

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

Août 2024



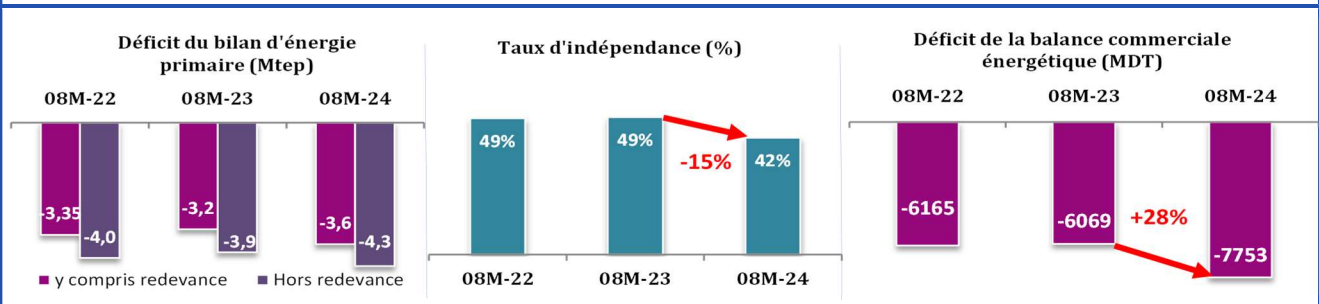
Sommaire

- 
- 
-  **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

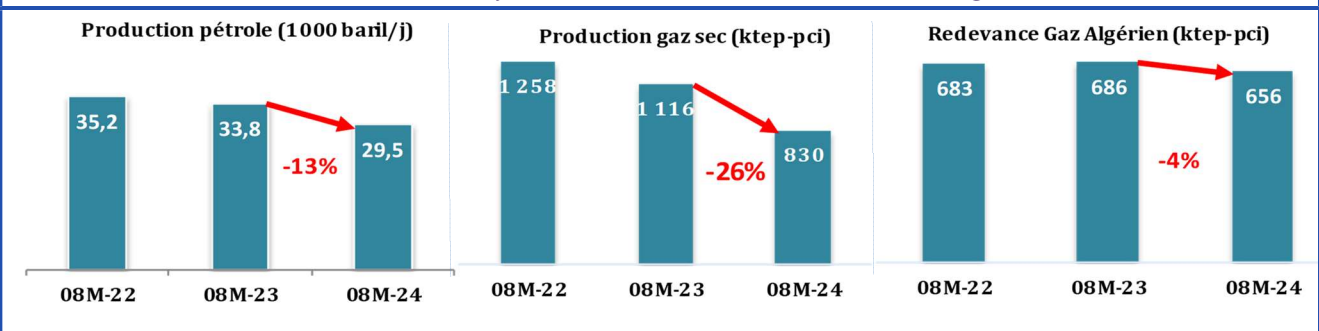
Date de la publication : 11 octobre 2024

Faits marquants des huit premiers mois de 2024

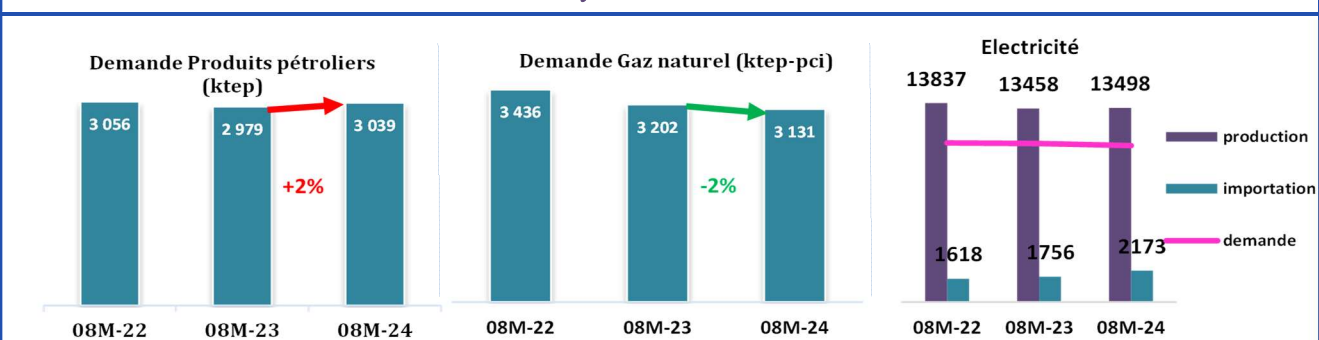
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



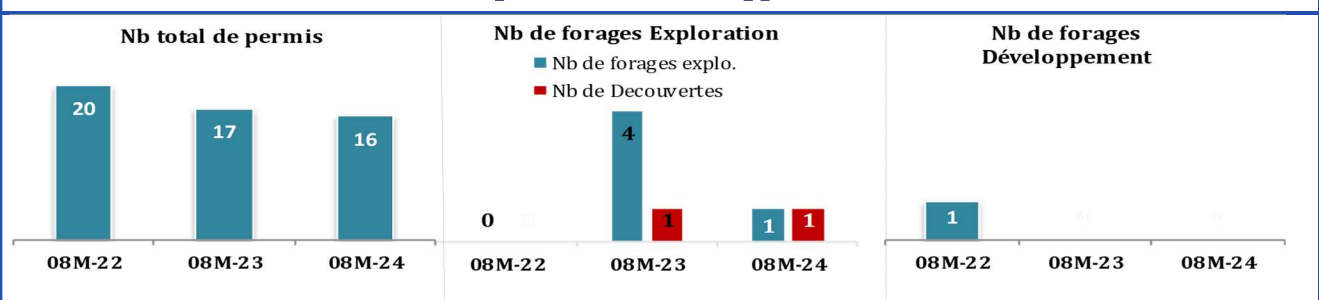
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



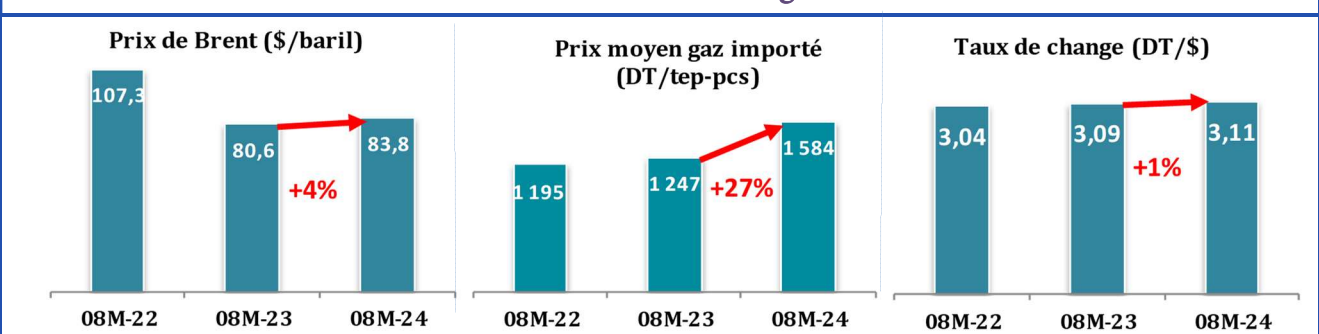
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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 2023	A fin août			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)		
RESSOURCES	4436	5445	3044	2589	-15%	-5%
Pétrole ^{(1)(*)}	1599	2620	1089	949	-13%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	155	135	107	96	-11%	-2%
Gaz naturel	2610	2679	1802	1486	-18%	-4%
<i>Production</i>	1607	1903	1116	830	-26%	-6%
<i>Redevance</i>	1003	776	686	656	-4%	-1%
Elec primaire	72	12	46	58	26%	12%
DEMANDE	9148	5575	6227	6229	0,03%	1%
Produits pétroliers	4432	2620	2979	3039	2%	1%
Gaz naturel	4644	2944	3202	3131	-2%	0,4%
Elec primaire	72	12	46	58	26%	12%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4712	-131	-3182	-3640		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5715	-907	-3869	-4296		
<p><i>Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit)</i></p> <p><i>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)</i></p> <p><i>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.</i></p> <p><i>(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes (provisoire)</i></p> <p><i>(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes</i></p> <p><i>(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale</i></p> <p><i>(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales</i></p> <p><i>(*) Données estimées pour le mois de août 2024</i></p>						

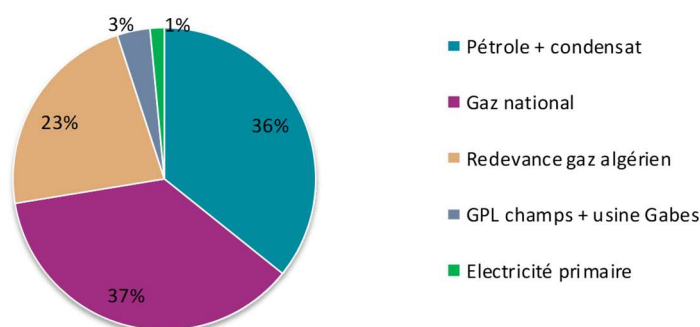
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.6 Mtep** à fin août **2024**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **15%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **69%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

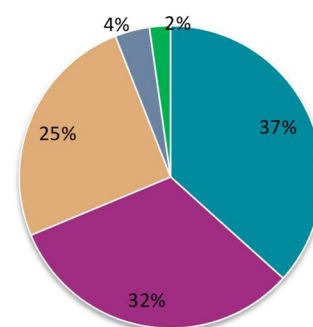
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) représente 2% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une baisse de 4% à fin août 2024 par rapport à fin août 2023.**

Répartition des ressources en énergie primaire à fin août 2023



Répartition des ressources en énergie primaire à fin août 2024

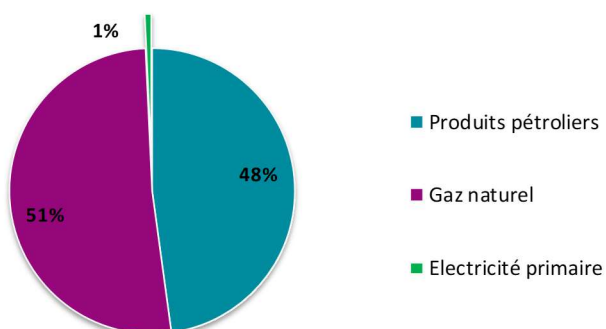


La demande d'énergie primaire a enregistré une quasi stabilité entre fin août 2023 et fin août 2024 : la demande du gaz naturel a diminué de 2% et celle des produits pétroliers, par contre, a enregistré une hausse de 2%.

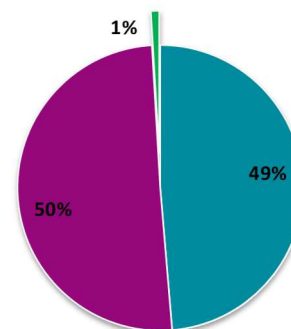
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de 2% suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers l'importation d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passé de 48% à fin août 2023 à 49% durant la même période de 2024. Le gaz naturel, par contre, est passé de 51% à fin août 2023 à 50% à fin août 2024.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin août 2023



Répartition de la demande en énergie primaire à fin août 2024



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin août **2024, un déficit de 3.6 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **14%** par rapport à la même période **2023**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **42%** à fin août **2024** contre **49%** à fin août **2023**. Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **31%** à fin août **2024** contre **38%** durant la même période de **2023**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin août			A fin août			A fin août		
	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)
EXPORTATIONS⁽⁷⁾							2244	2320	3%
PETROLE BRUT⁽¹⁾			-			-	1372	1380	1%
ETAP	413	534	29%	425	547	29%	729	1048	44%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	643	333	-48%
GPL Champs	16,0	12,0	-25%	17,7	13,3	-25%	25,0	18	-27%
ETAP	16,0	12,0	-25%	17,7	13,3	-25%	25,0	18	-27%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0		-
PRODUITS PETROLIERS	261	468	79%	263	474	81%	366	922	152%
Fuel oil (BTS)	169	243	44%	166	238	44%	223	453	103%
Virgin naphtha	92	214	133%	97	225	133%	143	442	209%
Pétrole	0	10,89	-	0	11	-	0	27	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				209	0	-100%	481	0	-100%
IMPORTATIONS				5200	5613	8%	8313	10073	21%
PETROLE BRUT⁽³⁾	389	627	61%	400	644	61%	825	1414	71%
PRODUITS PETROLIERS	2520	2698	7%	2498	2698	8%	5250	5818	11%
GPL	352	362	3%	389	400	3%	718	644	-10%
Gasoil ordinaire	700	718	3%	719	737	3%	1649	1755	6%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	301	353	17%	309	363	17%	734	884	20%
Jet	168	186	11%	173	193	11%	477	510	7%
Essence Sans Pb	443	585	32%	463	611	32%	1209	1615	34%
Fuel oil (HTS)	95	79	-16%	93	78	-16%	136	127	-7%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	463	415	-10%	352	316	-10%	327	283	-13%
GAZ NATUREL				2301	2271	-1%	2238	2842	27%
Redevance totale ⁽²⁾				686	656	-4%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1615	1615	0%	2238	2842	27%

(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 dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin de mois d'août 2024 d'une quantité de 120 million de Cm3, en cours de régularisation.**

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires pour janvier 2023

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

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

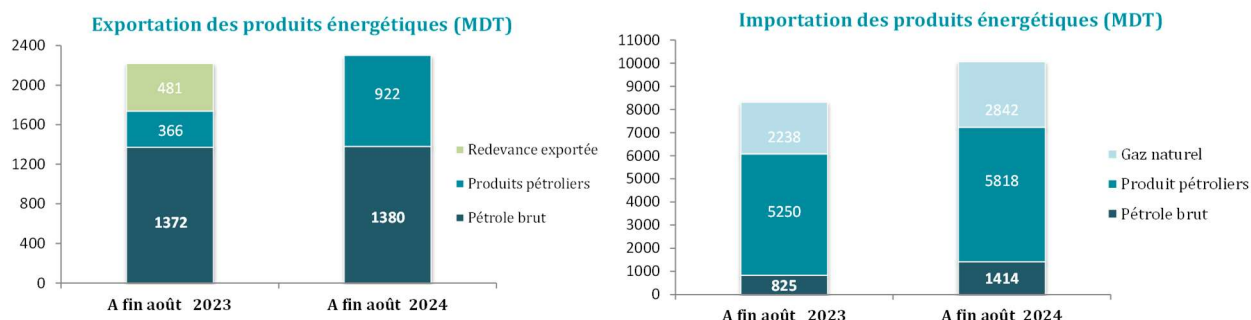
(7) Hors électricité importée de l'Algérie et de la Libye à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour les 12 mois de 2023 et les 8 premiers mois de 2024

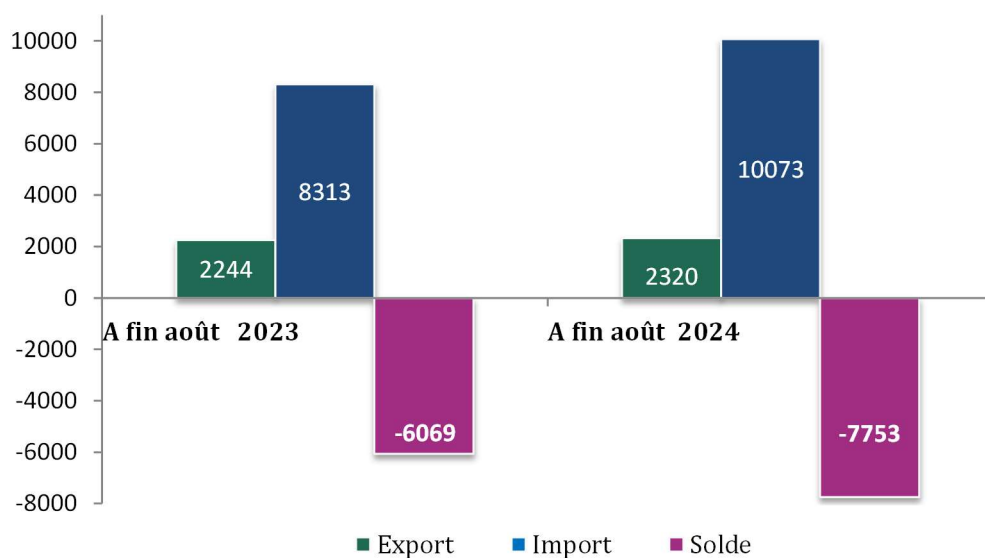
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une augmentation en valeur de **3%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **21%**. Le déficit de la balance

commerciale énergétique est passé de **6069 MDT** à fin août **2023** à **7753 MDT** à fin août **2024**, soit une augmentation de **28%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



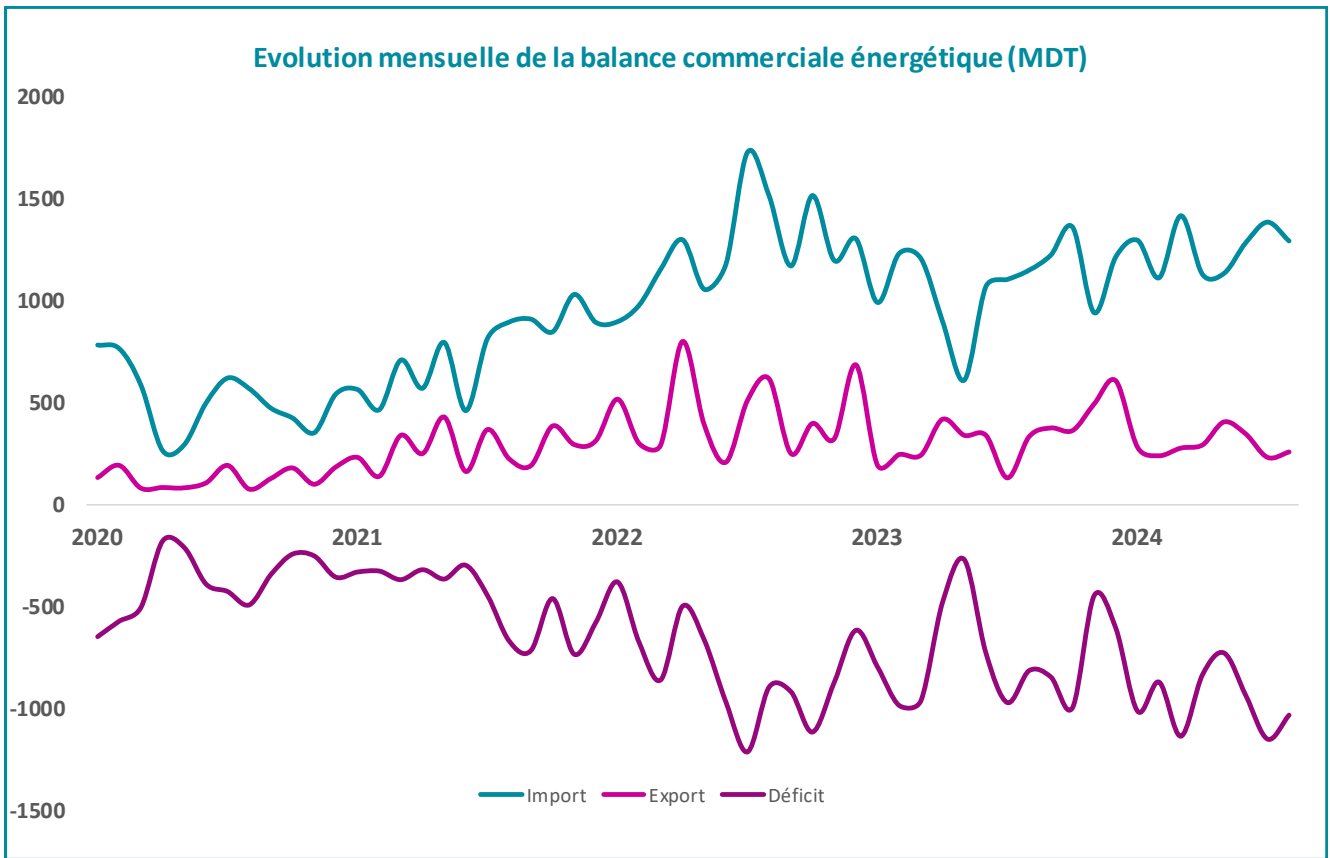
Balance commerciale énergétique (MDT)



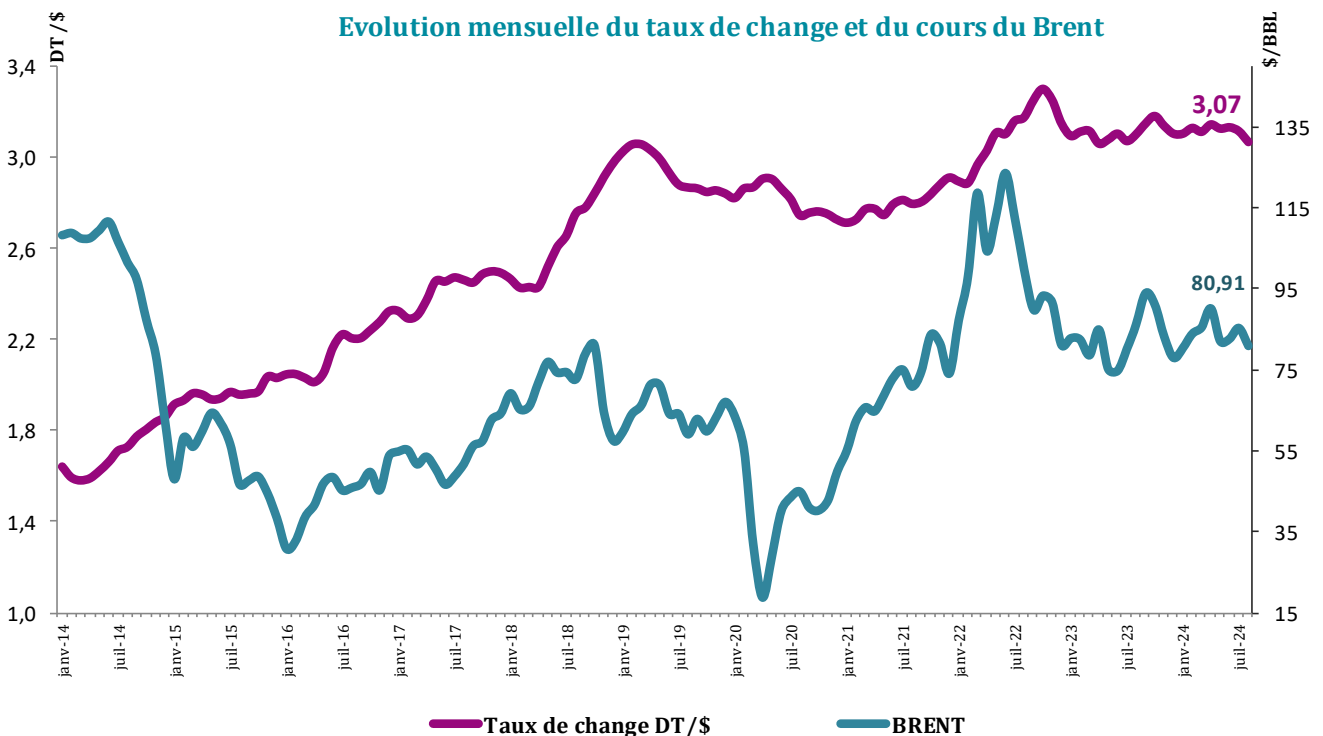
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change a légèrement augmenté (-), les quantités échangées ont baissé (-) et le cours du Brent a augmenté (-) à fin août **2024** par rapport à fin août **2023**.

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

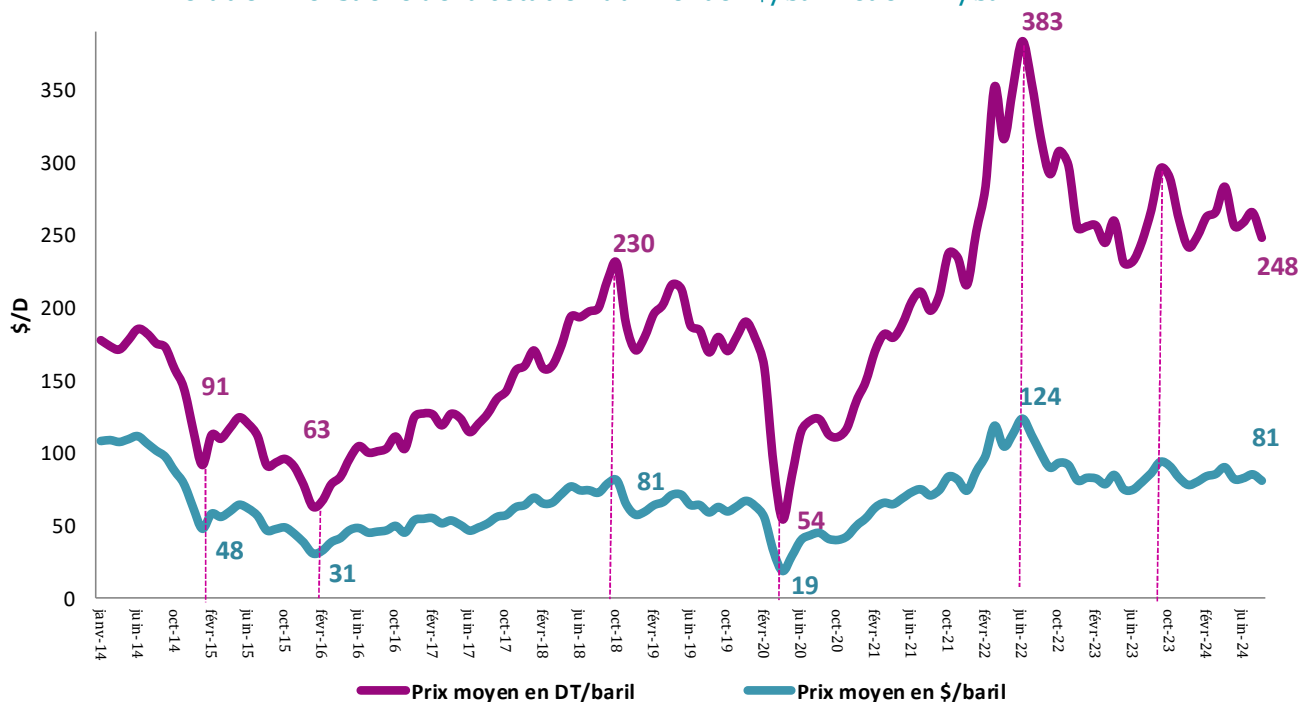


En effet, durant les 8 premières mois de 2024, le cours moyen du Brent a augmenté de 4% bien que courant le mois d'août 2024, il a enregistré une baisse de 5\$/bbl par rapport au mois d'août 2023 : 86.2 \$/bbl courant août 2023 contre 80.9 \$/bbl courant le mois août 2024.



Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une légère dégradation de **1%** 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

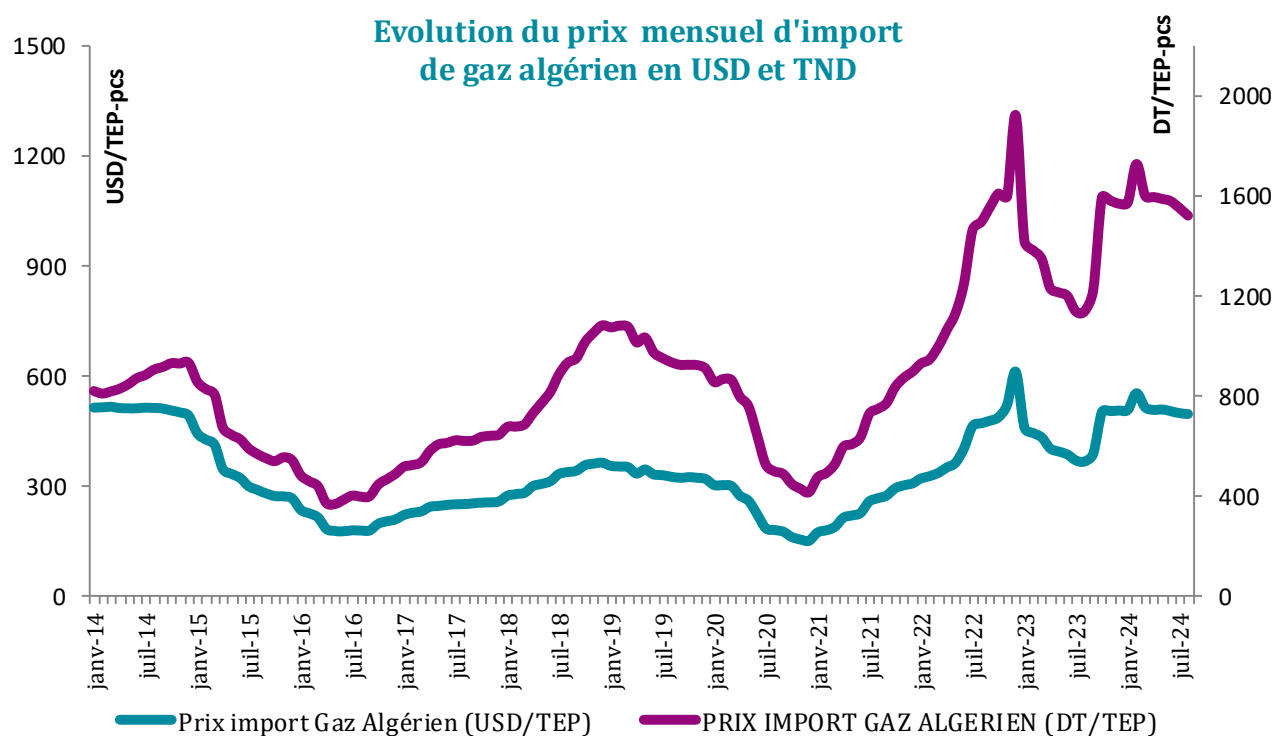


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(--) Entre fin août **2023** et fin août **2024**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **4%** : **80.6 \$/bbl** contre **83.8 \$/bbl**.

(-) Une légère baisse de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **1%** entre fin août **2023** et fin août **2024**, 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 **27%** en DT et de **26%** en \$ entre fin août **2023** et fin août **2024**.



Une baisse à été observée à partir de janvier **2019** pour la première fois depuis août **2016**. Rappelons ici que le prix du gaz algérien n'est pas parfaitement corrélé au cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.1 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des **6** et/ou **9** derniers mois. A signaler que les prix du gaz sont repartis à la hausse à partir à partir du mois d'octobre **2023**, une légère baisse a été enregistré de nouveau à partir du mois de mars **2024**.

(--) Les importations des produits pétroliers à fin août **2024** ont augmenté par rapport à fin août **2023** de **7%** en quantité et de **10%** en valeur.

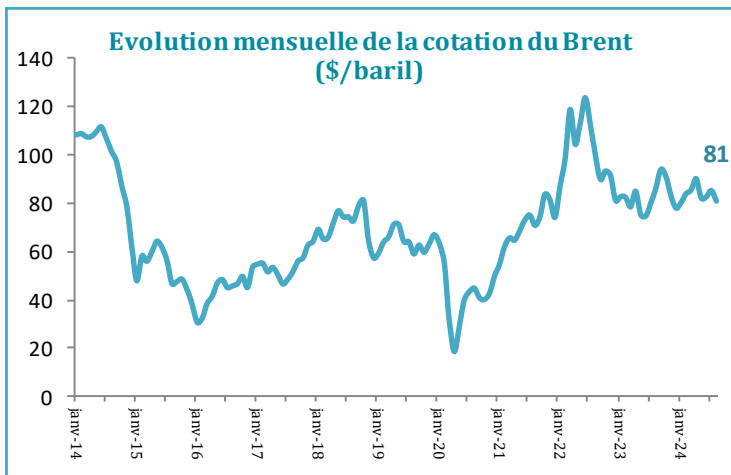
(--) hausse des importations de pétrole brut de **61%** en quantité et de **71%** en valeur à fin août **2024** par rapport à fin août **2023**.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de **81%** et de **152%** en valeur (arrêt de l'unité de la Platforming de la STIR depuis janvier **2024**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

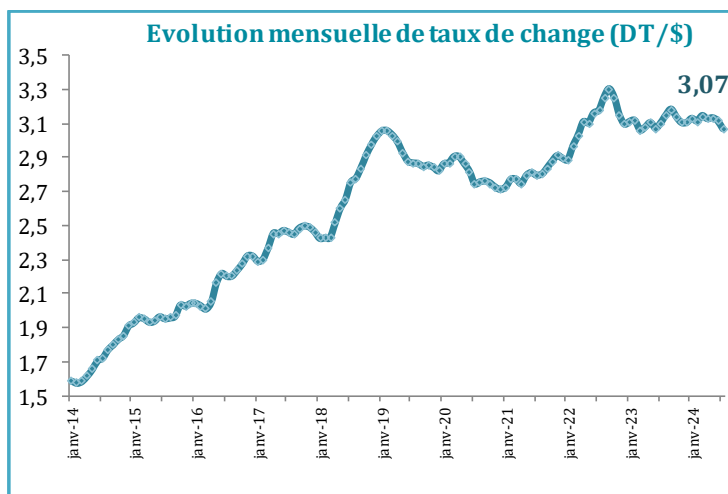
	2023	2024	Variat. 24/23
Janvier	82,8	80,3	-3%
Février	82,5	83,9	2%
Mars	78,6	85,5	9%
Avril	84,9	90,2	6%
Mai	75,2	82,05	9%
Juin	74,70	82,6	11%
Juillet	80,1	85,3	7%
Août	86,2	80,9	-6%
Septembre	94,0		
Octobre	91,0		
Novembre	83,2		
Décembre	77,9		
Prix annuel moyen	82,6		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2023	2024	Variat. 24/23
Janvier	3,09	3,10	0,3%
Février	3,11	3,13	0,6%
Mars	3,11	3,11	-0,1%
Avril	3,06	3,14	3%
Mai	3,08	3,12	2%
Juin	3,10	3,13	1%
Juillet	3,07	3,11	1%
Aout	3,10	3,07	-1%
Septembre	3,15		
Octobre	3,18		
Novembre	3,14		
Décembre	3,10		
Taux annuel moyen	3,11		



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

Pétrole Brut (1)	A fin août 2024	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	297	95,3
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	253	81,7

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

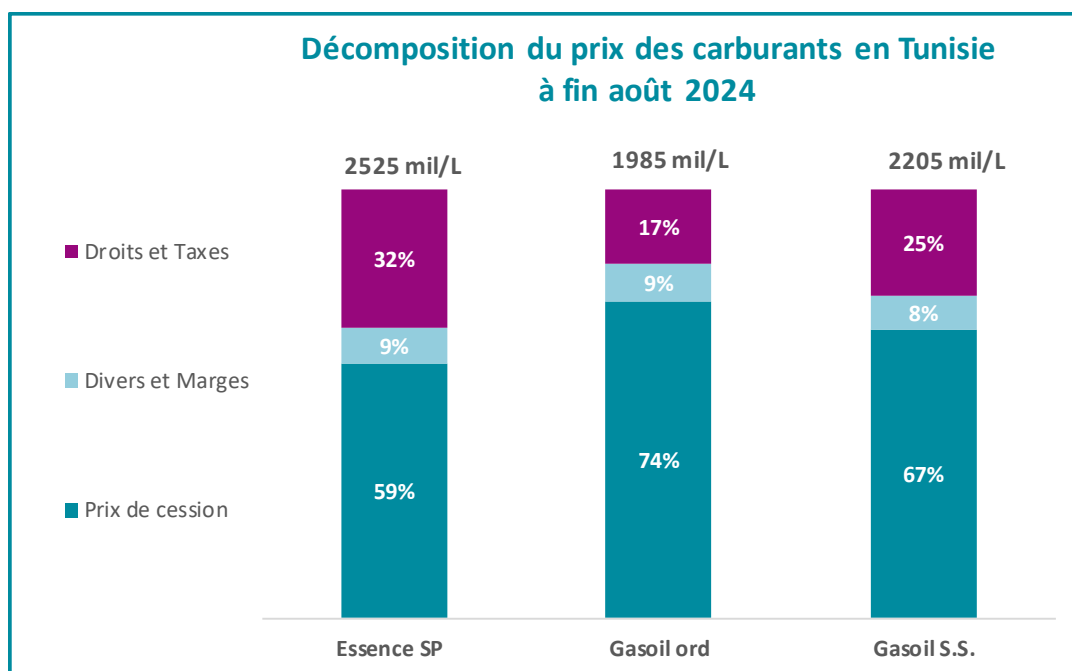
PRODUITS PETROLIERS	A fin août 2024					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2129	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2063	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2112	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1600	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1780	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	23,14	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.

5. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	Année 2022	Année 2023	A fin août 2024
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1321	1584

	Année 2022	Année 2023 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	643	660
Coût de revient moyen	1545,9	1777,9
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-903,0	-1117,8

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

(2) provisoire

6. Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)

	Année 2022	Année 2023 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	273	288
Coût de revient moyen	471,9	472,2
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-199,4	-184,0

(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^(*)

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2023	A fin août		Var (%)
		2023	2024	
El borma	169	114	113	-1%
Ashtart	183	124	92	-26%
Hasdrubal	75	53	47	-10%
Adam	98	65,9	71,0	8%
M.L.D	50	35	30	-16%
El Hajeb/Guebiba	131	89	62	-30%
Cherouq	49	33	30	-11%
Miskar	54	38	33	-12%
Cercina	74	51	46	-9%
Barka	33	27	18	-34%
Franig/Bag/Tarfa	40	26	24	-7%
Ouedzar	40	22	25	16%
Gherib	81	59	39	-33%
Nawara	89	59	54	-8%
Halk el Manzel	61	43	35	-19%
Autres	321	215	196	-9%
TOTAL pétrole (kt)	1 547	1 054	917	-13%
TOTAL pétrole (ktep)	1 583	1 078	939	-13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 563	1 064	927	-13%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 599	1 089	949	-13%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	142	95	87	-8%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	155	104	96	-8%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 704	1 159	1 014	-12%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 754	1 193	1 045	-12%

(*) Valeurs estimées pour le mois d'août 2024 sur la base des réalisations des mois précédents.

La production nationale de pétrole brut s'est située à **917 kt** à fin août **2024** enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à fin août **2023**. Cette baisse a touché plusieurs champs à savoir Ashtart (-26%), El Hajeb/Guebiba (-30%), Gherib (-33%), Maamoura (-89%), Baraka (-34%),

Halk el Manzel (-19%), Miskar(-12%), M.L.D (-16%), El borma (-1%), Hasdrubal (-10%), Cercina (-9%) , Nawara (-8%) et Dorra (-30%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une augmentation de production à savoir Adam (+8%), Ouedzar (+16%), Bir Ben Tartar (+83%) , Sidi Litayem (+34%) et Ch.Essaida (+17%).

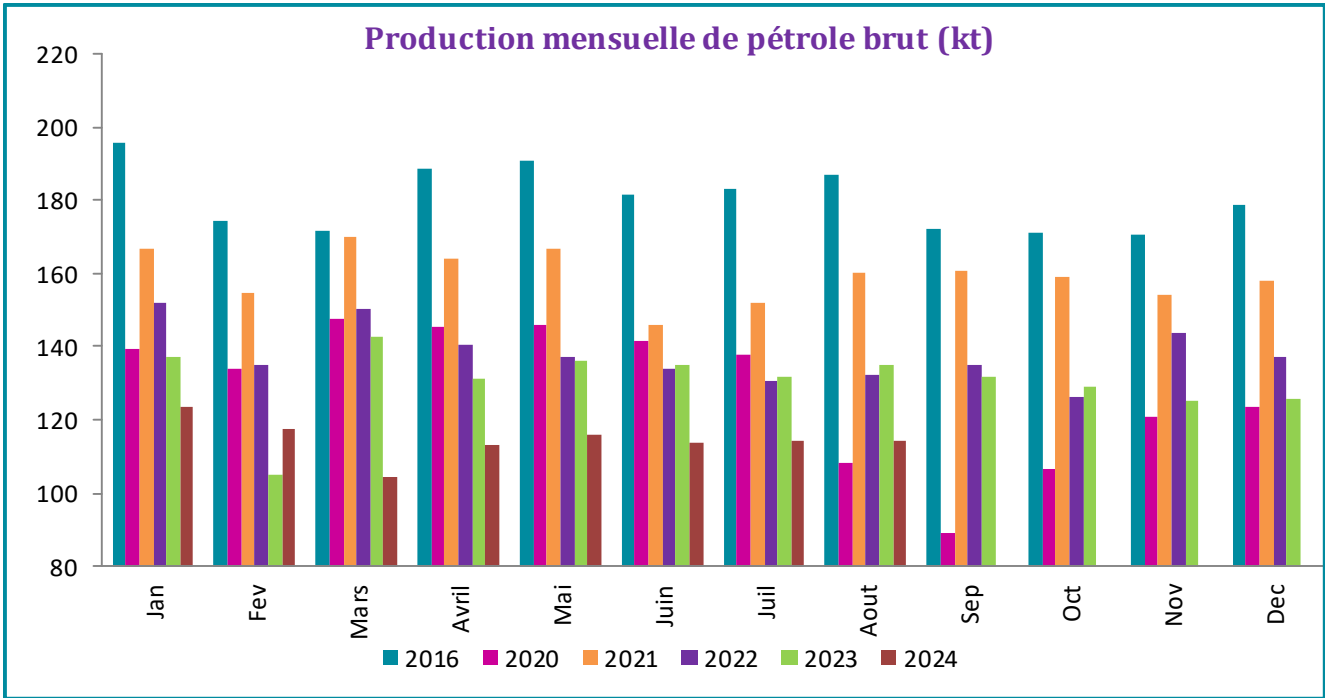
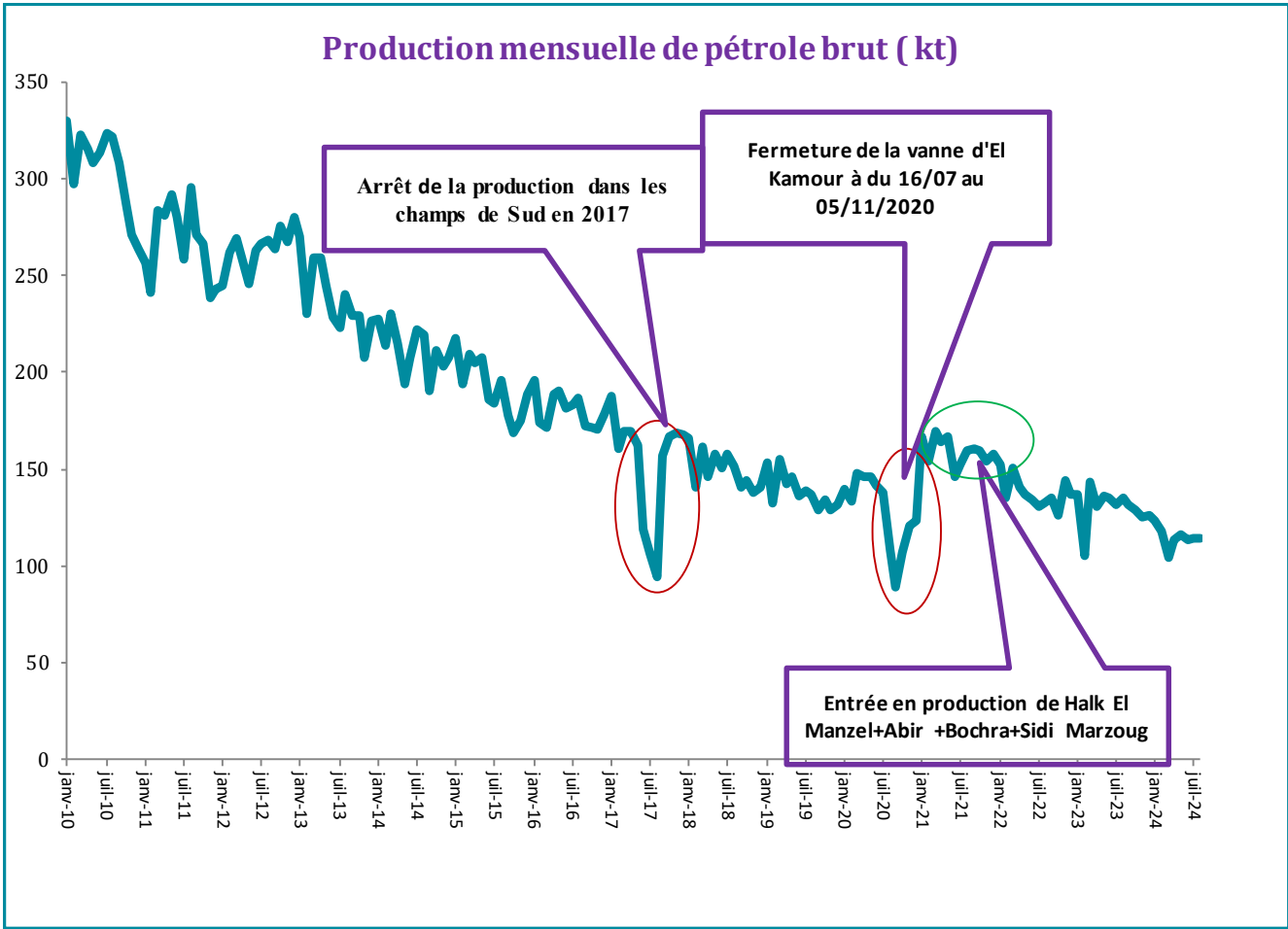
Il convient de noter :

- **Concession El Borma** : Augmentation relative de la production du champ el borma suite à une augmentation de la production à partir du puits EB406-2 entre le 10/7/2024 et le 15/07/2024.
- **Concession Gremda** : Arrêt du puits Ain-1 depuis le 9 mars 2024.
- **Concession Nawara** : Arrêt planifié du 19 février au 7 mars 2024 pour des travaux de maintenance.
- **Concession Robbana** : Remise en production depuis le 14 avril 2024.
- **Concession Miskar** : Remise en production le 15 mai 2024 après l'arrêt total de la production depuis le 3 mai 2024 et ce pour la maintenance de l'usine Hannibal.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de 33.8 mille barils/j à fin août 2023 à 29.5 mille barils/j à fin août 2024.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis 2010 ainsi que sa variation mensuelle en 2016-2024.

Production des hydrocarbures



2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin août			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)		
<i>Unité: ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 610	2 679	1 802	1 486	-18%	-4%
Production nationale	1 607	1 903	1 116	830	-26%	-6%
<i>Miskar</i>	393	920	277	222	-20%	-10%
<i>Gaz Com Sud ^{(1) (3)}</i>	159	222	111	121	9%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	114	158	77	67	-13%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	180	371	126	111	-12%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	54	14	40	9	-77%	-3%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾</i>	189	218	134	89	-33%	-6%
<i>Nawara ⁽⁴⁾</i>	518	0	352	210	-40%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 003	776	686	656	-4%	-1%
Achats	2 395	619	1 615	1 615	0,01%	7%
<i>Unité: ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 900	2 977	2 003	1 651	-18%	-4%
Production nationale	1785	2114	1240	922	-26%	-6%
<i>Miskar</i>	437	1022	307	246	-20%	-10%
<i>Gaz Com Sud (1) (3)</i>	177	246	123	134	9%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	126	176	86	75	-13%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	200	412	140	124	-12%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	60	15	45	10	-77%	-3%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)</i>	210	243	148	99	-33%	-6%
<i>Nawara(4)</i>	576	0	391	233	-40%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1115	863	763	729	-4%	-1%
Achats	2 661	688	1 794	1 795	0,01%	7%

(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

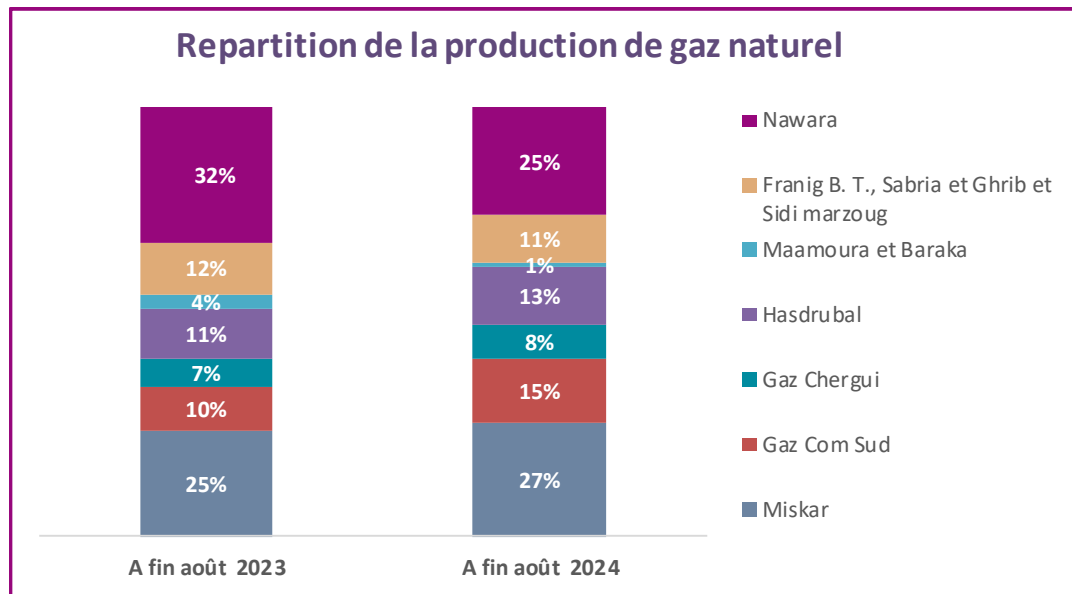
(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin de mois d'août 2024 d'une quantité de 120 million de Cm3 , en cours de régularisation.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1486 ktep**, à fin août **2024**, enregistrant ainsi une baisse de **18%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **26%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **4%** à fin août **2024** par rapport à fin août **2023** en se situant à **656 ktep**.

Production des hydrocarbures

Le graphique suivant présente la structure de la production annuelle du gaz à fin août 2023 et fin août 2024.



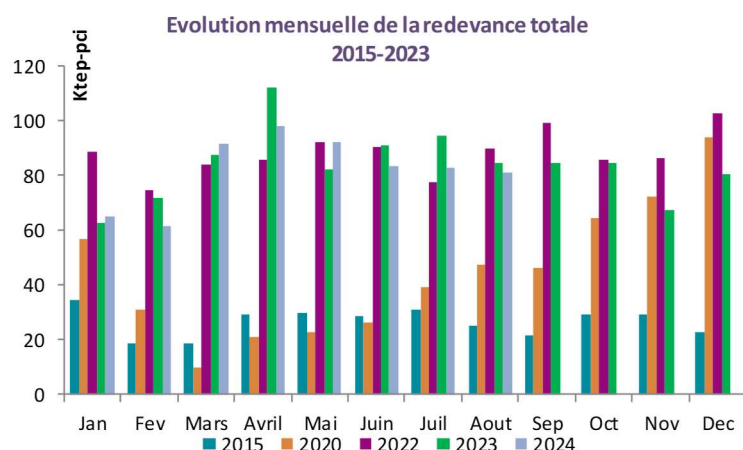
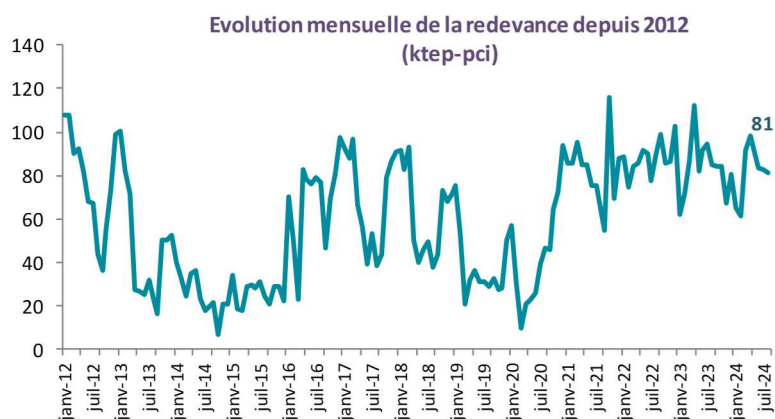
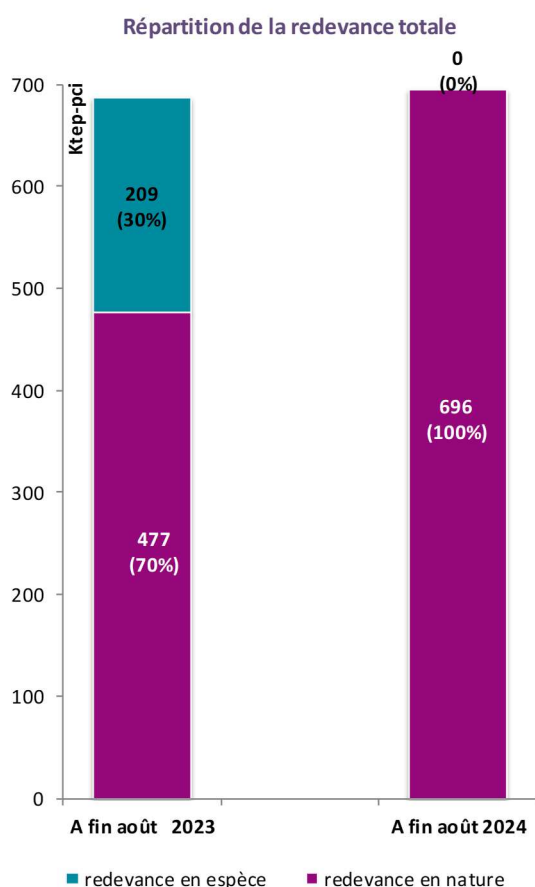
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **40%**, Arrêt planifié du **19 février** au **7 mars 2024** pour des travaux de maintenance.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **9%** à fin août **2024** par rapport à fin août **2023**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **20%**. Arrêt total de la production du **3 au 15 mai 2024** pour la maintenance de l'usine Hannibal
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **4%** à fin août **2024** par rapport à fin août **2023**.

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 (**100%** à fin août **2024**).

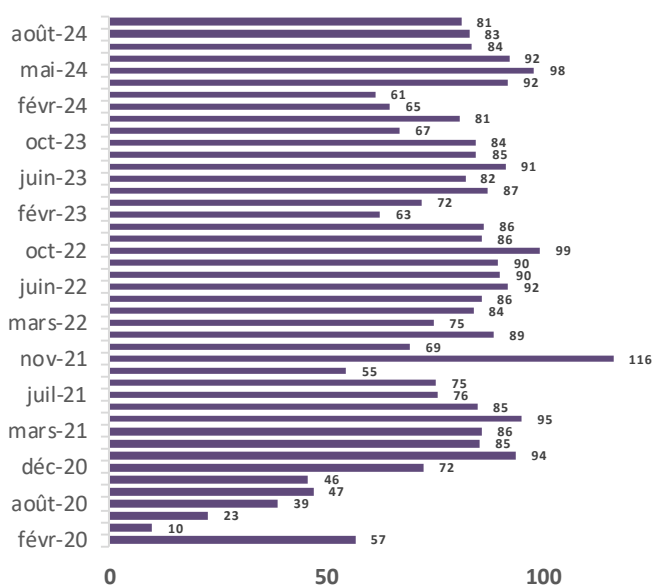
A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré à fin août **2024** d'une quantité de **120** millions de Cm³, il est en cours de régularisation.

Production des hydrocarbures



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 qui suivent.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci) Année 2020-2024

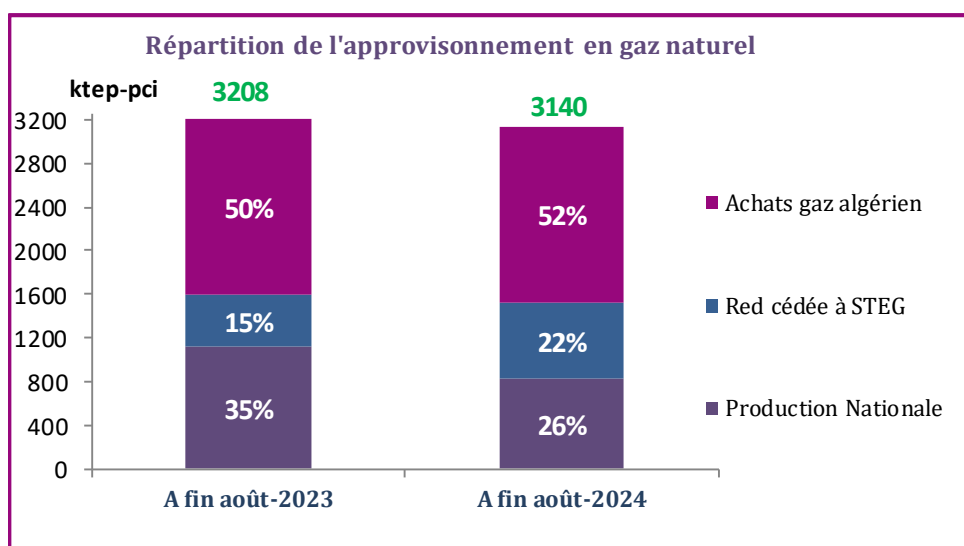


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une quasi-stabilité entre fin août **2023** et fin août **2024**, pour se situer à **1615 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **2%** entre fin août **2023** et fin août **2024** pour se situer à **3140 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 **35 %** à **26%**.
2. Hausse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **15%** à **22%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **50%** à **52%**.



3. Production de produits pétroliers

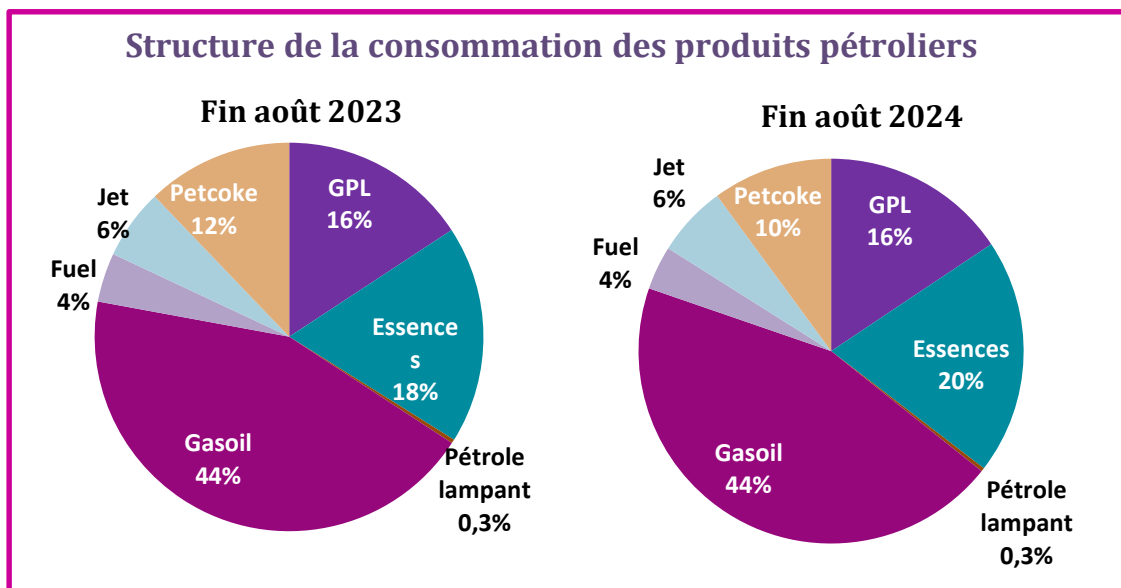
Les indicateurs de raffinage				
	A fin août			Remarques
	2023 (a)	2024 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	16	16	0,5%	
Essence Sans Pb	35	0	-100%	
Petrole Lampant	13	9	-27%	
Gasoil ordinaire	233	387	66%	
Fuel oil BTS	185	273	48%	
Virgin Naphta	112	231	106%	
White Spirit	6	7	26%	
Total production STIR	600	925	54%	
Taux couverture STIR (1)	20%	30%	51%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	10%	14%	36%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	155	244	57%	Aucun arrêt enregistré en 2024
Jours de fonctionnement du Platforming	100	0	-100%	

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2023	A fin août			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)		
GPL	695	347	468	475	2%	2%
Essences	797	371	540	602	11%	4%
<i>Essence Super</i>	0	1,2	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	787	370	533	594	12%	3%
<i>Essence premium</i>	10	0	6,8	7,5	9,8%	-
Pétrole lampant	13	35	9,0	8,6	-4%	-10%
Gasoil	1 948	1161	1300	1354	4%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 506	1049	1012	1030	2%	-0,1%
<i>Gasoil SS</i>	435	112	284	320	13%	8%
<i>Gasoil premium</i>	6	0	4,1	4,5	10%	-
Fuel	185	192	122	112	-8%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	25	3	14	23	57%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	159	189	107	90	-17%	-5%
Fuel gaz(STIR)	5	0	5	0	-100%	-
Jet	258	161	174	182	4%	1%
Coke de pétrole	532	192	361	305	-15%	3%
Total	4432	2459	2979	3039	2%	2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4402	2457	2959	3017	2%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré une hausse de **2%** à fin août **2024** par rapport à la même période de l'année précédente pour se situer à **3039** ktep. Ainsi, nous avons noté une hausse de la demande des essences de **11%**, du gasoil de **4%** et du jet d'aviation de **4%**. En revanche, la demande du fuel a enregistré une baisse de **8%** et celle du coke de pétrole de **15%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin août **2023** et fin août **2024** à l'exception de quelques produits notamment le petcoke dont sa part est passée de **12%** à **1%** et les essences dont leur part est passée de **18%** à **20%** durant la même période.

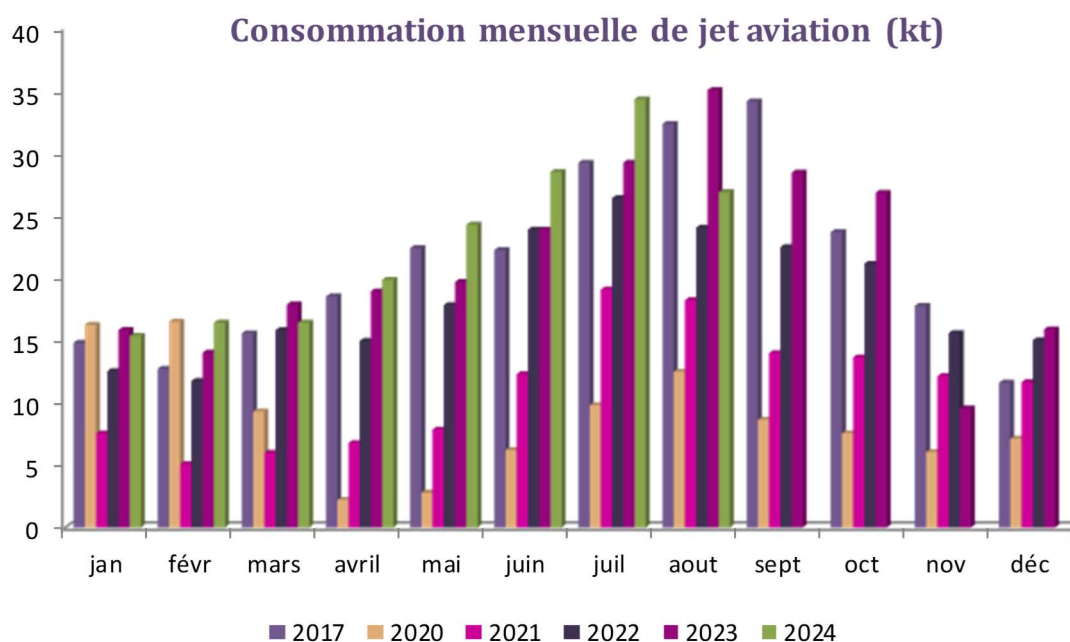


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin août **2023** et fin août **2024**, une augmentation de **6%**. Elle représente **65%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin août **2023** et fin août **2024**, une hausse de **2%**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **15%** entre fin août **2023** et fin août **2024**, (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 de **4%** à fin août **2024** par rapport à l'année précédente.



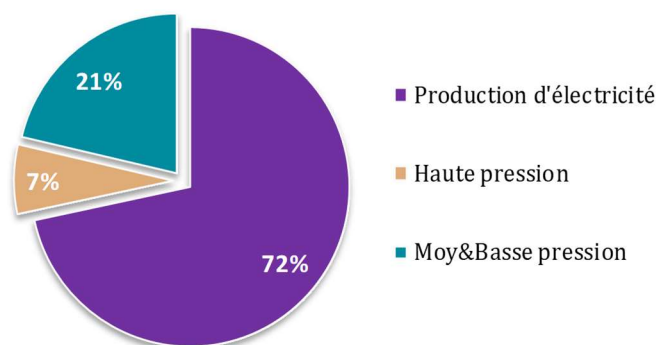
2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin août			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)		
<i>Unité: ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 644	2 944	3 202	3 131	-2%	0,44%
Production d'électricité	3 365	2 158	2 297	2 243	-2%	0,28%
Hors prod élec	1 279	786	905	888	-2%	1%
Haute pression	344	257	237	220	-7%	-1%
Moy&Basse pression	935	529	668	668	0,0%	2%
<i>Unité: ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 160	3 271	3 557	3 479	-2%	0,44%
Production d'électricité	3 739	2 398	2 552	2 493	-2%	0,28%
Hors prod élec	1 421	873	1 005	987	-2%	1%
Haute pression	382	285	263	244	-7%	-1%
Moy&Basse pression	1 039	588	742	742	0,0%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **2%** entre fin août **2023** et fin août **2024** pour se situer à **3131 ktep**. La demande pour la production électrique et celle pour la consommation finale ont enregistré une diminution de **2%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**72%** de la demande totale à fin août **2024**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **95%**. La baisse de la demande du secteur électrique est dûe à la limitation de la disponibilité du gaz naturel et ne reflète pas la demande du secteur électrique.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin août 2024



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminution de **2%** pour se situer à **888 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une quasi stabilité et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **7%**.

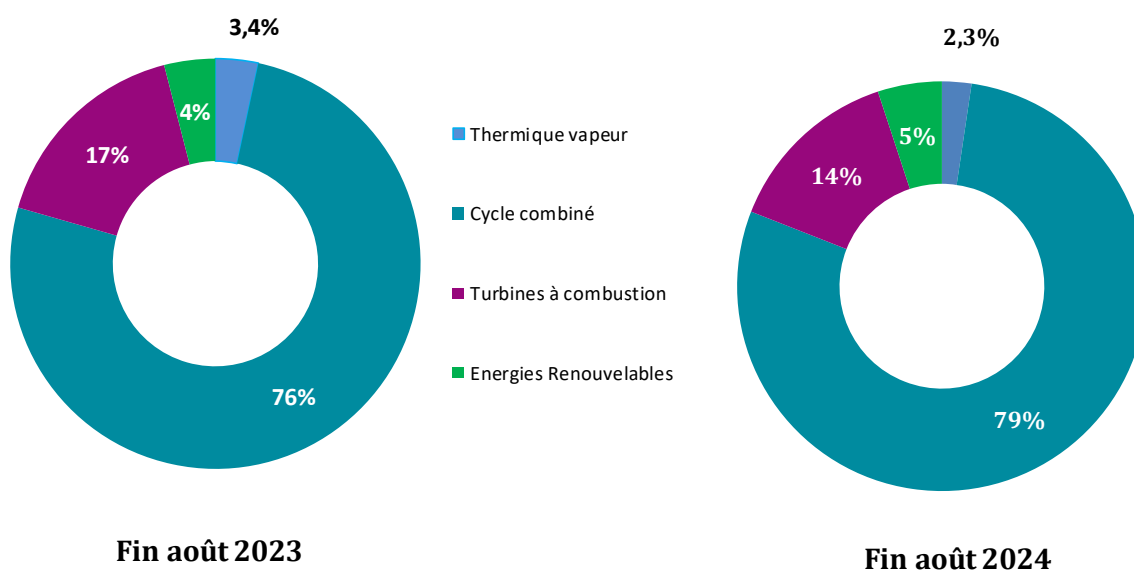
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **1.3%** entre fin août **2023** et fin août **2024** pour se situer à **196.8** tep/GWh.

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

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique passant de **76%** à **79%** entre fin août **2023** et fin août **2024**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2023	Août		A fin août	
		2023	2024	2023	2024
Nb de permis octroyés	1	0	0	1	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	0	0
Nb total des permis	16	17	16	17	16
Nb de forages explo.	5	0	0	4	1
Nb forages dévelop.	3	0	0	0	0
Nb de découvertes	2	0	0	1	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin août **2024**, est de **16** dont **15** permis de recherche et **1** 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*).

Exploration

Acquisition sismique à fin août 2024

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin août **2024**.

Forage d'exploration à fin août 2024

- Forage d'un (01) nouveau puits d'exploration à fin août **2024** :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Aziza-1	Jenein Sud	11/01/2024	Profondeur finale : 4103 m. Fin des opérations de forage le 29/02/24. Notification d'une découverte.

Poursuite de forage d'un (1) puits d'exploration entamé en 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
05	Chaal-2	Chaal	25/10/23	Arrêt de forage, problèmes techniques depuis le 12/11/2023. Abandon du puits. Démarrage de forage du puits Chaal-2 Bis en date du 5/01/2024. Fin de forage le 2/6/2024 Profondeur finale : 4695 m. Préparatifs pour le test du puits.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement à fin août **2024**.

Poursuite de forage d'un (1) puits de développement entamé en 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
03	SMGNE-1	Sidi Marzoug	28/10/23	Profondeur actuelle : 3326 m. Puits actuellement en suspension.



Chapitre 3

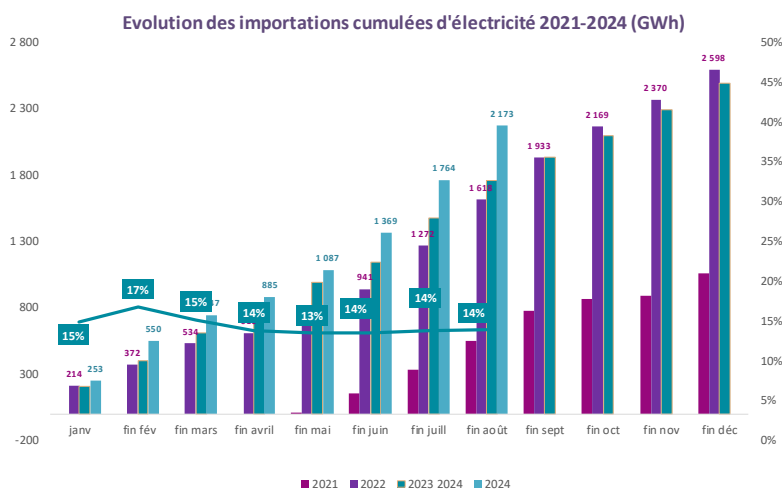
Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2023	A fin août				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19092	7 741	13 044	12960	-1%	4%
FUEL + GASOIL	0,1	3	0,08	1	1150%	-8%
GAZ NATUREL	18707,8	7604	12793	12694	-1%	4%
HYDRAULIQUE	9,2	41	6,0	11,6	93%	-9%
EOLIENNE	338,4	93	221	228	3%	7%
SOLAIRE	36,5	0	25	26	3%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0,0	2258	0	0	-	-100%
IPP Solaire⁽³⁾	34,5	0	25	24,9	0,4%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire^{(1) (3)}	416,0	0	261	385	48%	-
ACHAT TIERS	187	51	129	128	-1%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19314	10 050	13 458	13 497	0,3%	2%
Echanges	-0,4	19	-4,3	0,7	-116%	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2496	0	1756	2173	24%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,2	0	0	82	-	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21809	10070	15210	15589	2%	3%

(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).
 (2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol
 (3) Provisoire

La production totale d'électricité a enregistré, à fin août 2024, une quasi stabilité pour se situer à **13 497 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **13458 GWh** à fin août 2023. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de **2%**. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie et de la Libye** ont couvert **14%** des besoins du marché local à fin août 2024.

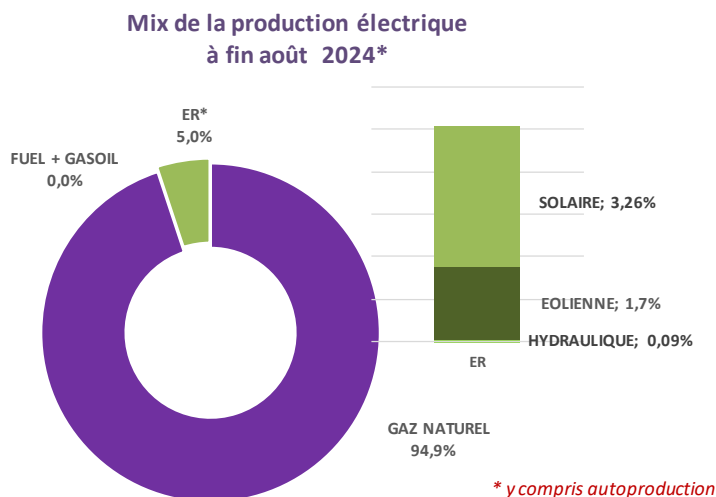


A partir du janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

A partir de janvier 2024, la production de l'électricité à partir des ER dans le cadre du régime de l'autoproduction est comptabilisée.

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **96%** de la production nationale à fin août **2024**.

L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une baisse de **1%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **5%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin août **2024**.



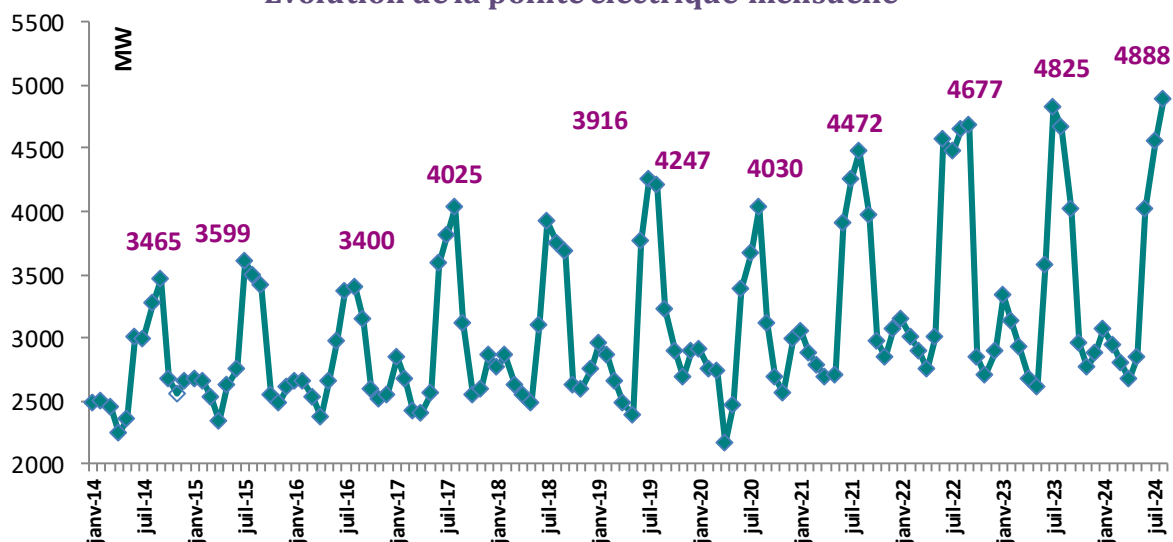
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, **267** MW de toitures photovoltaïques ont été installées dans le secteur résidentiel et **314** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **112MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

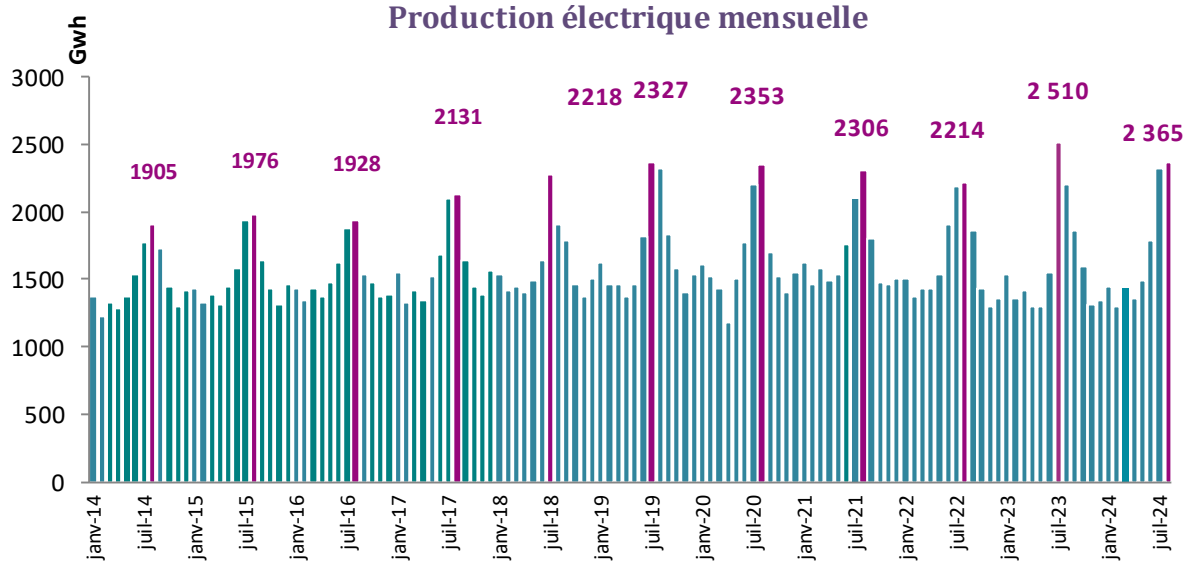
La pointe a augmenté de **1.3%** pour se situer à **4888 MW** à fin août **2024** contre **4825 MW** à fin août **2023** enregistrant ainsi un nouveau record (le 14 Aout 2024 à 15h41min)

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

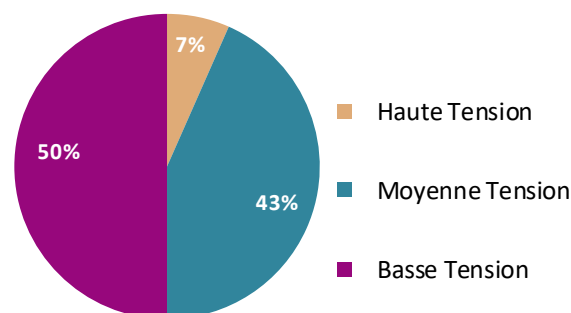
	Réalisé 2023	A fin août				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1184	859	818	722	-12%	-1%
Moyenne tension	7121	4063	4702	4710	0,2%	1%
Basse tension	9086	3614	5495	5435	-1,1%	3%
TOTAL VENTES **	17391	8 536	11 015	10 867	-1%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une diminution de **1%** entre fin août **2023** et fin août **2024**.

Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **12%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une légère hausse de **0.2%**. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

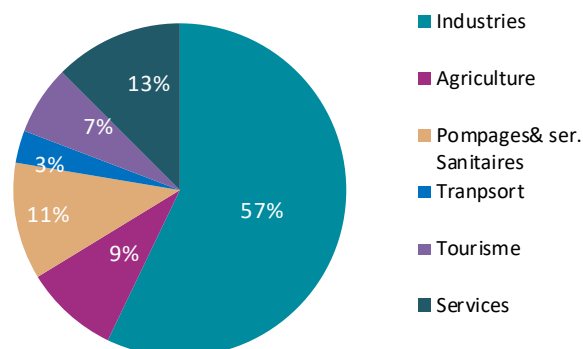
Répartition des ventes d'électricité à fin août 2024



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **57%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin août **2024**.

La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-8%**), les industries IMCCV (**-10%**), les industries métallurgiques de base (**-10%**) et l'industrie alimentaire et de Tabac (**-5%**) contre une hausse des ventes des industries chimiques et du pétrole (**+5%**) et les industries extractives (**+6%**).

Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin août 2024



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin août 2024 :

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>Lancement de l'appel d'offres 2018-2019</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>Projet Kairouan de 100MW : signature des accords de financement le 26 septembre 2023. Lancement des travaux le 08 mai 2024, fin des travaux prévue pour l'été 2025.</p> <p>Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW : en phase de bouclage financier prévu au cours du 3^{ème} trimestre 2024.</p> <p>Projets de Gafsa (100 MW) et de Tataouine (200 MW) : Signature des accords de projet le 08 mai 2024, démarrage des travaux prévu pour début 2025.</p>
		Appel d'offres de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	<p>Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MW à partir de fin mai 2024 sur 4 tours d'une capacité de 200 MW chacun sont prévus à 6 mois d'intervalle.</p> <p>Dépouillement des offres pour le 1^{er} tour en cours</p>
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 300 MW (Sites de l'Etat)	<p>Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid</p> <p>Délai : Fin mai 2024</p> <p>Dépouillement des offres en cours</p>
	AUTORISATION	1 ^{er} 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>Etat d'avancement : 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 ^{ème} 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>Etat d'avancement : Mise en service de 4 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>Projet Sidi Bouzid : 1MW en avril 2023 (publication en cours)</p> <p>Réforme en cours pour relancer ce régime</p>
		3 ^{ème} 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>Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets :</p> <p>Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 11 janvier 2024).</p> <p>Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 23 avril 2024).</p> <p>Projet à Matmata-Gabes de 1MW : en production (arrêté du 24 mai 2024).</p> <p>Projet à Sidi Bouzid de 1MW : en production (publication en cours).</p> <p>Réforme en cours pour relancer ce régime</p>
		4 ^{ème} 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> <p>Réforme en cours pour relancer ce régime</p>
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	268 MW
		MT/HT	314 autorisations octroyées pour une puissance totale de 112MW
	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	2ème 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

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
kbb1/j	Mille barils par jour
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour