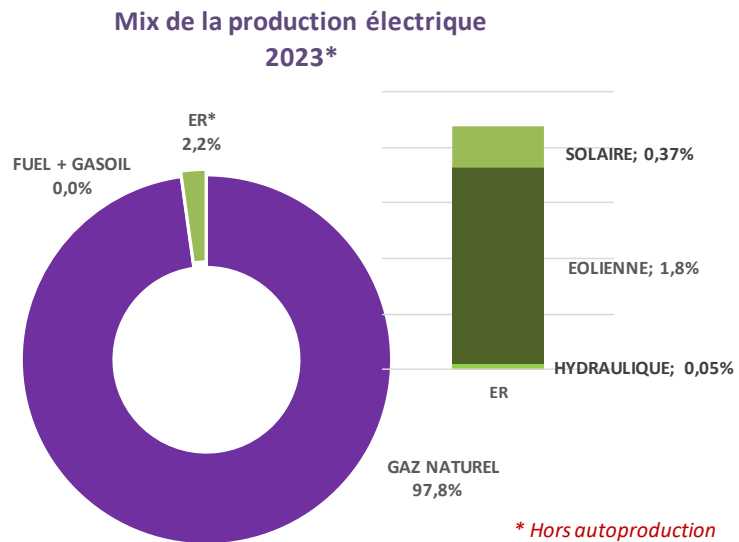
*A partir du janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».*

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **99%** de la production nationale en **2023**.

L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **1%**. 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 en **2023**.

Par ailleurs, **217 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **313** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **92MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

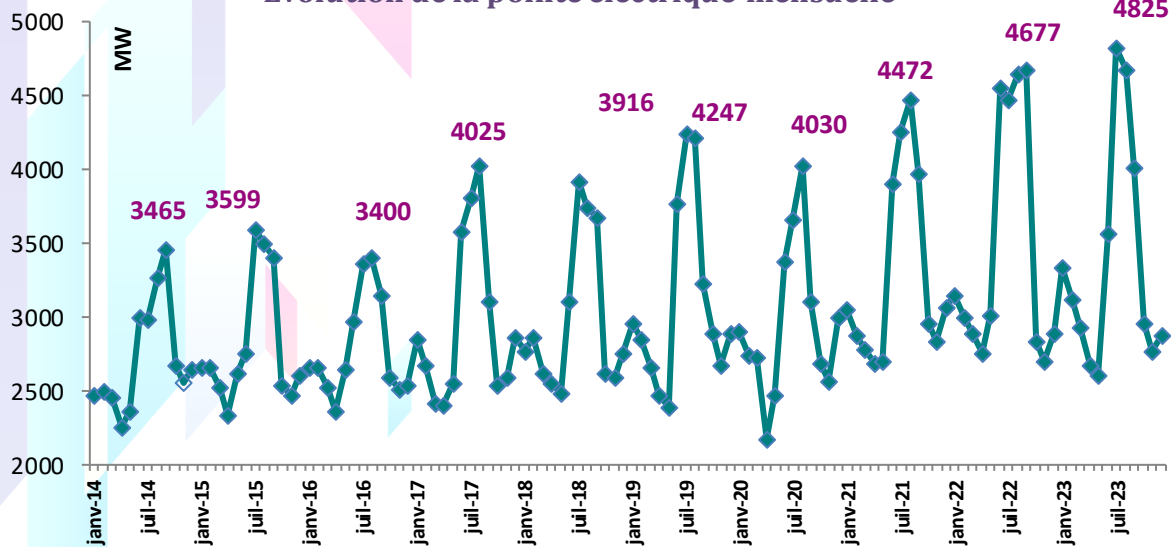


*Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée uniquement. L'autoproduction PV n'est pas comptabilisée. A titre indicatif, en 2022, les ER ont représenté 3.1% du mix électrique global alors qu'ils n'ont pas dépassé 1.9% dans la production centralisée.*

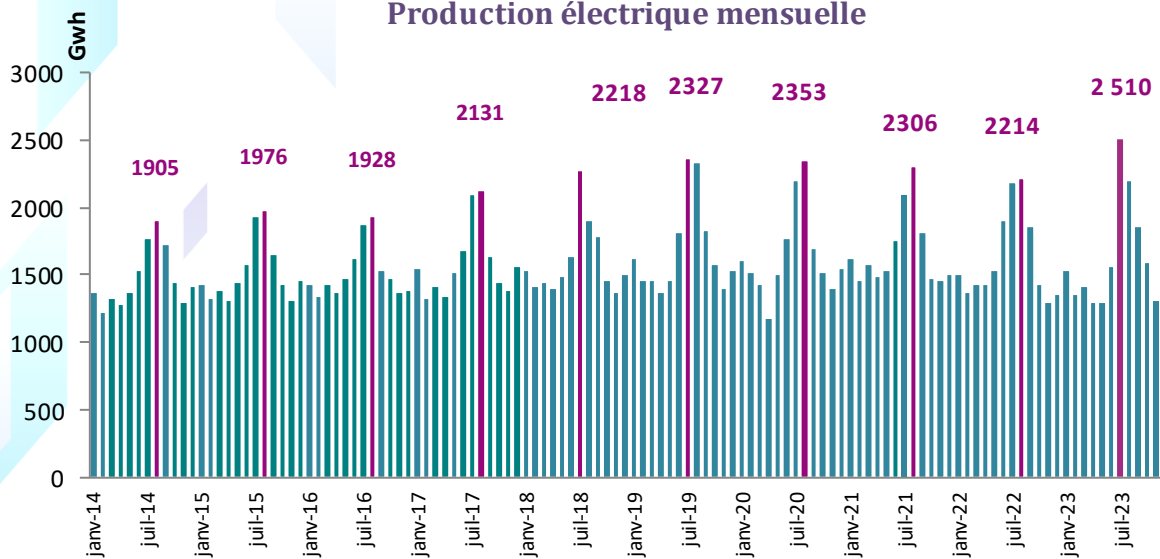
La pointe a enregistré une hausse de **3%** pour se situer à **4825 MW** en **2023** (Un nouveau record de pointe électrique national a été enregistré jeudi le **20 juillet 2023** à **12H48 min**) contre **4677 MW** en **2022**.

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 décembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
Haute tension	1291	1293	1291	1176	-9%	-0,7%
Moyenne tension	7145	6052	7145	7096	-1%	1%
Basse tension	8927	5670	8927	9019	1%	4%
<b>TOTAL VENTES **</b>	<b>17363</b>	<b>13 015</b>	<b>17 363</b>	<b>17 290</b>	<b>-0,4%</b>	<b>2%</b>

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une quasi stabilité entre **2022** et **2023**.

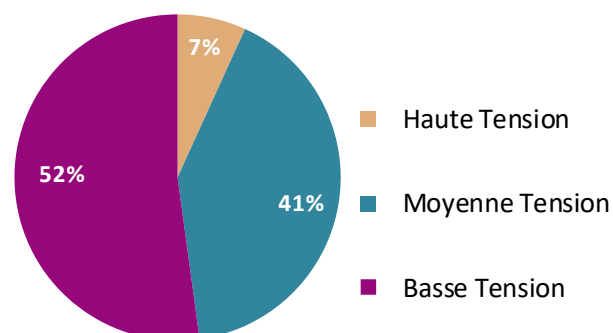
Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **9%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré aussi une légère baisse de **1%**. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques 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 **58%** de la totalité de la demande des clients HT&MT en **2023**.

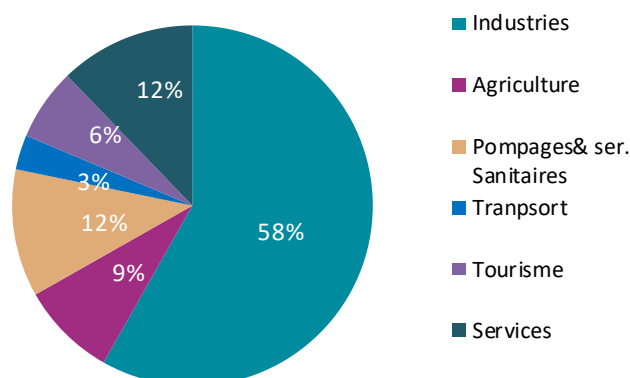
La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-13%**), des industries extractives (**-11%**) et des IMCCV (**-11%**) contre une hausse des ventes du secteur de pompage ( eau et services sanitaires ) (**+7%**) et du tourisme (**+6%**).

La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-13%**), des industries extractives (**-11%**) et des IMCCV (**-11%**) contre une hausse des ventes du secteur de pompage ( eau et services sanitaires ) (**+7%**) et du tourisme (**+6%**).

### Répartition des ventes d'électricité 2023



### Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT en 2023



## L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables en 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>Projet Kairouan de 100MW : signature des accords de financement le 26 septembre 2023, démarrage des travaux prévu le premier trimestre de 2024.</b></p> <p><b>Etat d'avancement :</b> Les autres 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 100 MW entre le premier trimestre de 2024 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 : premier trimestre de 2024
	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>

	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 : en production (arrêté du 09 septembre 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>Projet à Djerba de 1MW : en production (publication en Jort en cours).</p> <p><b>Etat d'avancement :</b> 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. 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 12 accords de principe (7 projets catégorie 1MW + 5 projets catégorie 10MW).</p>
AUTOPRODUCTION	Basse tension	217 MW
	MT/HT	313 autorisations octroyées pour une puissance totale de 92MW
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 premier trimestre de 2024 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