

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

Juin 2023



Sommaire



Bilan et Economie d'Energie

- 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



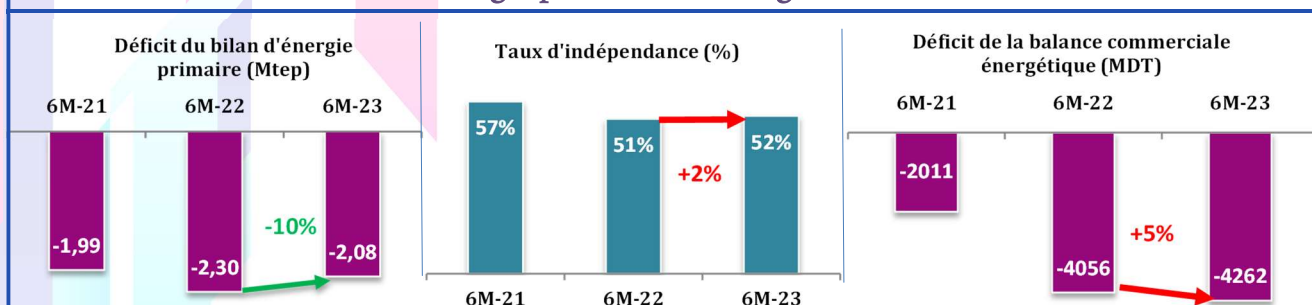
Electricité et Energies renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

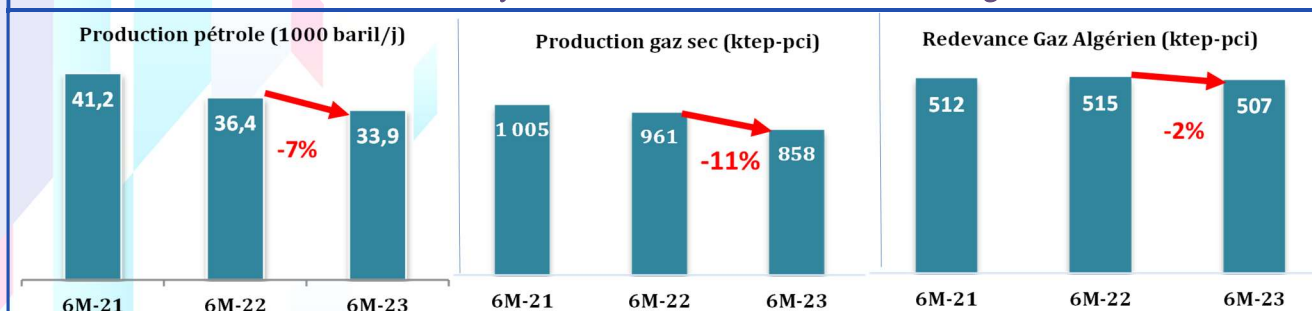
Date de la publication : 10/08/2023

Faits marquants du premier semestre de 2023

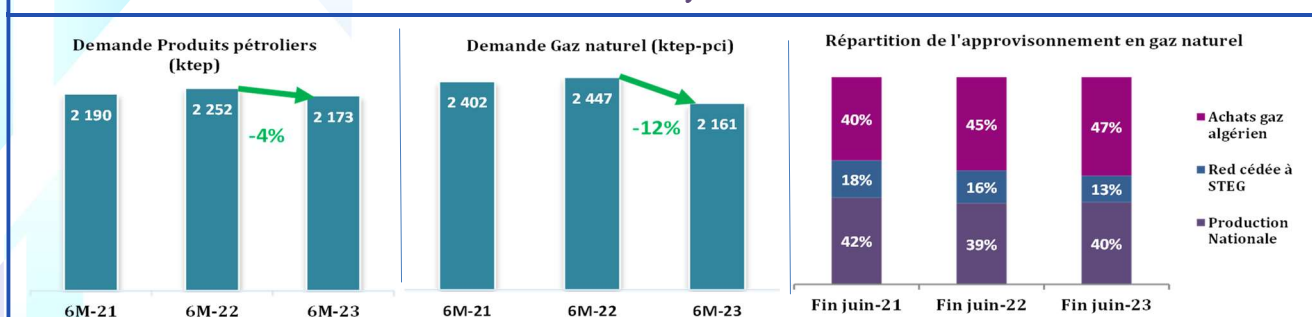
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



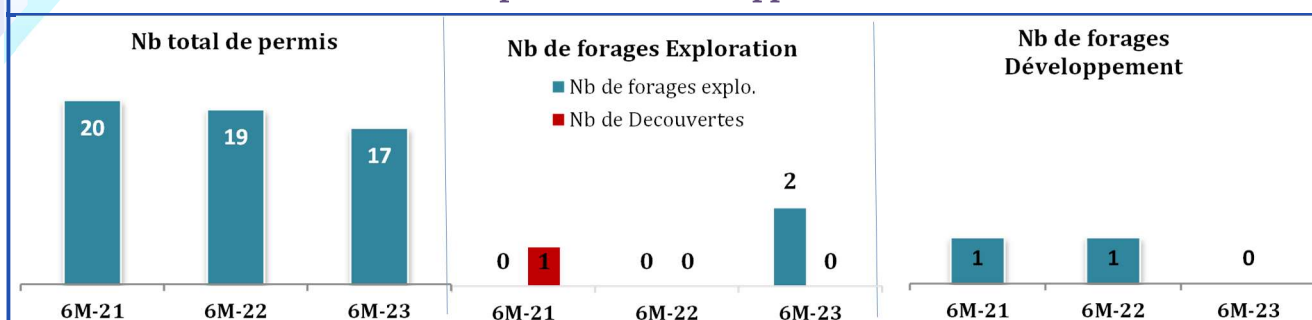
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



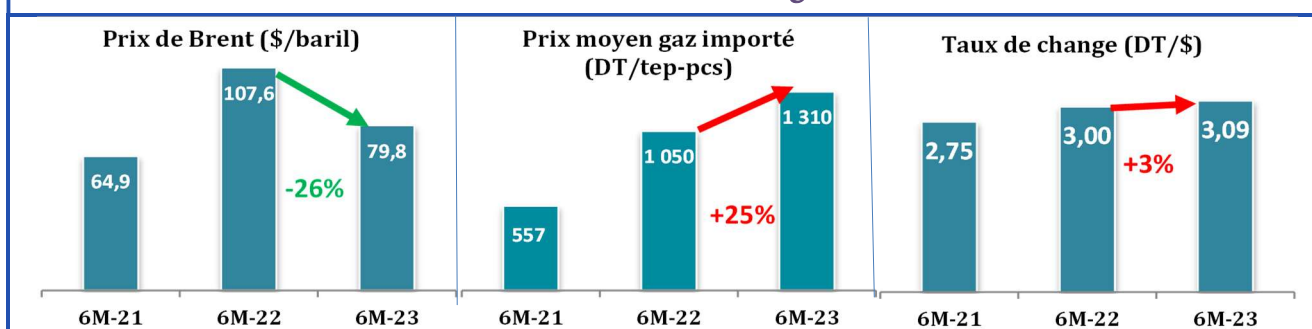
Demande des hydrocarbures



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2022	2010	A fin juin		Var (%)	TCAM (%)
		(a)	2022	2023	(c)/(b)	(c)/(a)
			(b)	(c)		
RESSOURCES	4708	4065	2416	2272	-6%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1695	1950	869	809	-7%	-7%
GPL primaire ⁽²⁾	109	90,7	54	79	45%	-1%
Gaz naturel	2872	2016	1476	1366	-7%	-3%
<i>Production</i>	1815	1400	961	858	-11%	-4%
<i>Redevance</i>	1057	616	515	507	-2%	-1%
Elec primaire	32	9	17	18	8%	6%
DEMANDE	9488	3977	4716	4352	-8%	1%
Produits pétroliers	4571	1903	2252	2173	-4%	1%
Gaz naturel	4886	2065	2447	2161	-12%	0%
Elec primaire	32	8,8	16,9	18,2	8%	6%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾ **-4781** **88** **-2299** **-2081**

Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾ **-5838** **-528** **-2815** **-2588**

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

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

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

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

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

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

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

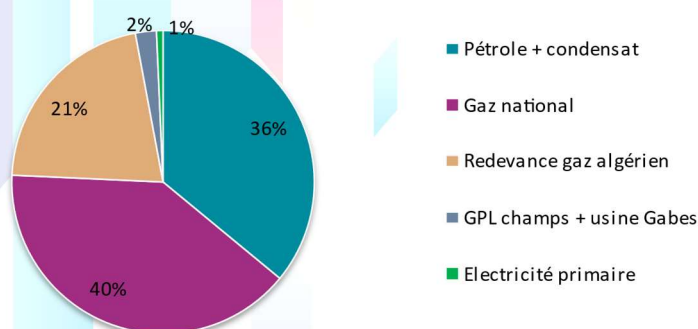
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.3 Mtep** à fin juin **2023**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **6%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **74%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

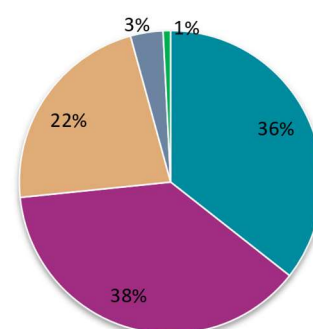
La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.

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

Répartition des ressources en énergie primaire à fin juin 2022



Répartition des ressources en énergie primaire à fin juin 2023

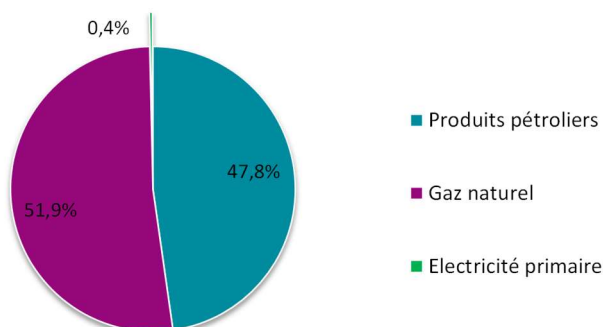


La demande d'énergie primaire a diminué entre le premier semestre de 2022 et le premier semestre de **2023** de **8%** : la demande du gaz naturel a diminué de **12%** alors que celle des produits pétroliers a enregistré une baisse de **4%**.

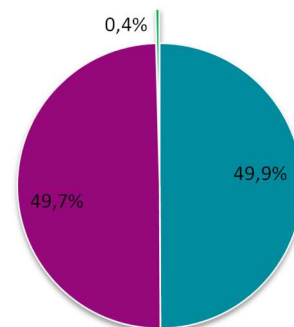
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **12%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passée de **48%** à fin juin **2022** à **50%** à fin juin **2023**. Par contre, la part de gaz naturel est passée de **52 %** à fin juin **2022** à **50%** à fin juin **2023**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin juin 2022



Répartition de la demande en énergie primaire à fin juin 2023



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juin **2023**, un **déficit de 2.08 Mtep** enregistrant ainsi une diminution de **10%** par rapport à fin juin **2022**. Le **taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **52%** à fin juin **2023** contre **51%** à fin juin **2022**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **41%** à fin juin **2023** contre **40%** à fin juin **2022**.

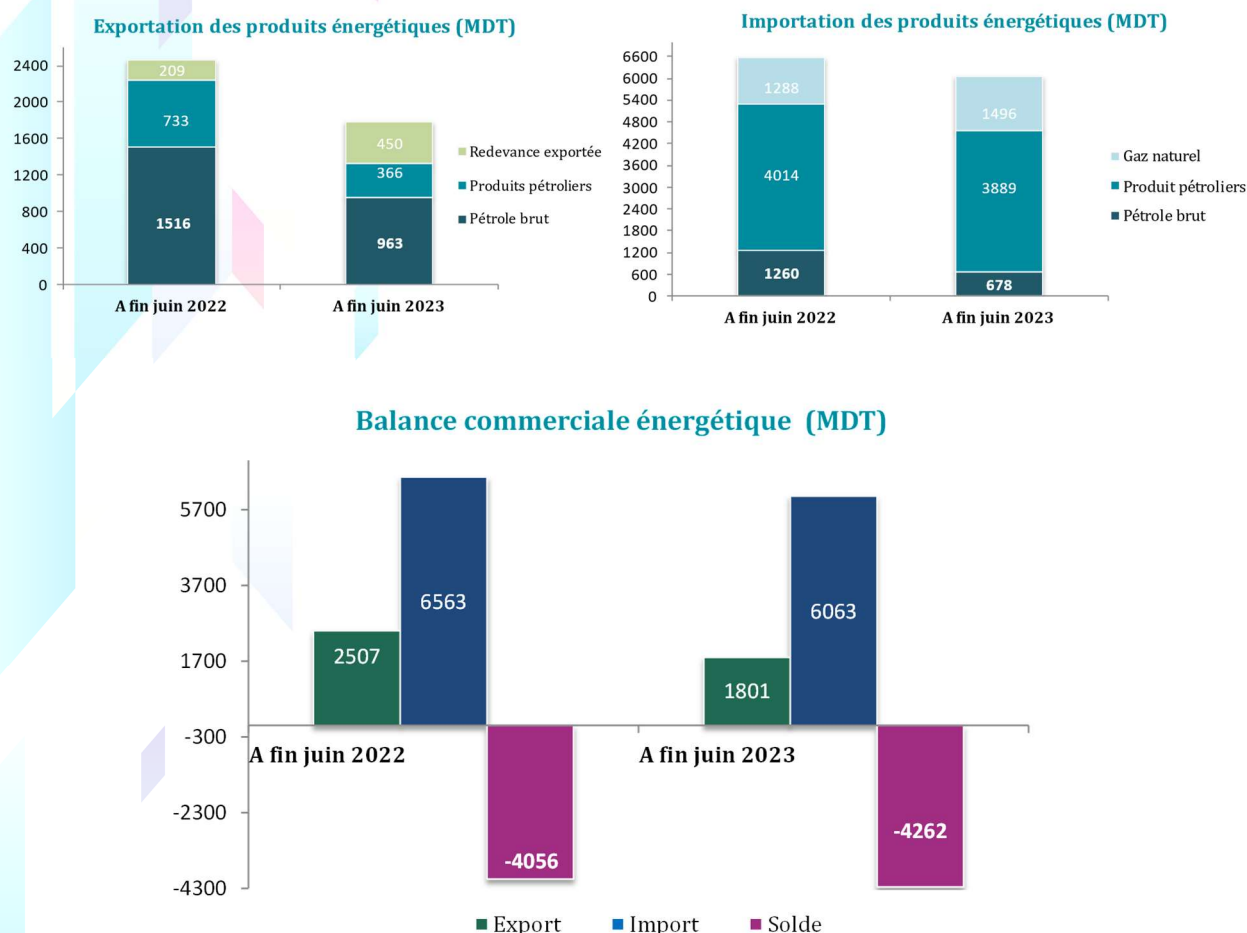
Le déficit du bilan d'énergie primaire a diminué de **10%** durant le 1^{er} semestre de **2023** par rapport au 1^{er} semestre de **2022**, cette diminution est dûe essentiellement à la baisse de la demande d'énergie primaire, la production des hydrocarbures a joué, par contre, en défaveur de cette baisse.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juin			A fin juin			A fin juin		
	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾				1165	-	-	2507	1801	-28%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	684		-	698		-	1516	963	-36%
ETAP	414	408	-1%	420	419	0%	833	742	-11%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	271		-100%	277		-100%	683	221	-68%
GPL Champs	22,4	13,7	-39%	24,7	15,2	-39%	49,6	21,8	-56%
ETAP	11,8	13,7	16%	13,0	15,2	16%	26,2	21,8	-17%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	11		-	12		-100%	23		-100%
PRODUITS PETROLIERS	313	201	-36%	314	203	-35%	733	366	-50%
Fuel oil (BTS)	210	129	-38%	206	127	-38%	486	223	-54%
Virgin naphta	102	72	-30%	108	76	-30%	247	143	-42%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				129	228	77%	209	450	115%
IMPORTATIONS				3651	3717	1,8%	6563	6063	-8%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	495	325	-34%	508	333	-34%	1260	678	-46%
PRODUITS PETROLIERS	1529	1863	22%	1523	1849	21%	4014	3889	-3%
GPL	297	285	-4%	329	316	-4%	846	611	-28%
Gasoil ordinaire	299	558	87%	307	574	87%	993	1338	35%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	188	233	24%	193	239	24%	561	559	0%
Jet	99	112	13%	103	116	13%	349	307	-12%
Essence Sans Pb	282	278	-2%	295	290	-2%	938	747	-20%
Fuel oil (HTS)	90	55	-39%	88	54	-39%	155	75	-52%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	273	342	25%	208	261	25%	172	251	46%
GAZ NATUREL				1620	1535	-5%	1288	1496	16%
Redevance totale ⁽²⁾				515	507	-2%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1104	1027	-7%	1288	1496	16%
(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdrubal mélange+condensat Gabès) (2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retournée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle (3) Importation STIR à partir de 2015 (4) chiffres provisoires pour 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^{er} 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 6 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 **28%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **8%**. Le déficit de la balance

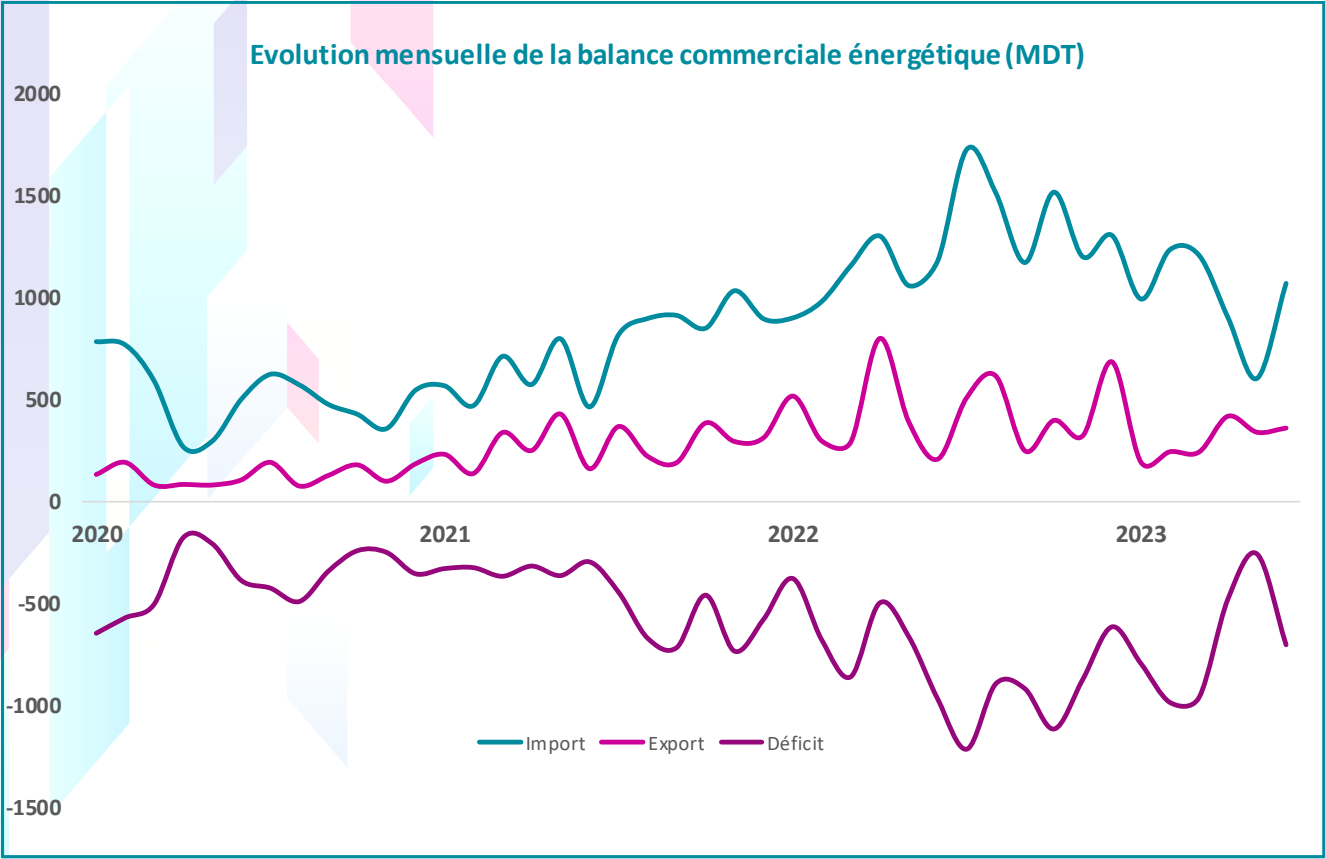
commerciale énergétique est passé de **4056 MDT** à fin juin 2022 à **4262 MDT** à fin juin 2023, soit une augmentation de **5%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



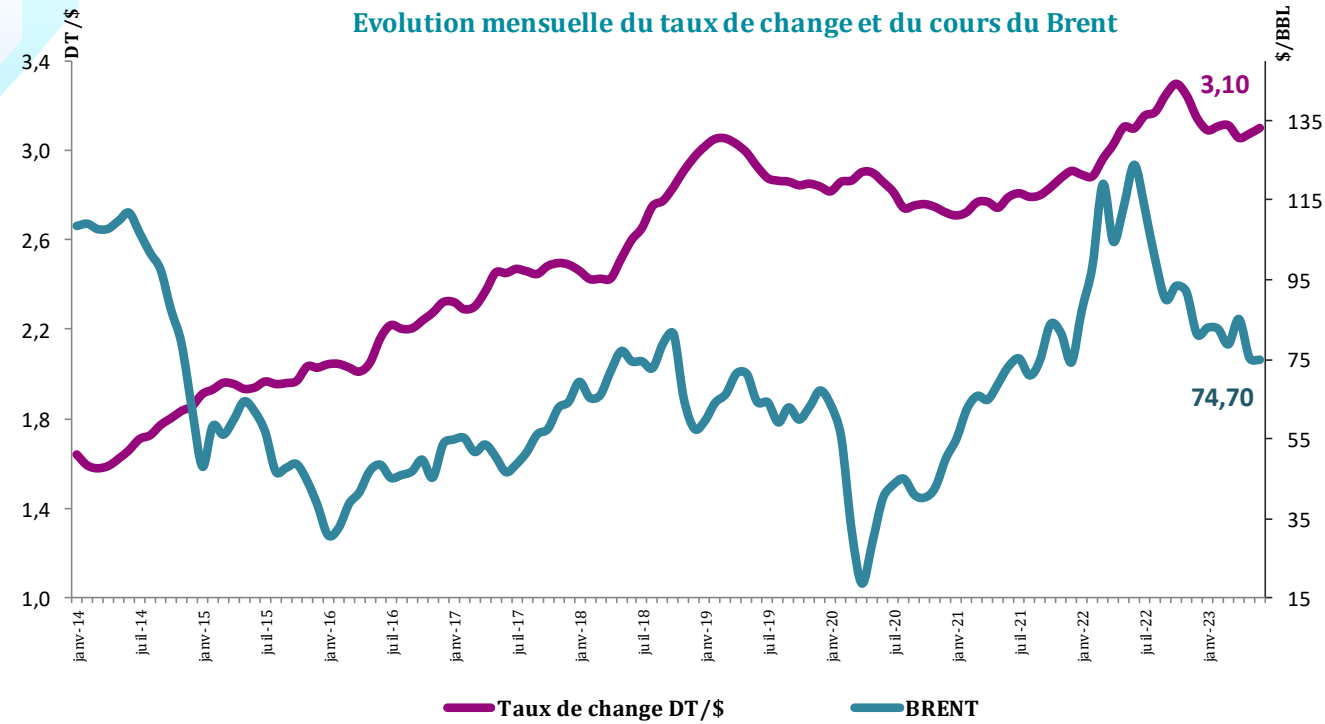
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

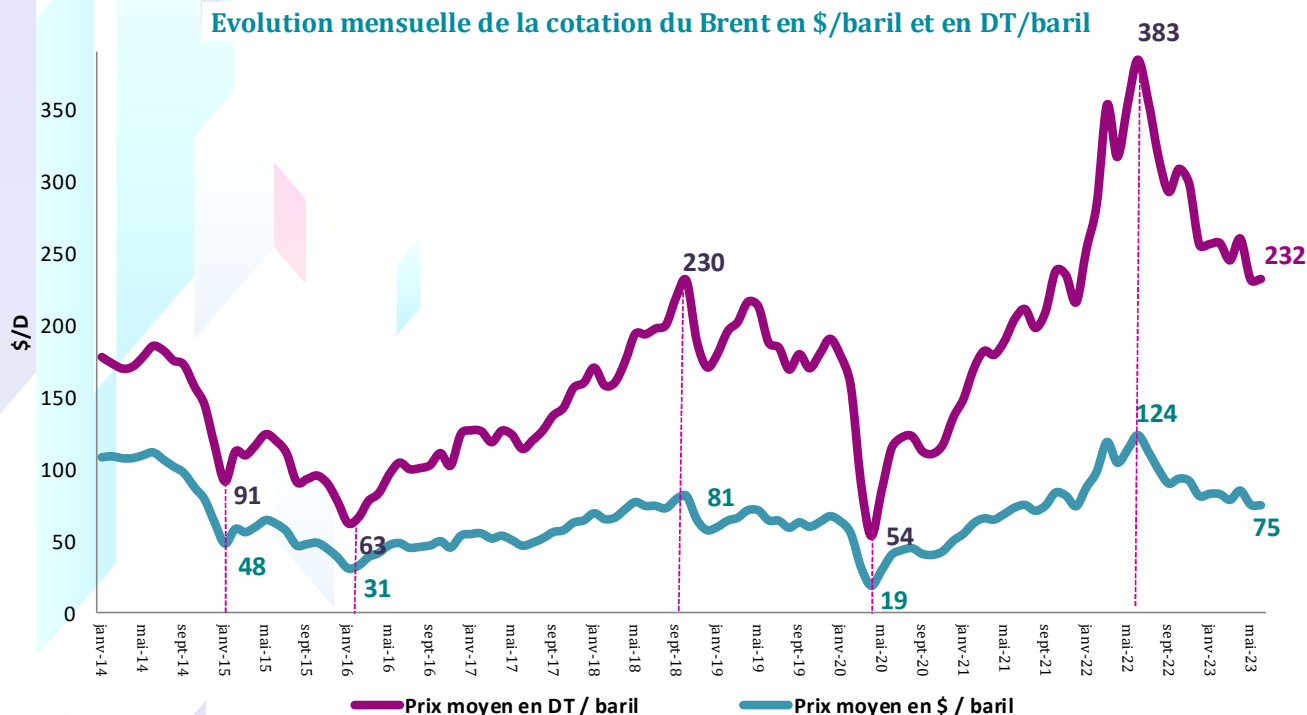


En effet, au cours du mois de juin 2023, les cours du Brent ont enregistré une diminution de plus de 49\$/bbl par rapport au mois de juin 2022 : 75\$/bbl en juin 2023 contre 124 \$/bbl en juin 2022 et 75.2\$/bbl courant le mois de mai 2023.



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.

Evolution mensuelle de la cotation du Brent en \$/baril et en DT/baril

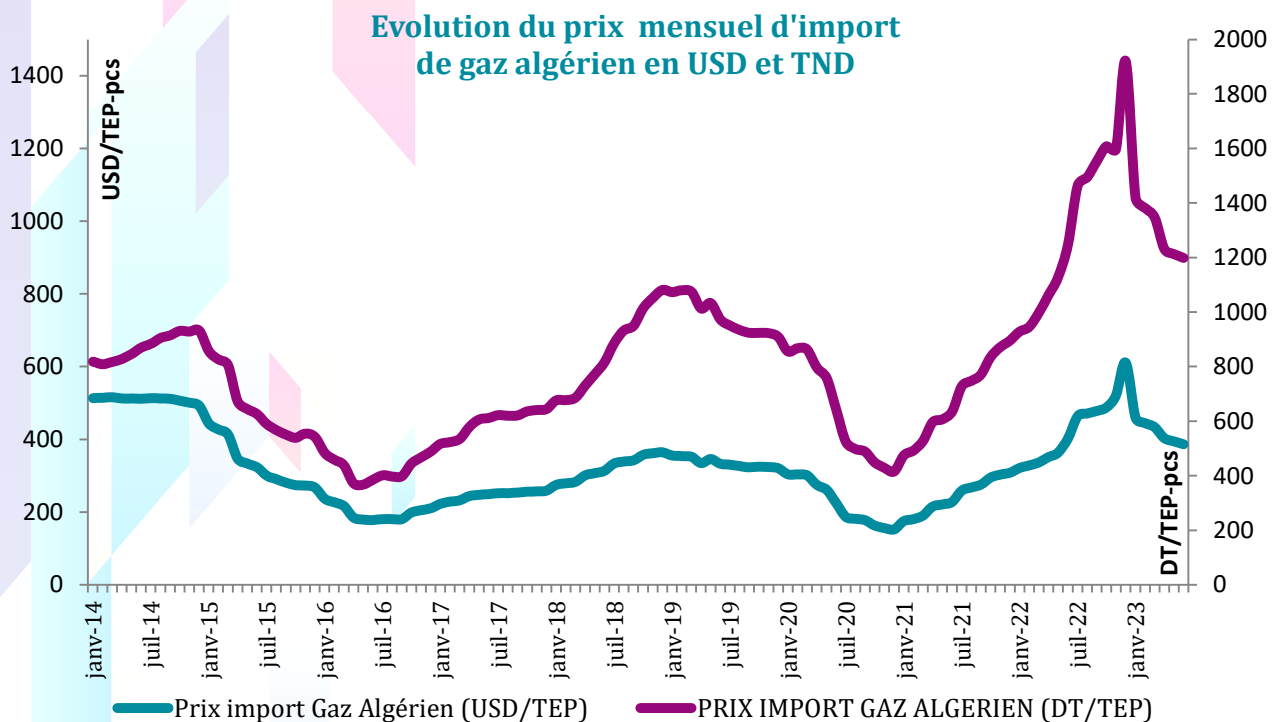


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+++) Entre fin juin **2022** et fin juin **2023**, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de **26%** : **107.6\$/bbl** contre **79.8 \$/bbl**.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **3%** entre fin juin **2022** et fin juin **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 **25%** en DT et de **21%** en \$ entre fin juin **2022** et fin juin **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 juin **2023** ont diminué par rapport à la même période de **2022** de **3%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **440 kt** à fin juin **2023** (dont **33%** brut local) contre **744 kt** à fin juin **2022** (dont **30%** brut local).

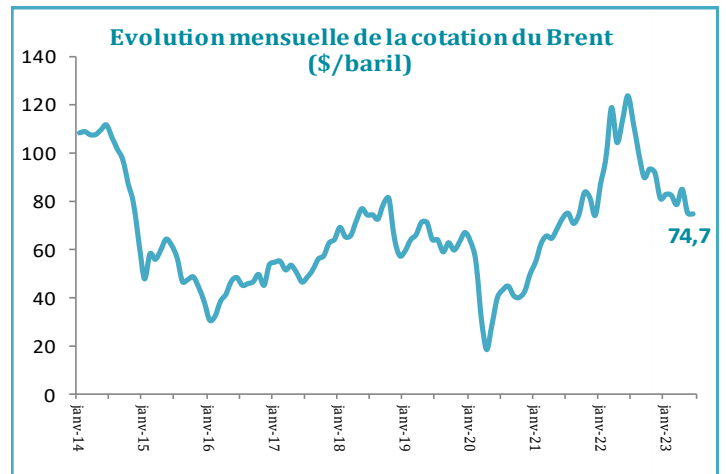
(+) baisse des achats du gaz algérien de **7%** en quantité.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **35%** (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)

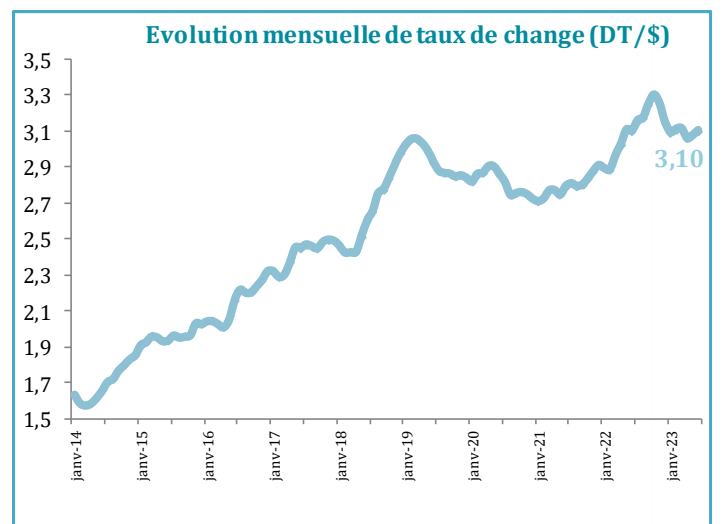
	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	87,2	82,8	-5%
Février	98,2	82,5	-16%
Mars	118,8	78,6	-34%
Avril	104,4	84,9	-19%
Mai	113,3	75,16	-34%
Juin	123,7	74,70	-40%
Juillet	112,7		
Aout	100,0		
Septembre	89,9		
Octobre	93,3		
Novembre	91,7		
Décembre	81,1		
Prix annuel moyen	101,2		



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		
Aout	3,17		
Septembre	3,25		
Octobre	3,30		
Novembre	3,25		
Décembre	3,15		
Taux annuel moyen	3,10		



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

Pétrole Brut (1)	A fin juin 2023	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	276	90
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	231	72

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin juin 2023					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2076	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2021	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2028	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1362	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2143	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	27,85	3,43	1,11	4,27	8,80

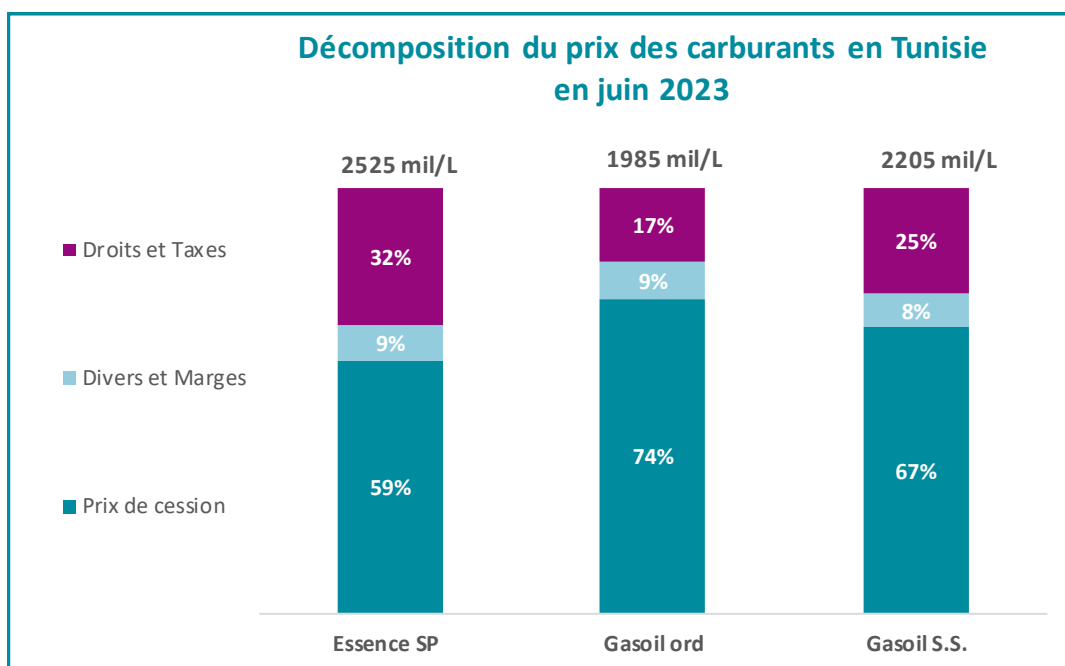
(1) Prix moyen pondéré

(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.

Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	Année 2021	Année 2022	A fin juin ⁽²⁾
Prix d'importation Gaz Algérien	697	1335	1310

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



1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS (provisoire)

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé	A fin juin		Var (%)
	2022	2022	2023	
El borma	202	105	89	-16%
Ashtart	211	106	91	-14%
Hasdrubal	83	41	40	-2,7%
Adam	95	51	49	-4%
M.L.D	71	40	28	-31%
El Hajeb/Guebiba	123	60	59	-2%
Cherouq	59	33	25	-25%
Miskar	62	33	30	-8%
Cercina	62	27	38	40%
Barka	28	14	18	23%
Franig/Bag/Tarfa	48	25	21	-17%
Ouedzar	50	25	18	-28%
Gherib	65	36	45	27%
Nawara	71	29	44	53%
Halk el Manzel	93	58	33	-43%
Autres	336	166	157	-6%
TOTAL pétrole (kt)	1 656	850	784	-8%
TOTAL pétrole (ktep)	1 694	869	802	-8%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 657	850	790	-7%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 695	869	809	-7%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	100	50	72	45%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	109	54	79	45%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 757	900	862	-4%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 804	923	888	-4%

* la production du mois de juin est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **784 kt** à fin juin **2023** enregistrant ainsi une baisse de **8%** par rapport à fin juin **2022**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs à savoir Halk el Manzel qui est entré en production en **2021** (-43%), El borma (-16%), Ashtart (-14%), M.L.D (-31%), Cherouq (-25%), Ouedzar(-28%), Fanig/Bag/Tarfa (-17%), Adam (-4%), El Hajeb /Guebiba (-2%) et Miskar (-8%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (+53%), Gherib (+27%) et Cercina (+40%).

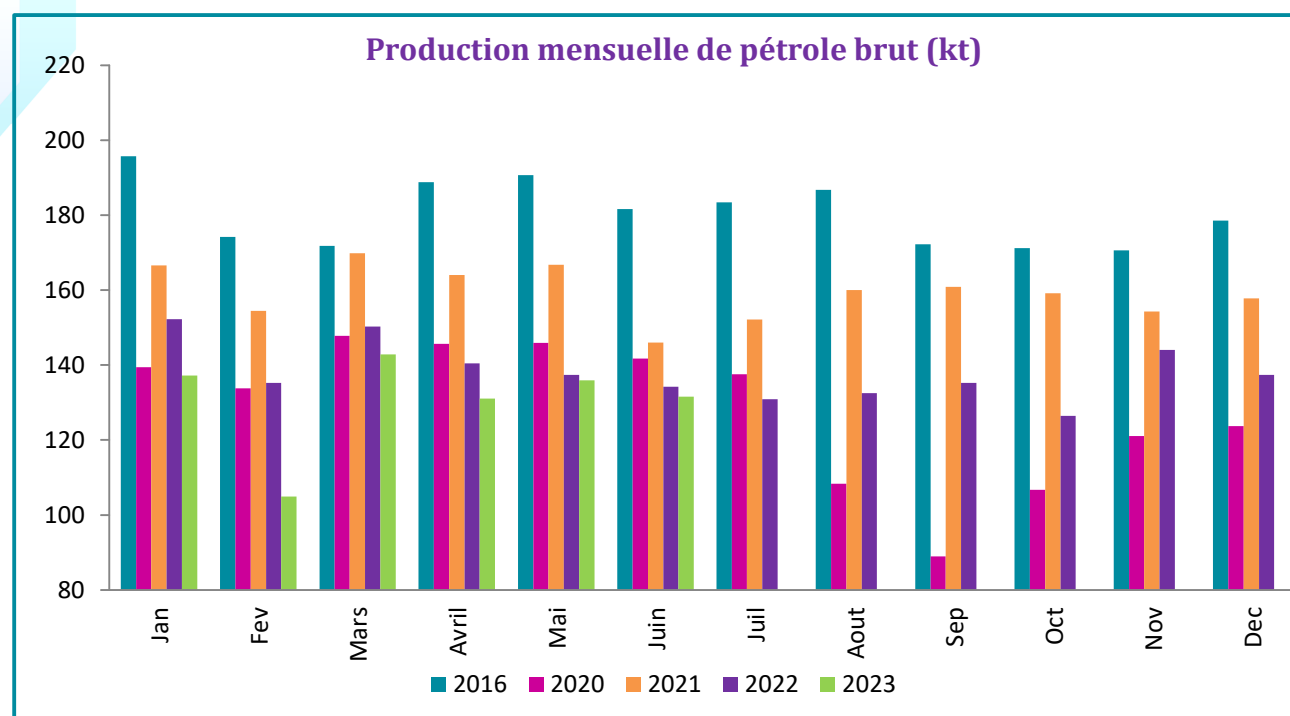
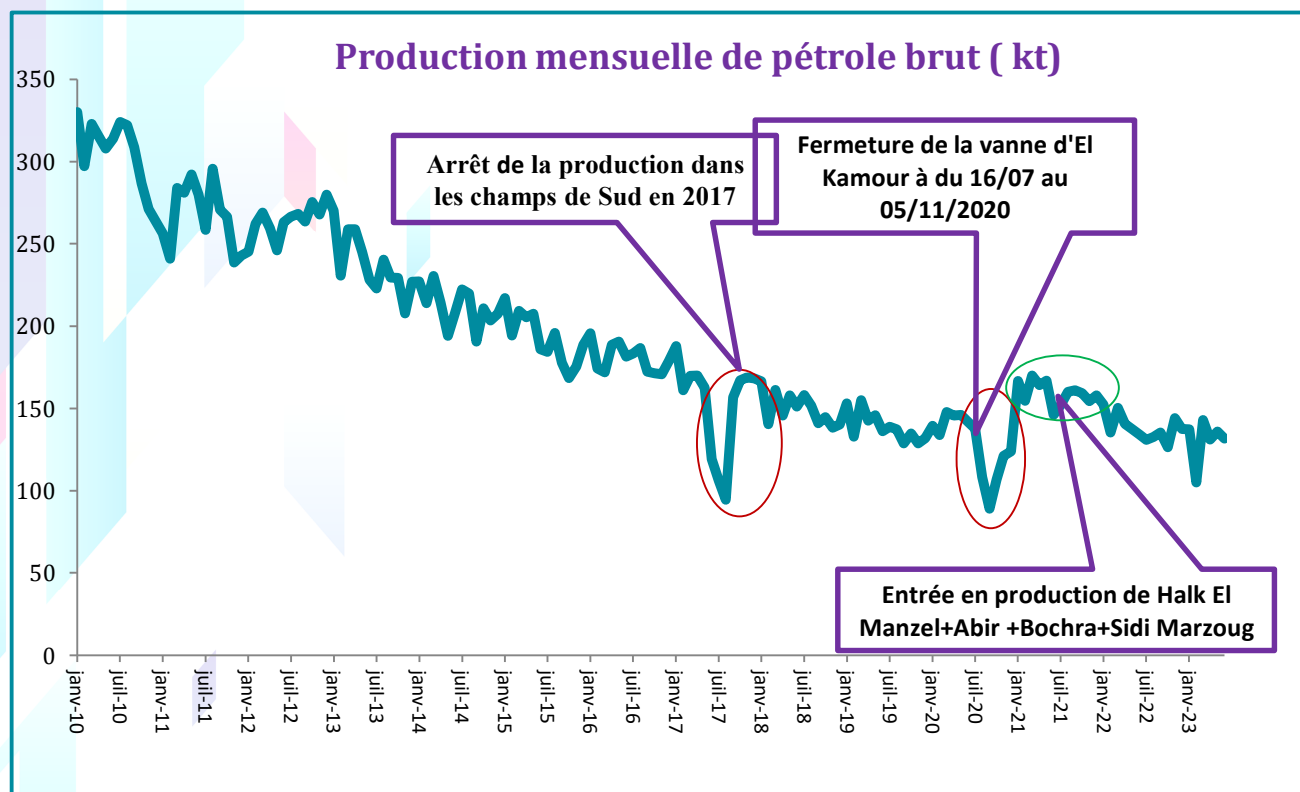
Il convient de noter :

- **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
- **Concession Djebel Grouz:** Arrêt de la production depuis le 09-12-2022
- **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 **36.4** mille barils/j à fin juin **2022** à **33.9** mille barils/j à fin juin **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 juin				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 872	2 016	1 476	1 366	-7%	-3%
Production nationale	1 815	1 400	961	858	-11%	-4%
Miskar	450	712	236	214	-10%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	268	164	152	97	-36%	-4%
Gaz Chergui	129	119	67	58	-14%	-5%
Hasdrubal	199	243	99	96	-4%	-7%
Maamoura et Baraka	30	5	10	29	190%	14%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	208	157	108	101	-6%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	531	0	288	264	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 057	616	515	507	-2%	-1%
Achats	2 362	337	1 104	1 027	-7%	9%
Unité:ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 191	2 240	1 640	1 518	-7%	-3%
Production nationale	2017	1556	1067	954	-11%	-4%
Miskar	500	791	263	238	-10%	-9%
Gaz Com Sud (1) (3)	298	182	169	108	-36%	-4%
Gaz Chergui	144	132	75	65	-14%	-5%
Hasdrubal	221	271	110	106	-4%	-7%
Maamoura et Baraka	33	6	11	32	190%	14%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)	231	175	120	112	-6%	-3%
Nawara(4)	590	0	320	294	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1175	684	573	564	-2%	-1%
Achats	2 624	375	1 227	1 141	-7%	9%

(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

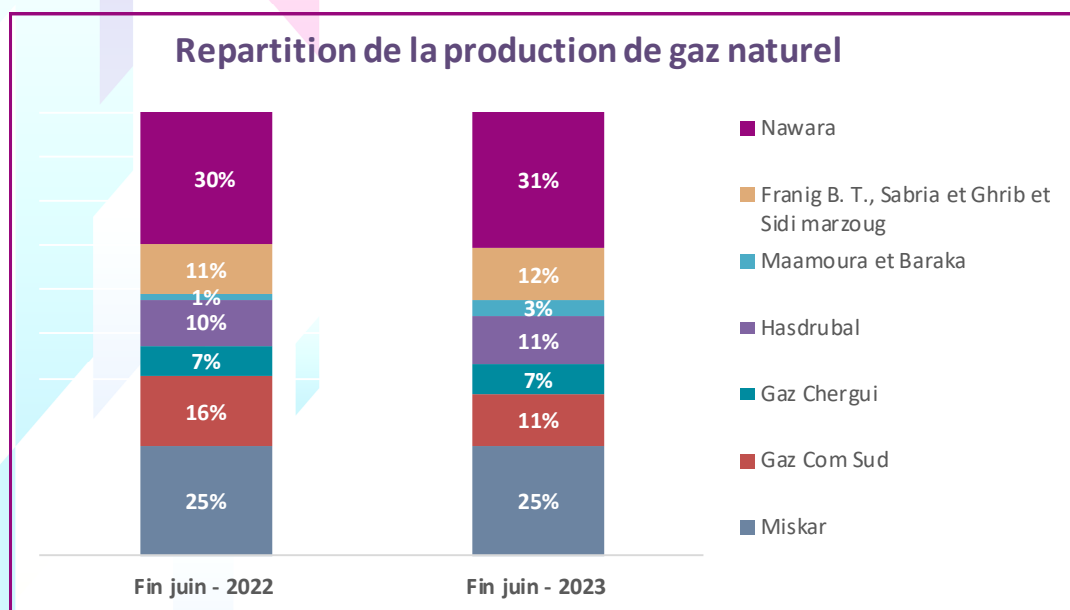
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 du janvier 2023 d'une quantité de 4,4 million de Cm3 et qui est régularisé par deduction de la redevance reexportée à partir de février 2023

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1366** ktep, à fin juin **2023**, enregistrant ainsi une baisse de **7%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **11%**, par contre, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **2%** à fin juin **2023** par rapport à fin juin **2022** en se situant à **507** Ktep.

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



Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **4%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **36%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **10%**.
- ✓ **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**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**507 ktep**) de **2%** à fin juin **2023** par rapport à fin juin **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 (**55%**).

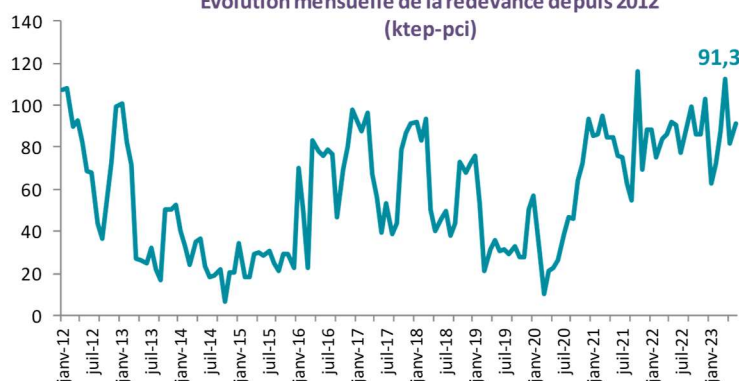
Durant le mois du janvier **2023**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré et qui est régularisé.

Production des hydrocarbures

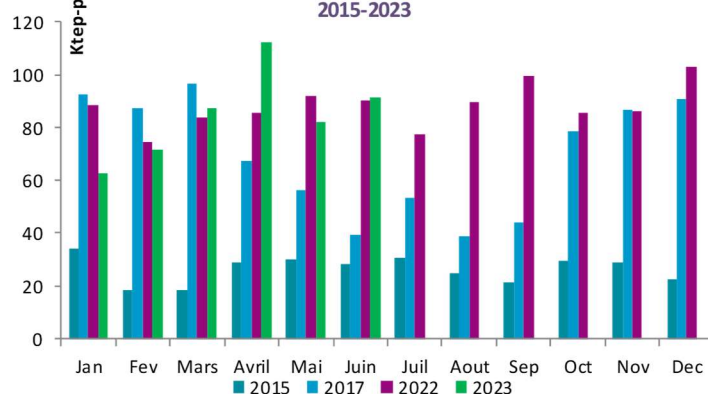
Répartition de la redevance totale



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

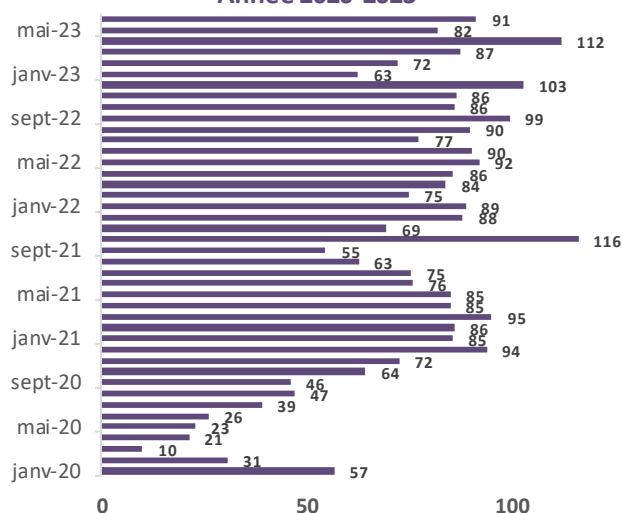


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2023



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

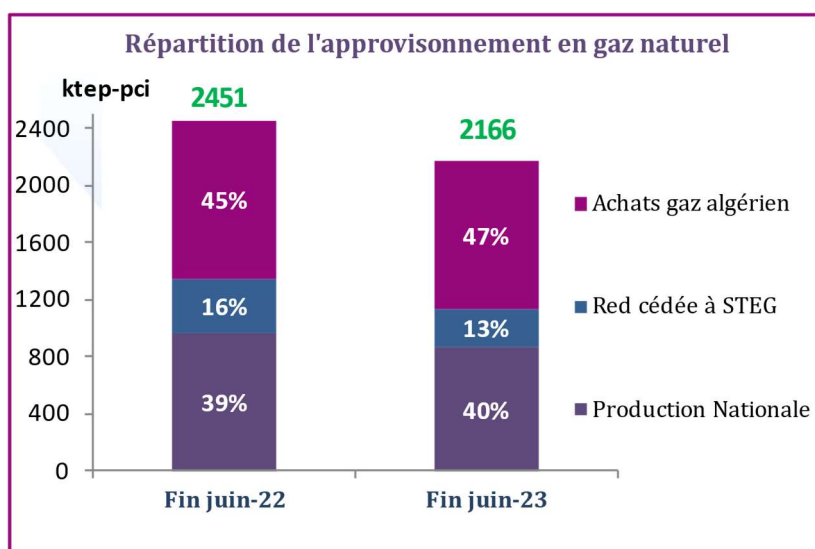


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont diminué de **7%**, entre fin juin **2022** et fin juin **2023**, pour se situer à **1027 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **12%** entre fin juin **2022** et fin juin **2023** pour se situer à **2166 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Légère hausse de la part du gaz national de 39% à 40%.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **16%** à **13%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **45%** à **47%**.



2. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin juin			Remarques
	2022 (a)	2023 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	21	13	-39%	
Essence Sans Pb	59	35	-41%	
Petrole Lampant	12	10	-13%	
Gasoil ordinaire	302	172	-43%	
Fuel oil BTS	235	136	-42%	
Virgin Naphta	109	70	-36%	
White Spirit	3	3	-1%	
Total production STIR	742	440	-41%	
Taux couverture STIR (1)	33%	20%	-39%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	18%	11%	-39%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	176	113	-36%	Arrêt technique de 26/01 au 05/02/2023 et de du 05/05 au 30/06/2023.
Jours de fonctionnement du Platforming	178	100	-44%	Arrêt technique de 25/01 au 09/02/2023 et du 27/04 au 30/06/2023.

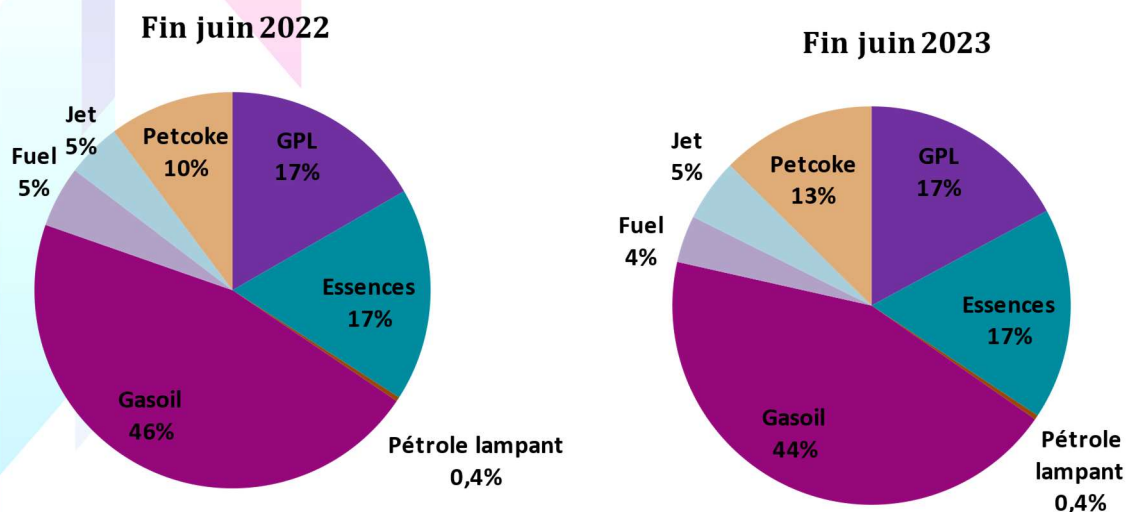
1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2022	A fin juin				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	690	269	374	371	-1%	3%
Essences	816	244	391	373	-5%	3%
<i>Essence Super</i>	0	1	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	802	243	383	368	-4%	3%
<i>Essence premium</i>	15	0	8	4	-43%	-
Pétrole lampant	14	29	7,9	8	-1%	-10%
Gasoil	2 084	863	1028	950	-8%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 623	788	800	751	-6%	-0,4%
<i>Gasoil SS</i>	454	76	225	197	-13%	8%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	3	3	-26%	-
Fuel	229	143	112	83	-26%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	27	0	12	10	-18%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	202	143	99	73	-27%	-5%
Fuel gaz(STIR)	19	0	11	5,3	-52%	-
Jet	223	101	100	110	11%	1%
Coke de pétrole	495	155	229	273	19%	4%
Total	4571	1805	2252	2173	-4%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4524	1805	2228	2157	-3%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin juin **2022** et fin juin **2023**, une baisse de **4%** pour se situer à **2173 ktep**. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du GPL de **1%**, du fuel de **26%**, des essences de **5%** et du gasoil de **8%**. Par contre la demande du jet d'aviation a enregistré une hausse de **11%** et celle de petcoke de **19%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juin **2022** et fin juin **2023** à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **5%** à fin juin **2022** à **4%** à fin juin **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 **13%**.

Structure de la consommation des produits pétroliers



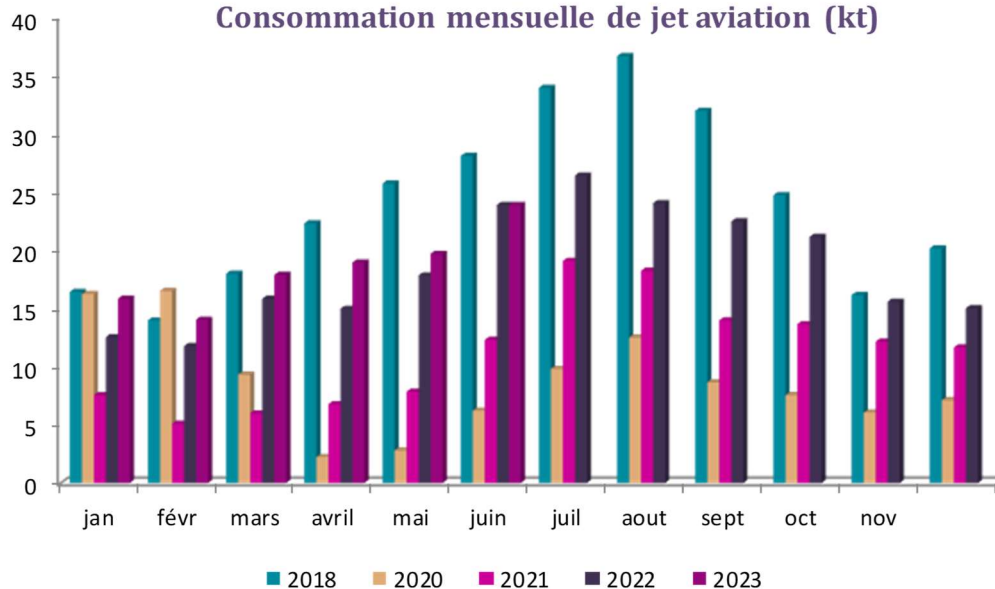
La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juin **2022** et fin juin **2023**, une diminution de **7%**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

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

La consommation de coke de pétrole a augmenté de **19%** entre fin juin **2022** et fin juin **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 **11%** à fin juin **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.

Consommation mensuelle de jet aviation (kt)



2. Gaz Naturel

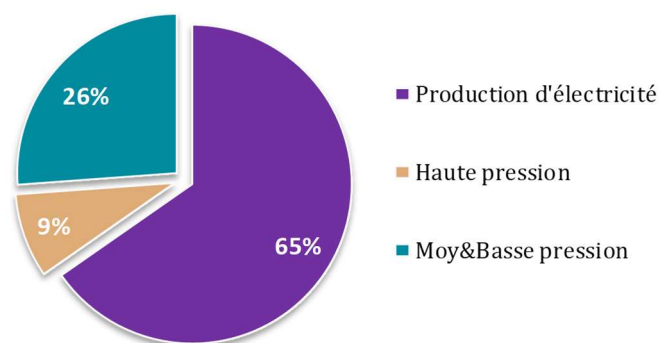
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin juin				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 886	2 065	2 447	2 161	-12%	0,4%
Production d'électricité	3 441	1 457	1 607	1 412	-12%	-0,2%
Hors prod élec	1 445	609	840	750	-11%	2%
Haute pression	409	189	245	184	-25%	-0,2%
Moy&Basse pression	1 035	420	595	565	-5%	2%
Unité:ktep-pcs						
DEMANDE	5 429	2 295	2 719	2 402	-12%	0,4%
Production d'électricité	3 824	1 619	1 786	1 569	-12%	-0,2%
Hors prod élec	1 605	676	933	833	-11%	2%
Haute pression	455	210	272	205	-25%	-0,2%
Moy&Basse pression	1 150	467	661	628	-5%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **12%** entre fin juin **2022** et fin juin **2023** pour se situer à **2161 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **12%**, celle pour la consommation finale a diminué de **11%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**65%** de la demande totale à fin juin **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 **11%** pour se situer à **750 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une diminution de **5%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **25%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin juin 2023



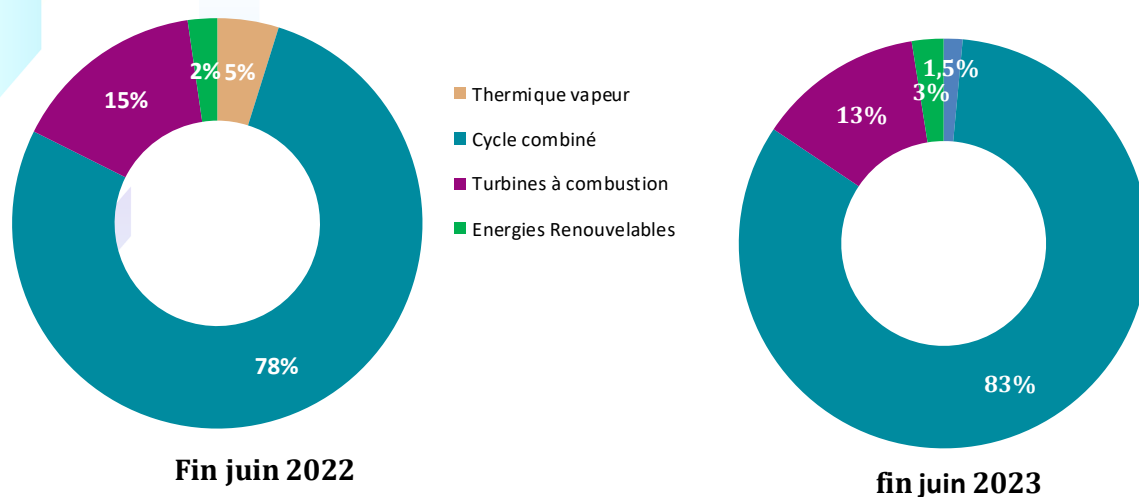
Il convient de noter que la centrale IPP-Rades a intégré le parc de la STEG à partir du mois de juin **2022**, elle est actuellement en arrêt de production.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **4%** entre fin juin **2022** et fin juin **2023** pour se situer à **192 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **8%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **12%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique qui a passé de **78%** à fin juin **2022** à **83%** à fin juin **2023**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2022	Juin		A fin juin	
		2022	2023	2022	2023
Nb de permis octroyés	2	0	0	0	1
Nb permis abandonnés	5	0	0	0	0
Nb total des permis	16	19	17	19	17
Nb de forages explo.	0	0	0	0	2
Nb forages dévelop.	1	0	0	1	0
Nb de découvertes	0	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin mai **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*).

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*).

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**.

Exploration

Acquisition sismique à fin juin 2023

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

Forage d'exploration à fin juin 2023

- Forage de deux (2) nouveaux puits d'exploration à fin juin **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.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement à fin juin **2023**.

Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables



1. Electricité

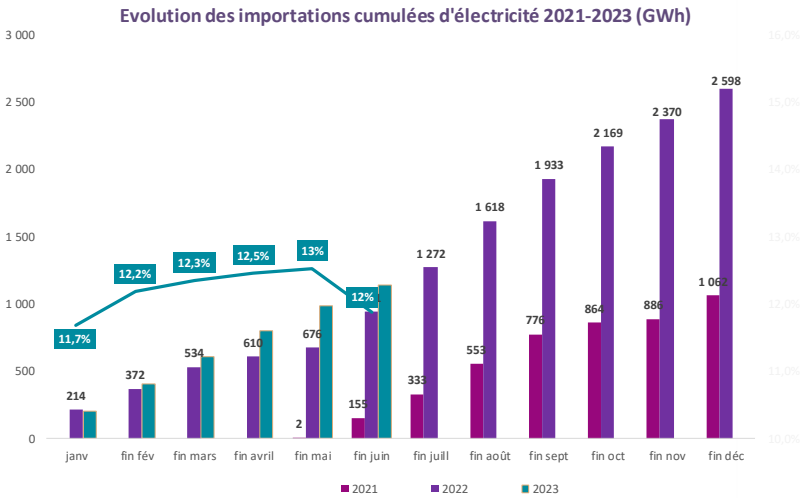
PRODUCTION D'ELECTRICITE					
Unité : GWh					
	Réalisé 2022	A fin juin			
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b) TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18647	5 227	8 386	8367	-0,2% 4%
FUEL + GASOIL	0,2	2	0,160	0,50	213% -11%
GAZ NATUREL	18280	5122	8191	8172	-0,2% 4%
HYDRAULIQUE	15	26	7,3	1,0	-86% -22%
EOLIENNE	322	76	173	176	2% 7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	31	0	15	18	20% -
IPP (GAZ NATUREL)	706	1643	706	0	-100% -100%
IPP Solaire ⁽³⁾	0	0	0	16,2	- -
ACHAT TIERS	163	39	87	87	0% 6%
PRODUCTION NATIONALE	19516	6 909	9 179	8 470	-8% 2%
Echanges	-25	19	-24	-3	-87% -187%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2598	0	941	1141	21% -
Ventes Gecol (Libye)	0	0	0	0	- -
Disponible pour marché local ⁽²⁾	22089	6928	10096	9608	-5% 3%

(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

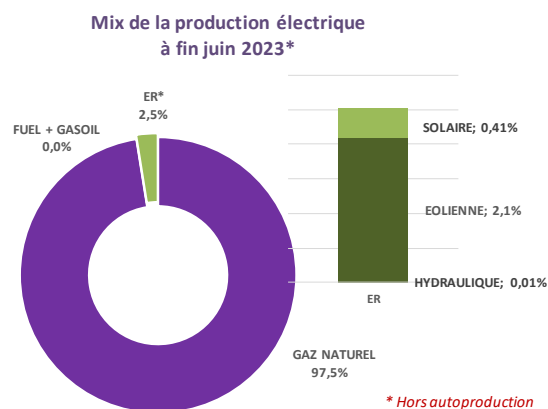
(3) Provisoire

La production totale d'électricité a enregistré, à fin juin 2023, une diminution de 8% pour se situer à **8470 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **9179 GWh** à fin juin 2022. La production destinée au marché local a enregistré une diminution de 5%. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie et de la Libye** ont couvert de **12%** des besoins du marché local à fin juin 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 ».

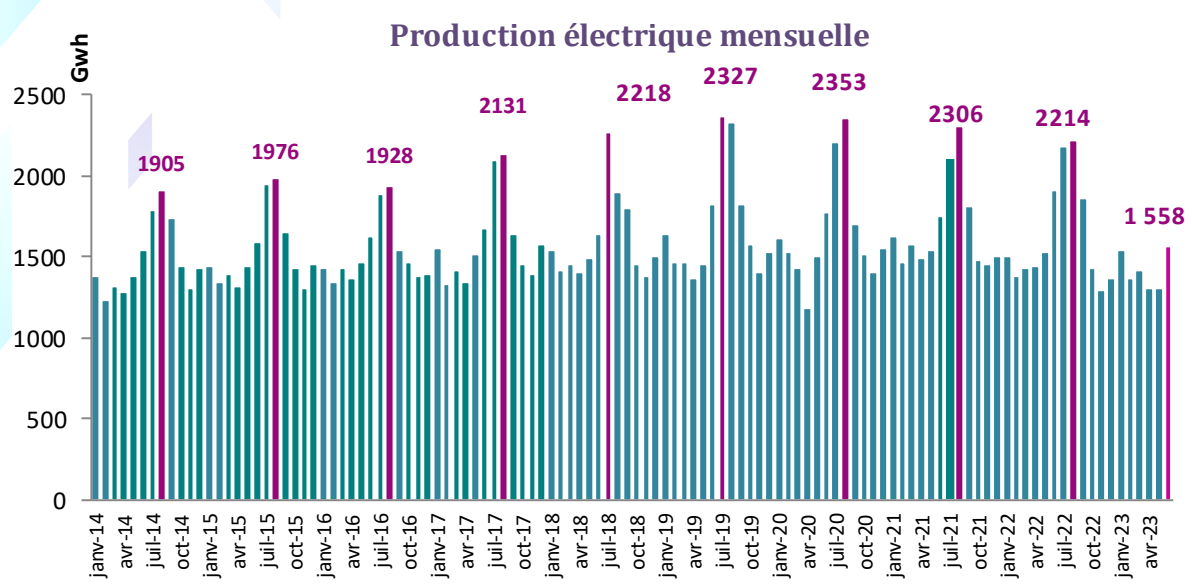
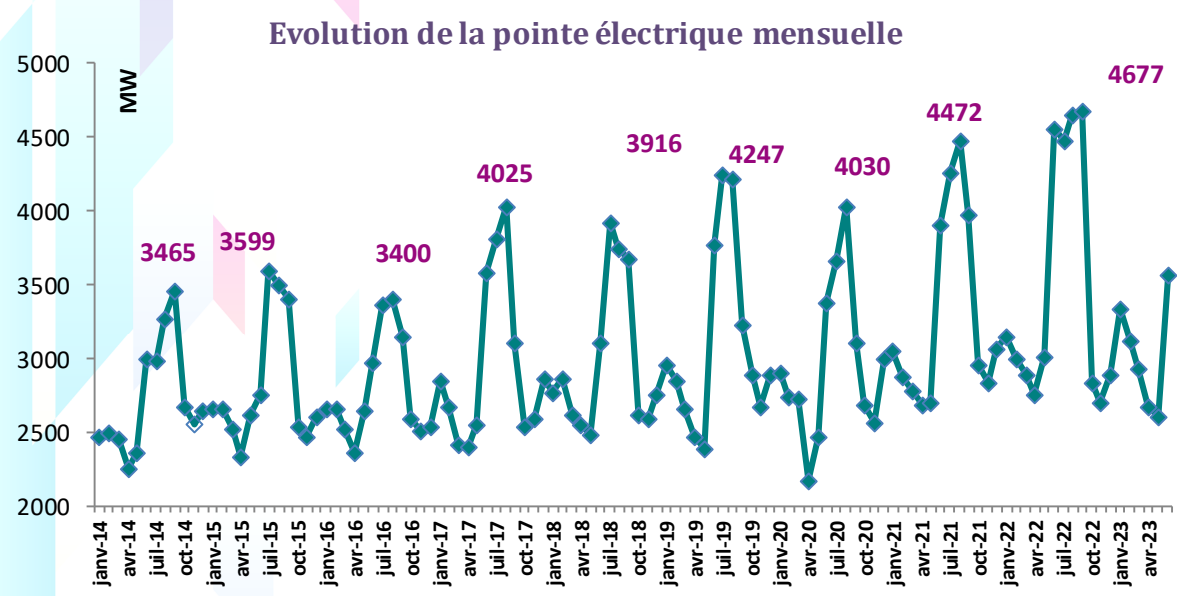
La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **99%** de la production nationale à fin juin **2023**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **8%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.5%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin juin **2023**. Par ailleurs, **182 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 baisse de **22%** pour se situer à **3566 MW** à fin juin **2023** contre **4563 MW** à fin juin **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**.



VENTES D'ELECTRICITE					
Unité : GWh					
	Réalisé 2022	A fin juin			
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b) TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1286	639	641	606	-5% -0,4%
Moyenne tension	7143	2838	3327	3242	-3% 1%
Basse tension	8870	2657	3971	4046	2% 3%
TOTAL VENTES **	17299	6 134	7 938	7 894	-1% 2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une baisse de **1%** entre fin juin **2022** et fin juin **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 **3%**.

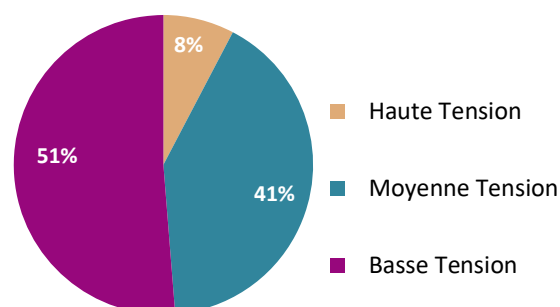
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **61%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juin **2023**.

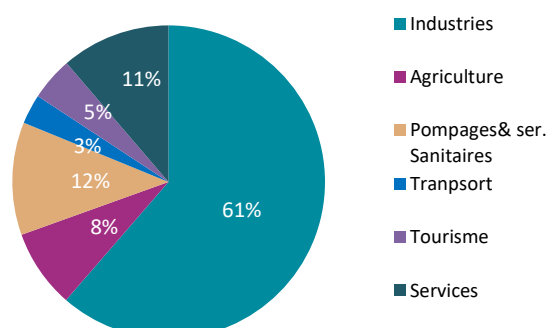
La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-22%**), des industries extractives (**-14 %**) et des IMCCV (**-10%**) .

Contre une hausse des ventes du secteur de pompage (eau et services sanitaires) (**+11%**)et le secteur de tourisme (**+3%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin juin 2023



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



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin juin 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	Identification des sites Lancement de l'appel d'offres de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offres restreint (Mars 2019) 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) Soumission des offres (juillet 2019) Dépouillement et adjudication provisoire (décembre 2019) Accords de projet finalisés et validés par la CTER. Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021. Approbation par décrets lois en décembre 2021 Etat d'avancement : Les projets sont actuellement en phase avancée de bouclage financier, d'études environnementales et sociales.
		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 quatrième trimestre de 2023 et septembre 2025 .
		Appel d'offres de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid Délai : quatrième trimestre de 2023
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (Avril 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Projet Enfidha : 1MW depuis 2020. Projet SidiBouzid : 1MW en avril 2023. Projet meknassi : 10 MW en avril 2023. Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022.
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), Création de 5 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 3 projets :

			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. Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022). Un projet de 1 MW à Skhira en production (arrêté du 01 août 2023). 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.
		3 ^{ème} appel à projets (juillet 2019)	Soumission des offres le 09 janvier 2020 Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW) Etat d'avancement : 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.
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report). Octroi de 7 accords de principe (3 projets catégorie 1MW + 4projets catégorie 10MW).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	182 MW
		MT/HT	304 autorisations octroyées pour une puissance totale de 79MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Mise en service effectuée le 10/03/2021 pour 08 onduleurs, soit une puissance de 8MW sur 10MW Date de début de la marche industrielle : 12/04/2022
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Mise en service effectuée le 24/11/2021 Date prévisionnelle de début de la marche semi-industrielle : 22/02/2022 Date de début de la marche industrielle : juin 2022.

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	Identification des sites Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019) 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) Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent.
		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 ^{ème} appel à projets (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

kt	Mille tonne
Mt	Million de tonne
tep	Tonne équivalent pétrole
ktep	Mille tonne équivalent pétrole (1000 tep)
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
IPP	Producteurs Indépendants d'électricité
MW	Mégawatt
GWh	Gigawatt -heure
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
ONEM	Observatoire National de l'Energie et des Mines
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
CSM	Consommation spécifique Moyenne tep/GWh
Pointe	Puissance maximale appelée MW
FHTS	Fioul à haute teneur en soufre 3,5%
FBTS	Fioul à basse teneur en soufre 1%
CC	Cycle combiné
TG	Turbine à gaz
TV	Thermique à vapeur
kbbl/j	Mille barils par jour
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour