

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

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

Conjoncture Energétique

Juillet 2025



Sommaire

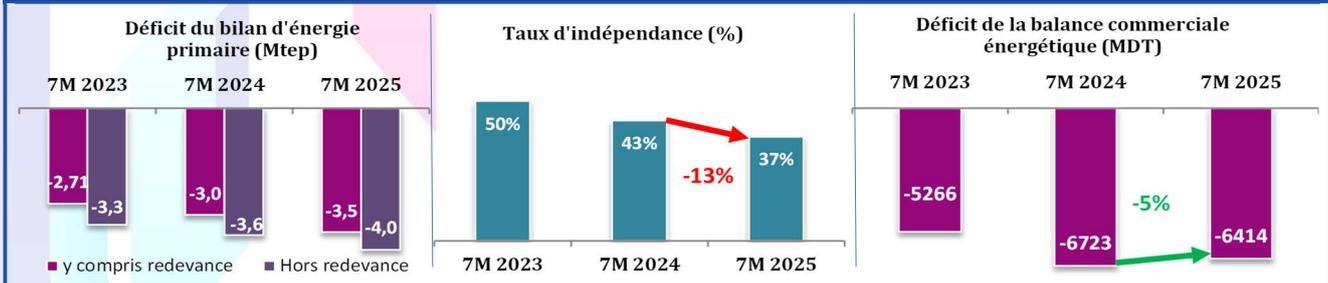
- 
- 
- Bilan et Economie d'Énergie**
- 1- Bilan d'énergie primaire
 - 2- Echanges commerciaux
 - 3- Prix de l'énergie
- 
- Hydrocarbures**
- 1- Production d'hydrocarbures
 - 2- Consommation d'hydrocarbures
 - 3- Exploration et Développement
- 
- Electricité et Energies renouvelables**
- 1- Electricité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

Date de la publication : 11 septembre 2025

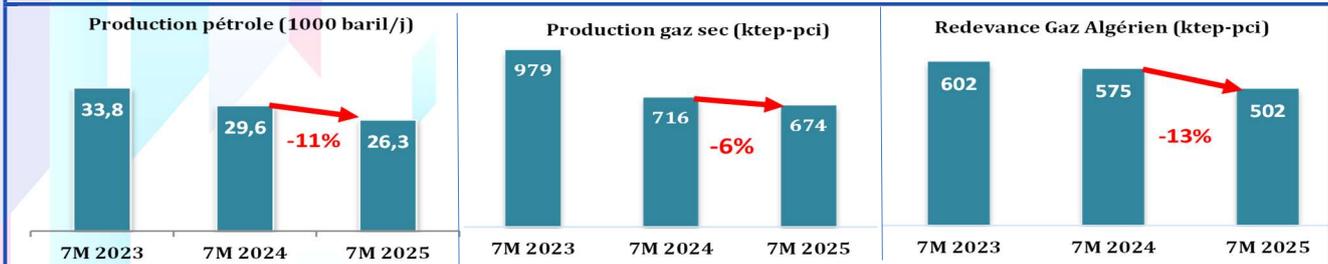


Faits marquants du mois de juillet 2025

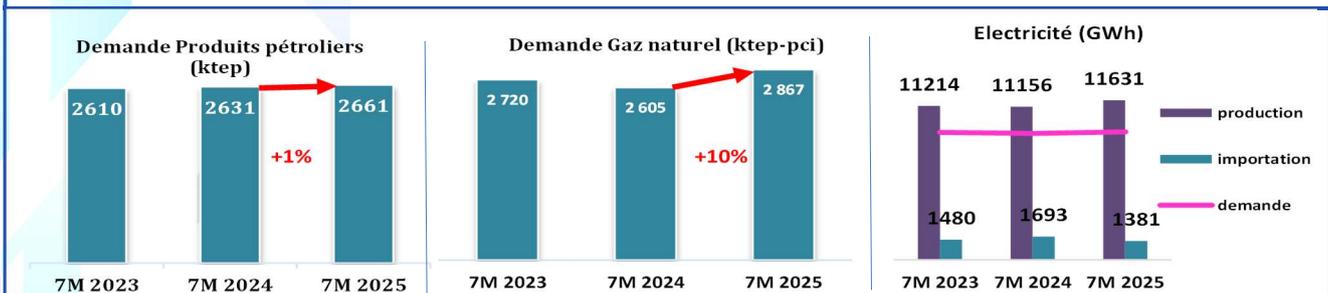
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



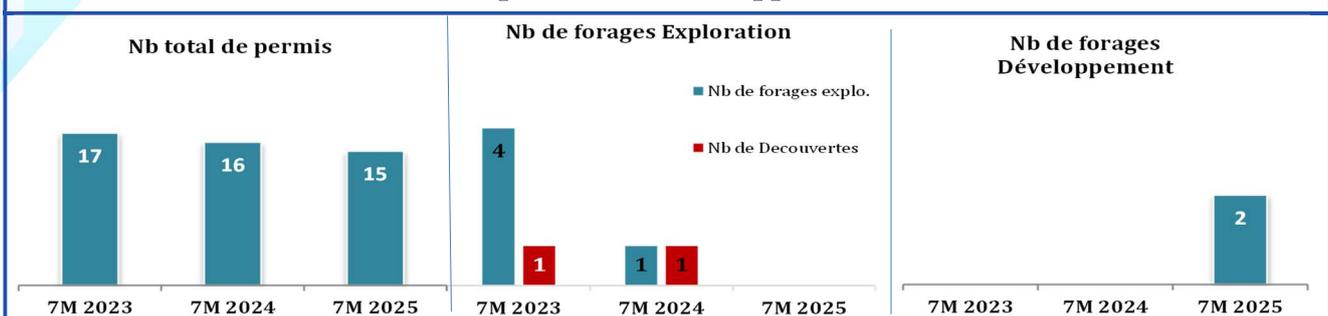
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



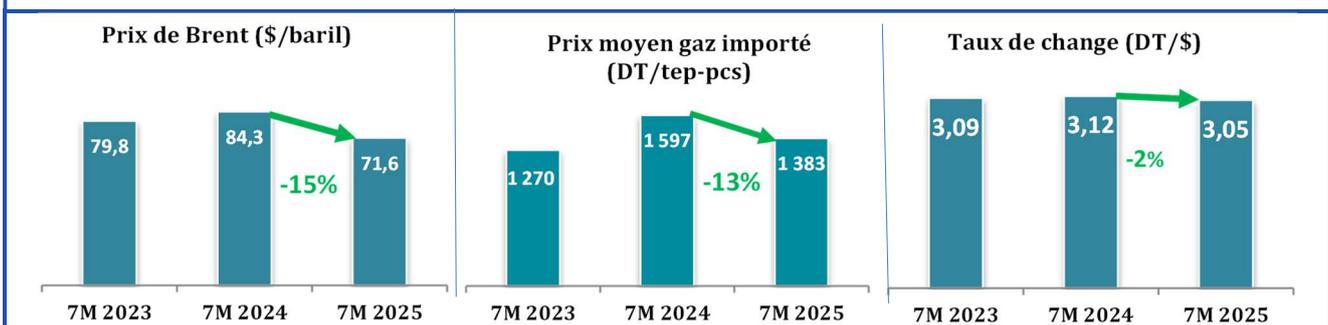
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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 2024	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)		
RESSOURCES	3730	3093	2255	2062	-9%	-4%
Pétrole ^{(1)(*)}	1390	1455	831	752	-9%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	135	137	83	78	-6%	-5%
Gaz naturel	2121	1472	1291	1175	-9%	-2%
<i>Production</i>	1212	1282	716	674	-6%	-6%
<i>Redevance</i>	909	189	575	502	-13%	10%
Elec primaire	84	30	50	57	14%	7%
DEMANDE	9126	5337	5287	5584	6%	0,5%
Produits pétroliers ^(*)	4548	2806	2631	2661	1%	-1%
Gaz naturel	4493	2501	2605	2867	10%	1%
Elec primaire	84	30	50	57	14%	7%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5396	-2244	-3032	-3522
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6305	-2433	-3607	-4024

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

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

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

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

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

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

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

() Données provisoires pour le mois de juillet 2025*

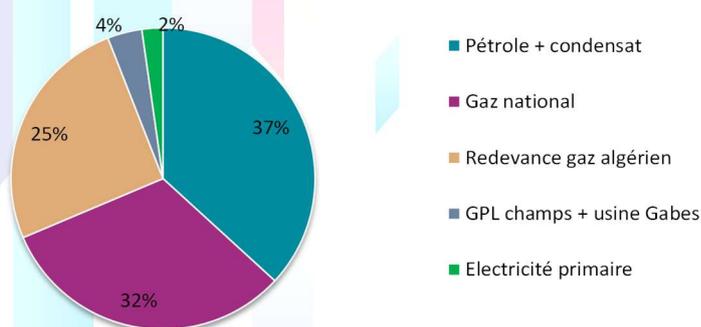
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.1 Mtep** à fin juillet **2025**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **7%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **68%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

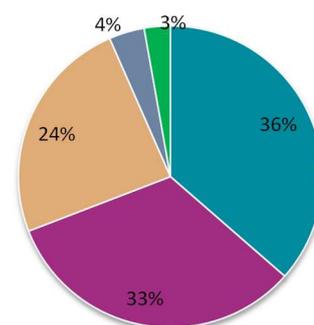
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que 3% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une baisse de 13% à fin juillet 2025 par rapport à fin juillet 2024.**

Répartition des ressources en énergie primaire à fin juillet 2024



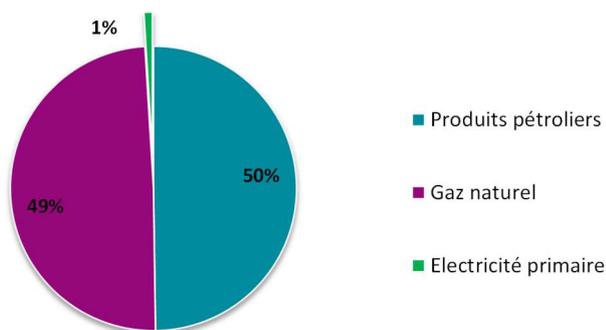
Répartition des ressources en énergie primaire à fin juillet 2025



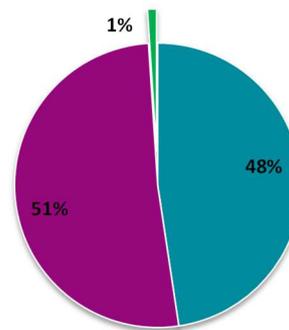
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin juillet 2025 et fin juillet 2024 une hausse de 6%: la demande du gaz naturel a augmenté de 10% et celle des produits pétroliers a enregistré une légère hausse de 1%.

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 50% à fin juillet 2024 à 48% durant la même période de 2025. La part du gaz naturel a augmenté, par contre, de 49 % à fin juillet 2024 à 51% à fin juillet 2025.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin juillet 2024



Répartition de la demande en énergie primaire à fin juillet 2025



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juillet **2025**, un **déficit de 3.5 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **16%** par rapport à fin juillet **2024**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **37%** à fin juillet **2025** contre **43%** à fin juillet **2024**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **28%** à fin juillet **2025** contre **32%** durant la même période de **2024**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire) ⁽¹⁾

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juillet			A fin juillet			A fin juillet		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
EXPORTATIONS⁽⁷⁾							2046	1255	-39%
PETROLE BRUT⁽¹⁾			-			-	1226	1015	-17%
ETAP	455	475	4,5%	465	486	4,5%	894	763	-15%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	333	252	-24%
GPL Champs	12,0	9,4	-22%	13,3	10,4	-22%	18	13	-28%
ETAP	12,0	9,4	-22%	13,3	10,4	-22%	18	13	-28%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0		-
PRODUITS PETROLIERS	407	150	-63%	412	152	-63%	759	227	-70%
Fuel oil (BTS)	218	79	-64%	214	77	-64%	369	113	-69%
Virgin naphtha	189	71	-62%	199	75	-62%	390	114	-71%
Pétrole	11	0,00	-	11	0	-	11	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				10	0	-100%	43	0	-100%
IMPORTATIONS				4835	4927	2%	8769	7669	-13%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	565	312	-45%	580	320	-45%	1296	542	-58%
PRODUITS PETROLIERS	2349	2448	4%	2350	2455	4%	5113	4657	-9%
GPL	326	343	5%	361	380	5%	583	670	15%
Gasoil ordinaire	646	794	23%	664	816	23%	1592	1680	6%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	285	265	-7%	292	272	-7%	723	558	-23%
Jet	149	153	3%	154	158	3%	422	344	-18%
Essence Sans Pb	507	464	-9%	530	485	-9%	1419	1042	-27%
Fuel oil (HTS)	79	84	6%	78	82	6%	127	121	-4%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	356	344	-3%	272	262	-3%	247	242	-2%
GAZ NATUREL				1905	2152	13%	2361	2471	5%
Redevance totale ⁽²⁾				575	544	-5%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1330	1608	21%	2361	2471	5%

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

(2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retrocédée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle. / **Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien en juillet 2025 d'une quantité de 234 millions de Cm3, en cours de régularisation.**

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires.

(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

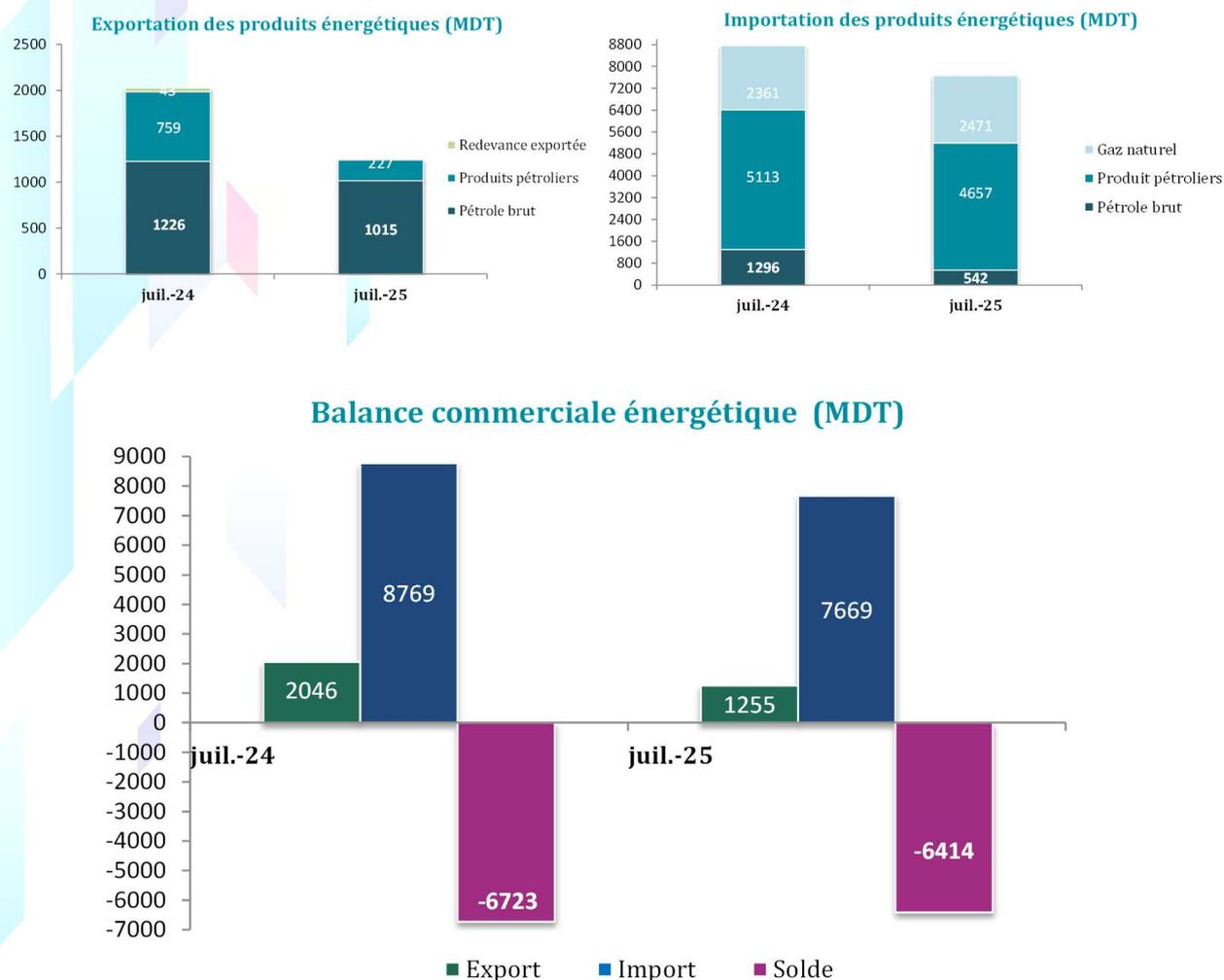
(7) Hors électricité importée de l'Algérie et de la Libye à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour 2024 et 2025

(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 **39%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **13%**. Le déficit de la balance

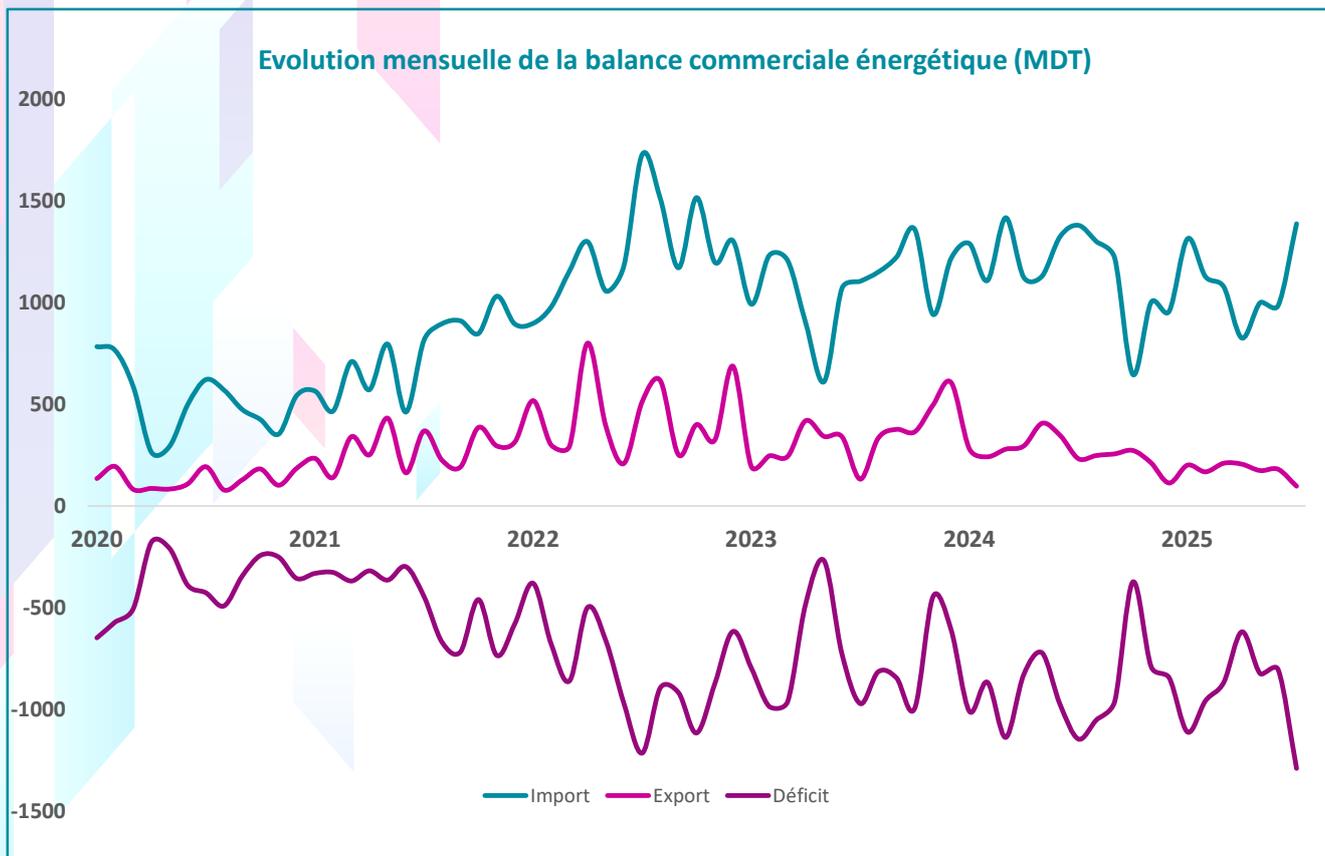
commerciale énergétique est passé de **6723 MDT** à fin juillet **2024** à **6414 MDT** à fin juillet **2025**, soit une baisse de **5%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



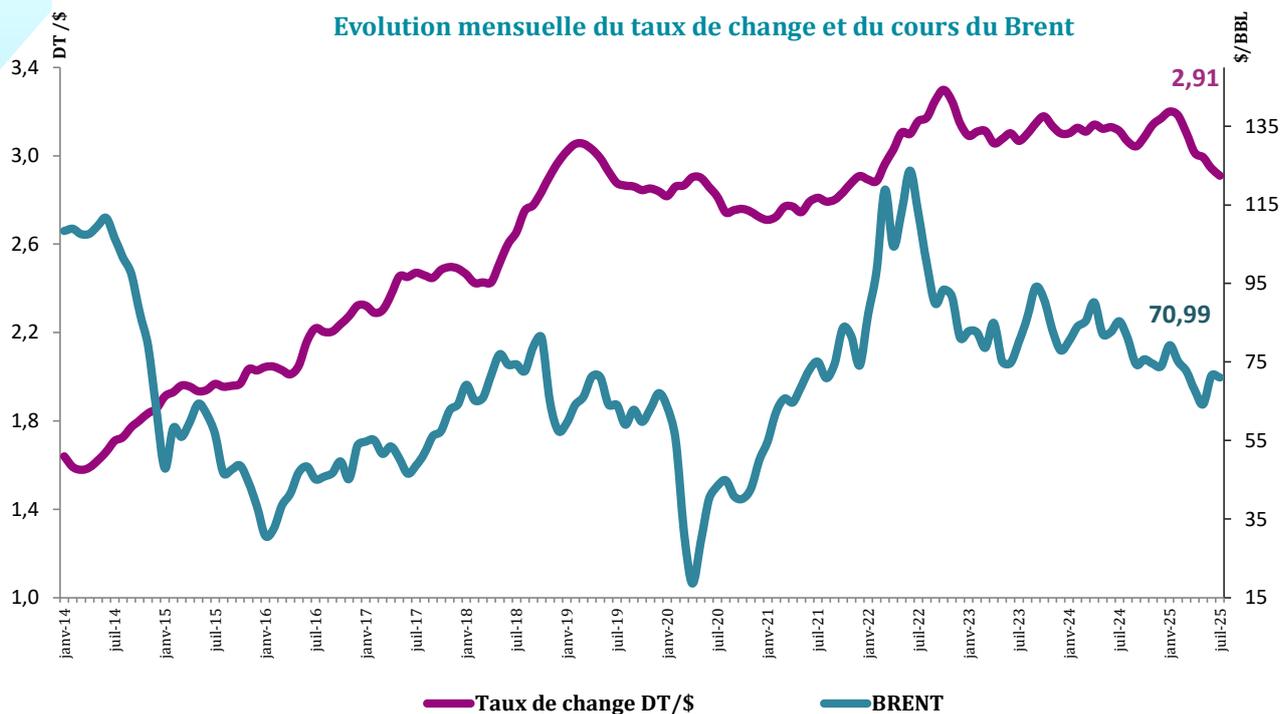
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est amélioré (+) et les quantités échangées ont baissé (-) par contre le cours du Brent s'est amélioré (+) à fin juillet **2025** par rapport à fin juillet **2024**.

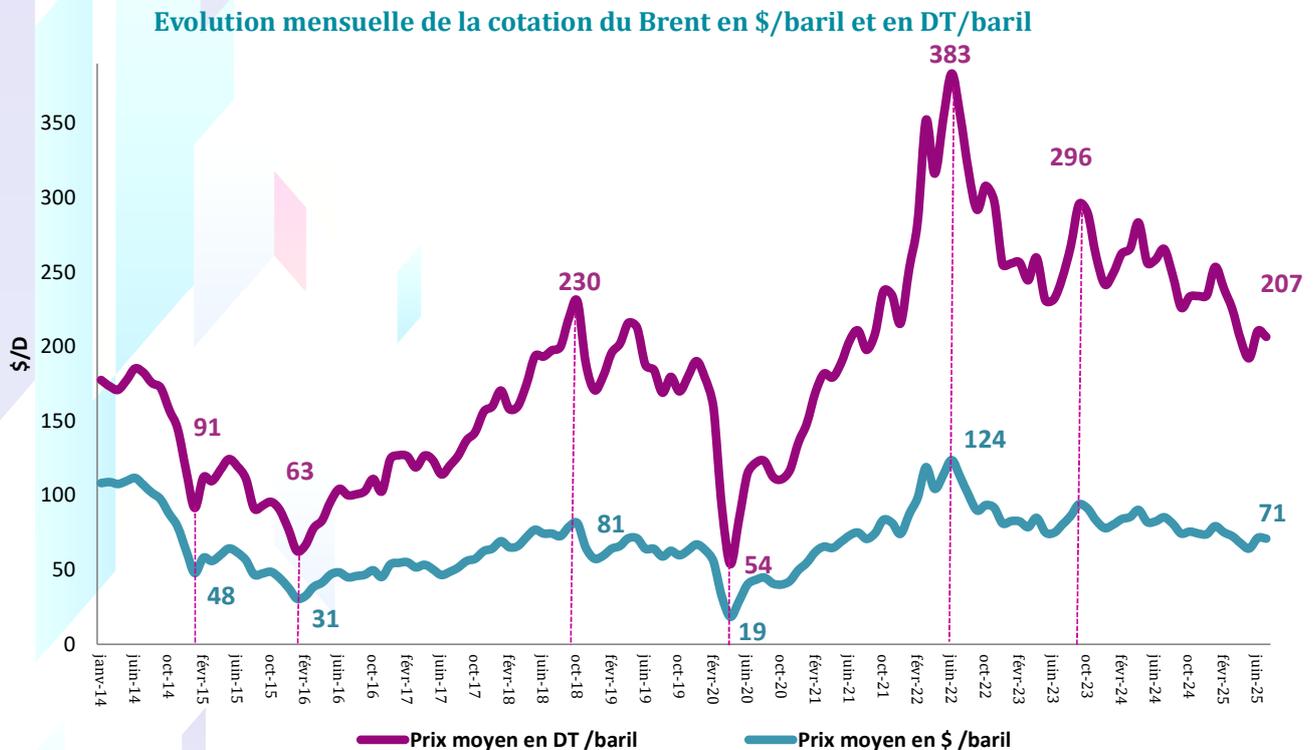
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du mois de juillet **2025**, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **14\$/bbl** par rapport au mois de juillet **2024** : **85.3\$/bbl** en juillet **2024** contre **70.99 \$/bbl** en juillet **2025** et **71.46\$/bbl** courant le mois de juin **2025**.

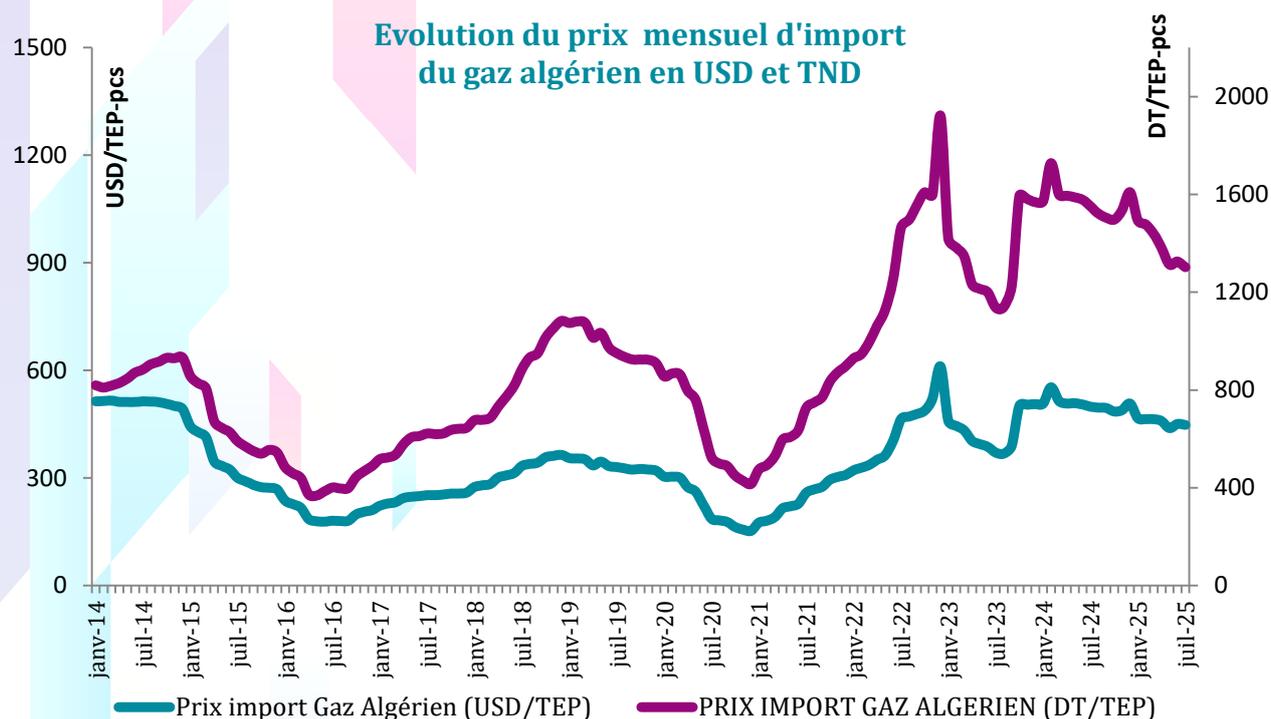


Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une baisse de 7% par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



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

- (+) Entre fin juillet 2024 et fin juillet 2025, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de 15% : 84.3\$/bbl contre 71.6\$/bbl.
- (+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin juillet 2024 et fin juillet 2025 de 2%. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs années, atteignant 2,91 en juillet 2025.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de 13% en DT et de 11% en \$ entre fin juillet 2024 et fin juillet 2025.



Depuis **2020**, le dinar tunisien s'est déprécié face au dollar en raison de la pandémie de COVID-19 et de la hausse des prix de l'énergie. Après avoir atteint un point bas en décembre **2020**, les prix du gaz ont connu une reprise en janvier **2021**. Une nouvelle baisse a été observée en janvier **2023**, suivie d'une reprise à la hausse dès octobre **2023**. Les prix du gaz ont connu une tendance globalement baissière à partir de janvier **2024**.

(+) Les importations des produits pétroliers à fin juillet **2024** ont diminué par rapport à fin juillet **2025** de **9%** en valeur.

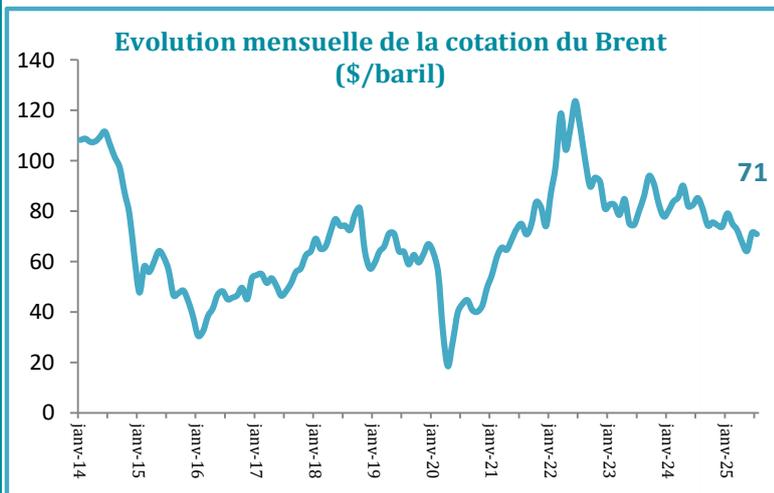
(+) Baisse des importations de pétrole brut en quantité de **45%** et en valeur de **58%** à fin juillet **2025** par rapport à fin juillet **2024**.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers de **63%** en quantité et de **70%** en valeur (Arrêt de l'unité de la STIR de janvier à avril **2025**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

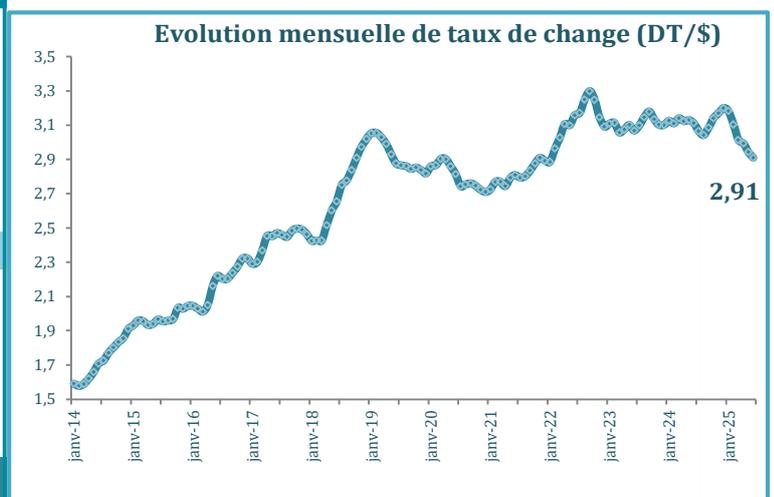
	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	80,3	79,2	-1%
Février	83,9	75,2	-10%
Mars	85,5	72,6	-15%
Avril	90,2	67,8	-25%
Mai	82,05	64,22	-22%
Juin	82,61	71,46	-13%
Juillet	85,3	70,99	-17%
Août	80,9		
Septembre	74,3		
Octobre	75,7		
Novembre	74,5		
Décembre	73,9		
Prix annuel moyen	80,8		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	3,10	3,20	3%
Février	3,13	3,18	2%
Mars	3,11	3,10	-0,2%
Avril	3,14	3,01	-4%
Mai	3,12	2,99	-4%
Juin	3,13	2,94	-6%
Juillet	3,11	2,91	-7%
Août	3,07		
Septembre	3,04		
Octobre	3,09		
Novembre	3,14		
Décembre	3,17		
Taux annuel moyen	3,11		



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

Pétrole Brut (1)	A fin juillet 2025	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	229	76
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	213	70

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin juillet 2025					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1732	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	1785	1464	345	176	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	1775	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1446	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1951	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	25,37	3,43	1,11	4,27	8,80

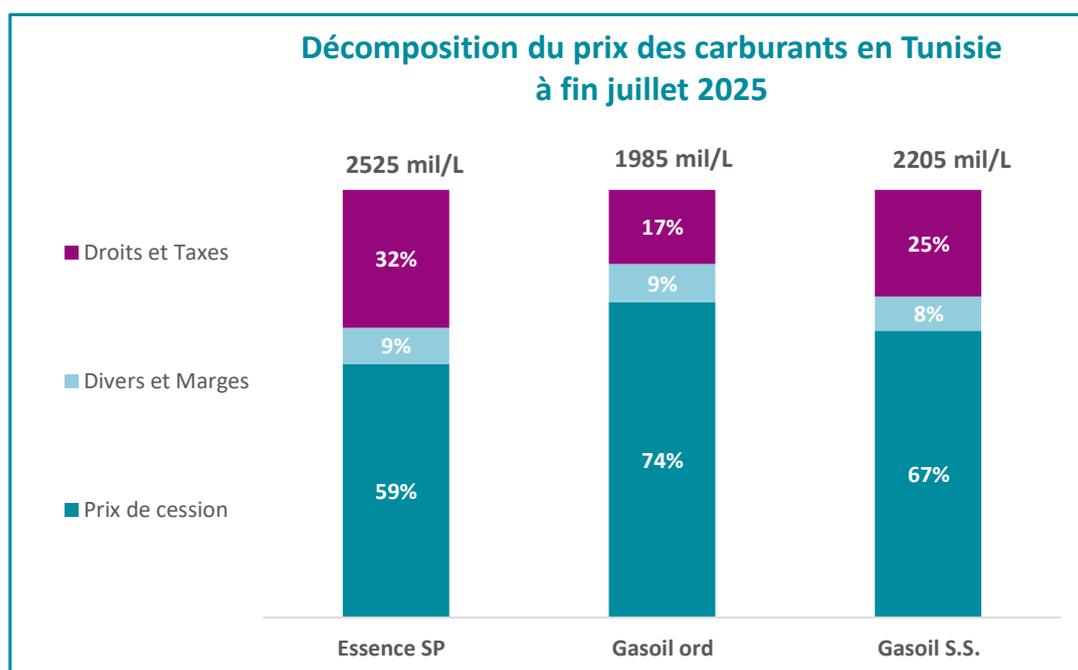
(1) Prix moyen pondéré

(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 2023	Année 2024	A fin juillet 2025
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1567	1383
	Année 2023	Année 2024 ⁽²⁾	
Prix de vente Global (hors taxe)	662,2	647,4	
Coût de revient moyen	1769,9	1618,9	
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-1107,6	-971,6	

(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 2023	Année 2024 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	288,1	290,3
Coût de revient moyen	472,5	481,3
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-184,4	-190,9

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

(2) provisoire

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

Chapitre 2

Hydrocarbures



Production des hydrocarbures

1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS^(*)

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2024	A fin juillet		Var (%)
		2024	2025	
El borma	175,0	97,5	93,7	-4%
Ashtart	137,1	81,8	70,0	-14%
Hasdrubal	67,2	41,4	37,6	-9%
Adam	106,3	61,4	54,6	-11%
M.L.D	47,3	26,0	28,6	10%
El Hajeb/Guebiba	88,3	55,8	44,2	-21%
Cherouq	43,5	26,2	25,2	-4%
Miskar	43,9	28,0	25,4	-9%
Cercina	68,3	39,9	41,0	3%
Barka	21,3	14,9	2,3	-85%
Franig/Bag/Tarfa	33,2	21,7	18,3	-16%
Ouedzar	37,2	22,1	21,4	-3%
Gherib	56,5	34,6	27,1	-22%
Nawara	72,5	47,4	24,4	-48%
Halk el Manzel	51,1	30,5	26,5	-13%
Autres	293,7	173,5	184,1	6%
TOTAL pétrole (kt)	1 342	803	724	-10%
TOTAL pétrole (ktep)	1 374	822	742	-10%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 358	811	735	-9%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 390	831	752	-9%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	130	76	71	-6%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	142	83	78	-6%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 488	887	806	-9%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 533	914	830	-9%

* La production du mois de juillet 2025 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **724 kt** à fin juillet **2025** enregistrant ainsi une baisse de **10%** par rapport à fin juillet **2024**. Cette baisse a touché la plupart des principaux

champs à savoir à savoir Nawara (-48%), Ashtart (-14%), Barka (-85%), El Hajeb/Guebiba (-21%), Gherib (-22%), Halk el Manzel (-13%), Hasdrubal (-9 %) et Sidi marzoug (-2%).

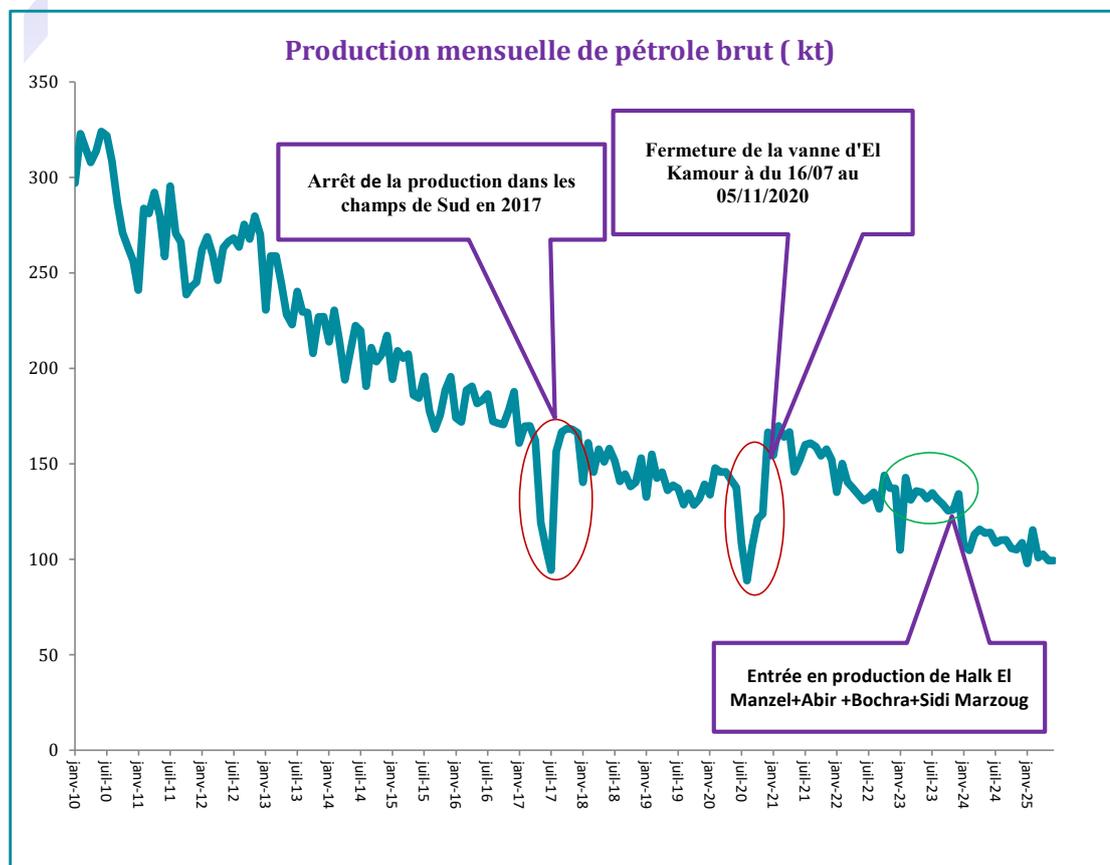
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+69%), Gremda/El Ain (+223%), D.S.T (+65%), M.L.D (+10%) et Bir Ben Tartar (+9%).

Il convient de noter :

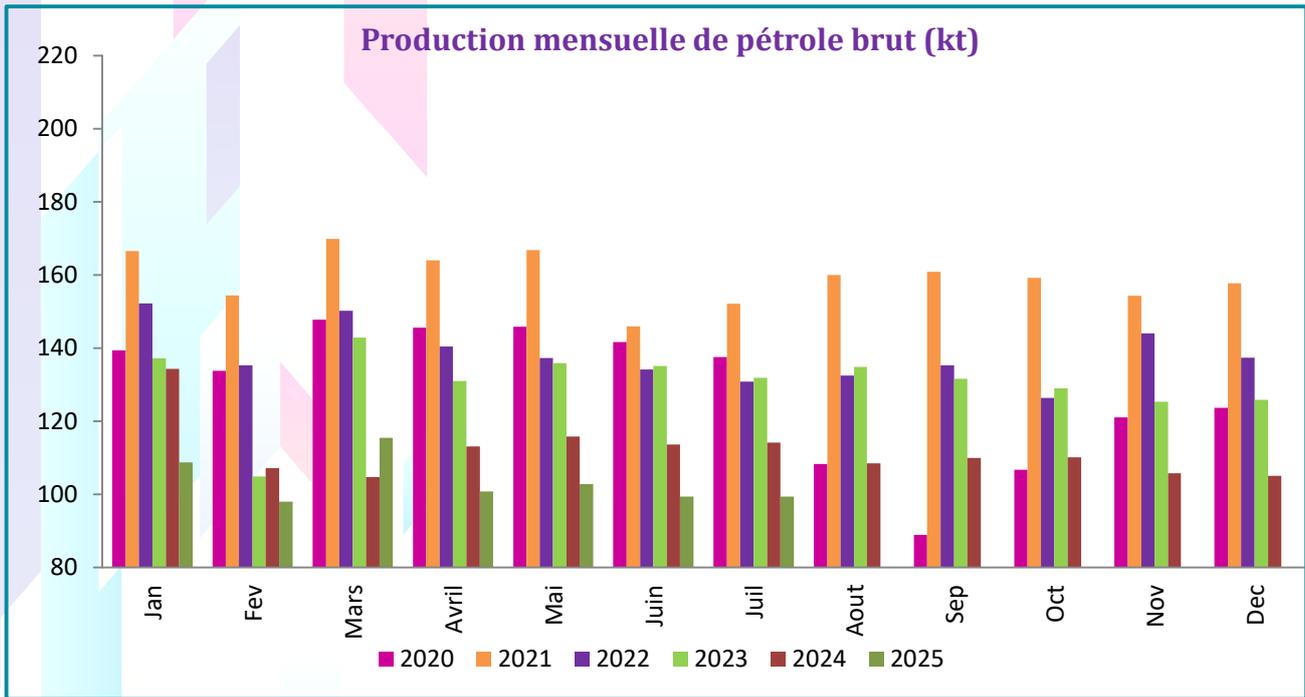
- **Concession Ashtart:** Arrêt de production entre le **27 juin 2025** et **8 juillet 2025** pour des travaux de maintenance
- **Concession Nawara:** Reprise de la production le **15 Mai 2025** après un arrêt de la production (Shut down) depuis le **03 Mai 2025** pour des travaux de maintenance
- **Concession Benefsej Sud:** Remise en production le **03 février 2025**

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **29.6** mille barils/j à fin juillet **2024** à **26.3** mille barils/j à fin juillet **2025**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010**.



Production des hydrocarbures



2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)		
<i>Unité: ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 121	1 472	1 291	1 175	-9%	-2%
Production nationale	1 212	1 282	716	674	-6%	-6%
<i>Miskar</i>	317	401	193	186	-4%	-7%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	181	189	102	109	6%	-5%
<i>Gaz Chergui</i>	98	131	59	60	2%	-7%
<i>Hasdrubal</i>	159	429	98	86	-13%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	19	63	7	8	20%	-18%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	131	69	80	71	-10%	0,3%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	0	0	0	26	-	-
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	306	0	177	127	-28%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	909	189	575	502	-13%	10%
Achats	2 290	1 216	1 330	1 608	21%	3%
<i>Unité: ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 356	1 635	1 434	1 306	-9%	-2%
Production nationale	1347	1425	795	748	-6%	-6%
<i>Miskar</i>	353	446	214	206	-4%	-7%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	201	210	114	121	6%	-5%
<i>Gaz Chergui</i>	109	145	66	67	2%	-7%
<i>Hasdrubal</i>	176	476	109	95	-13%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	22	70	8	9	20%	-18%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	145	77	89	79	-10%	0,3%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	0	0	0	29	-	-
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	340	0	196	142	-28%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	1010	210	639	558	-13%	10%
Achats	2 544	1 351	1 478	1 787	21%	3%

(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

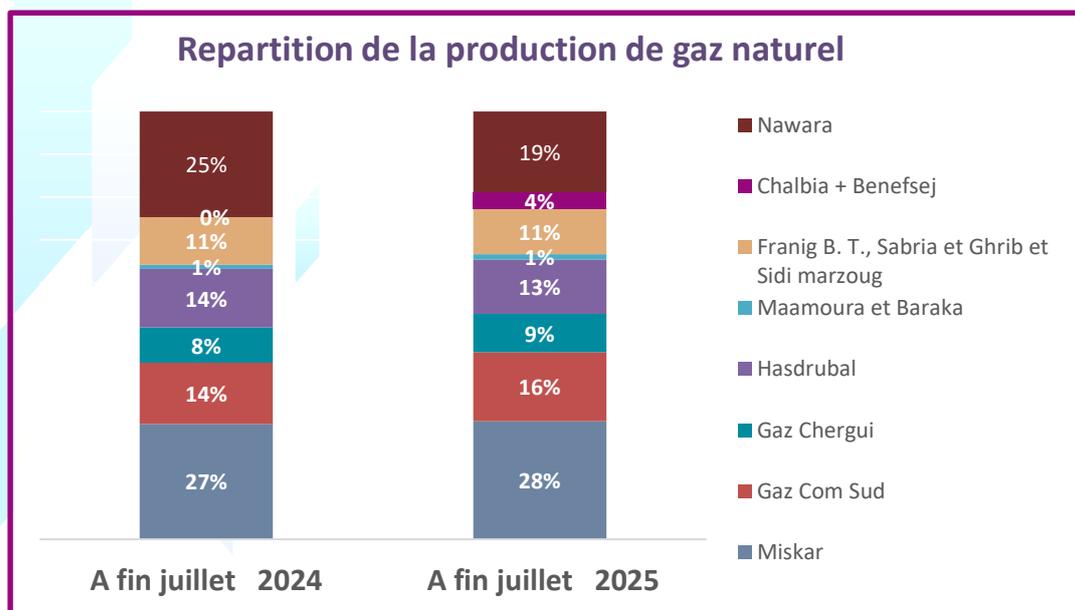
(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien en juillet 2025 d'une quantité de 234 millions de Cm3 , en cours de régularisation.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1175 ktep-pci**, à fin juillet **2025**, enregistrant ainsi une baisse de **9%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **6%**, la

redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **13%** à fin juillet **2025** par rapport à fin juillet **2024** en se situant à **502 ktep-pci**.

Le graphique suivant présente la structure de la production annuelle du gaz à fin juillet **2024** et fin juillet **2025**.



Il convient de noter :

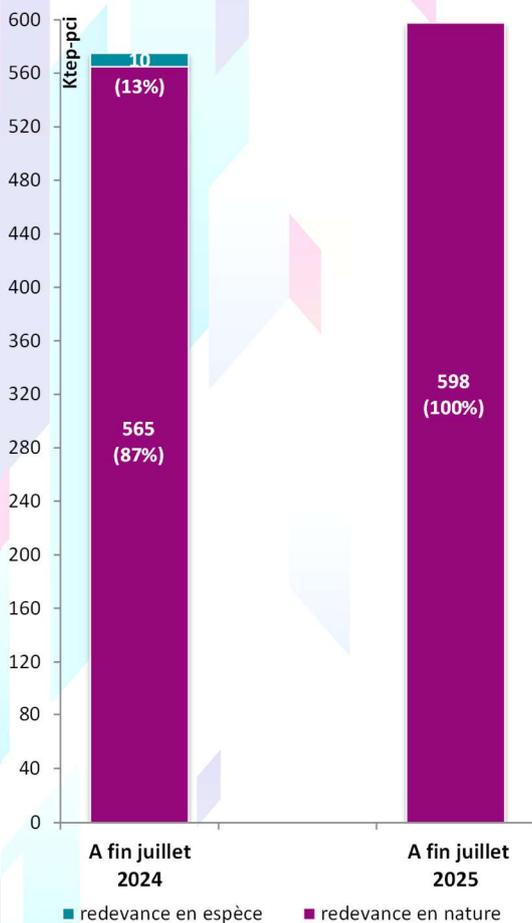
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **13%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **28%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **6%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **4%**.

Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **13%** à fin juillet **2025** par rapport à fin juillet **2024**. 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%** pour le mois de juillet **2025**).

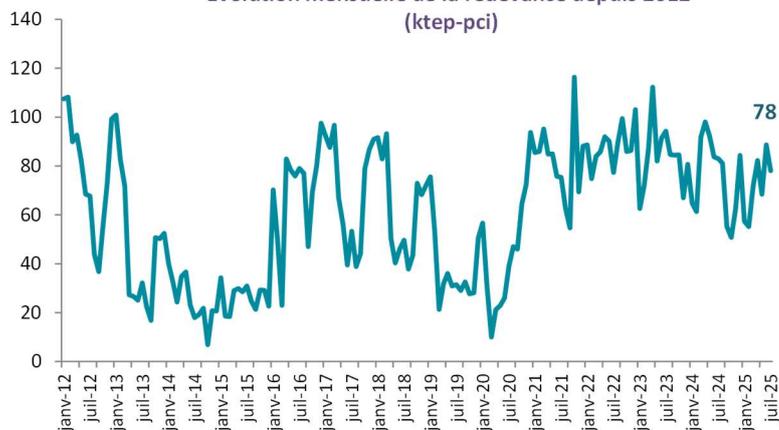
A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré en juillet **2025** d'une quantité de **234** millions de Cm³, en cours de régularisation.

Production des hydrocarbures

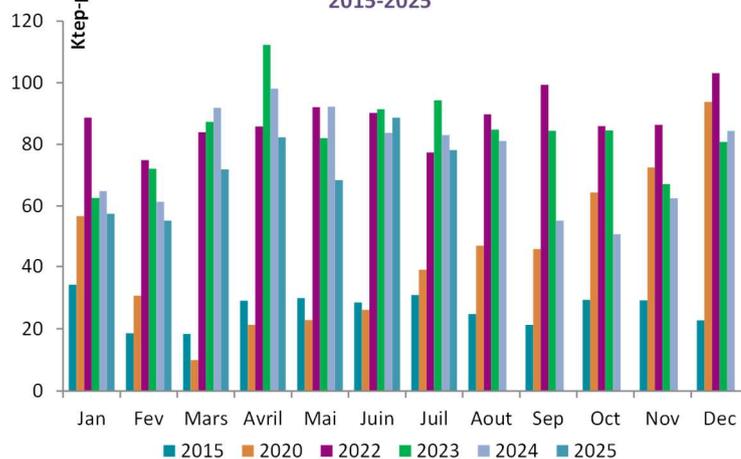
Répartition de la redevance totale



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

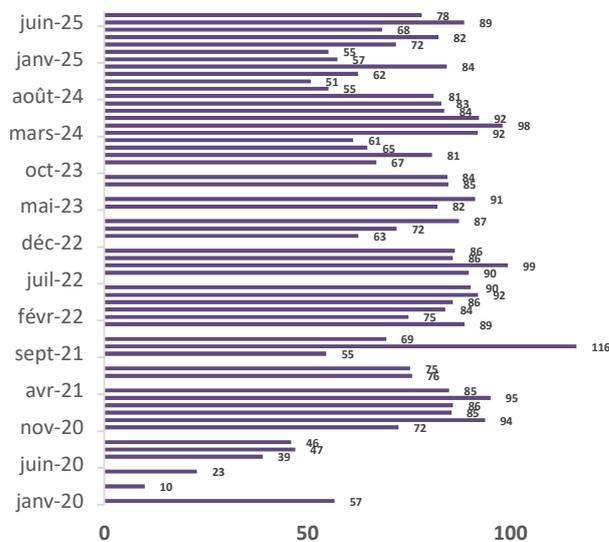


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2025



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 de juillet **2020** et s'est poursuivie au cours des années suivantes.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci) Année 2020-2025

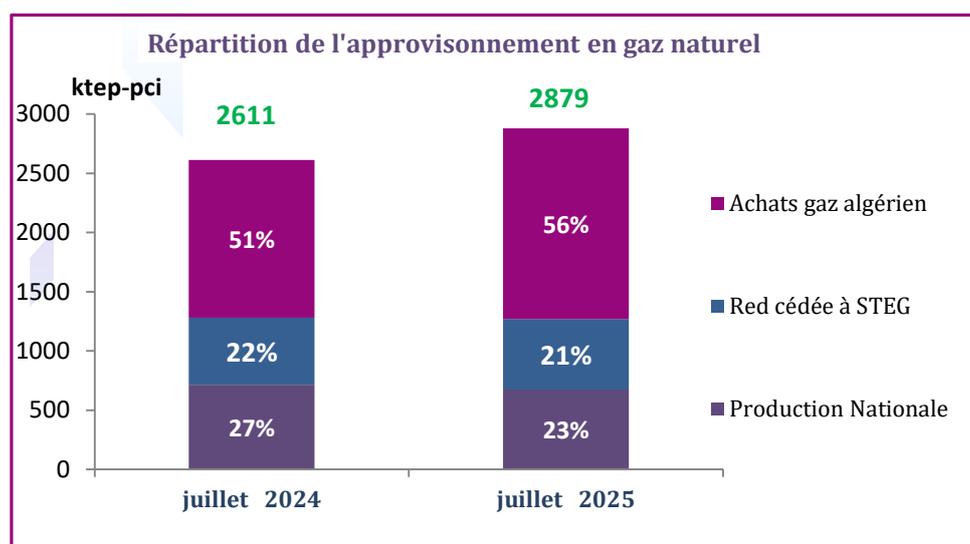


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **21%**, entre fin juillet **2024** et fin juillet **2025**, pour se situer à **1608 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **10 %** entre fin juillet **2024** et fin juillet **2025** pour se situer à **2879 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 **27 %** à **23%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **22%** à **21%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **51 %** à **56%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin juillet			Remarques
	2024 (a)	2025 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	15	6	-58%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	9	6	-34%	
Gasoil ordinaire	338	141	-58%	
Fuel oil BTS	237	91	-62%	
Virgin Naphta	202	86	-57%	
White Spirit	5,7	5,6	-2%	
Total production STIR	807	336	-58%	
Taux couverture STIR (1)	31%	13%	-59%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	14%	6%	-57%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	213	88	-59%	Arrêt technique depuis le 01/11/2024.
Jours de fonctionnement du Platforming	0	0	-	Arrêt de l'unité de la Platforming depuis janvier 2024

La STIR est à l'arrêt de janvier à avril **2025** pour des opérations de maintenance. Cet arrêt concerne à la fois l'unité de Topping et celle de Platforming

1. Produits pétroliers

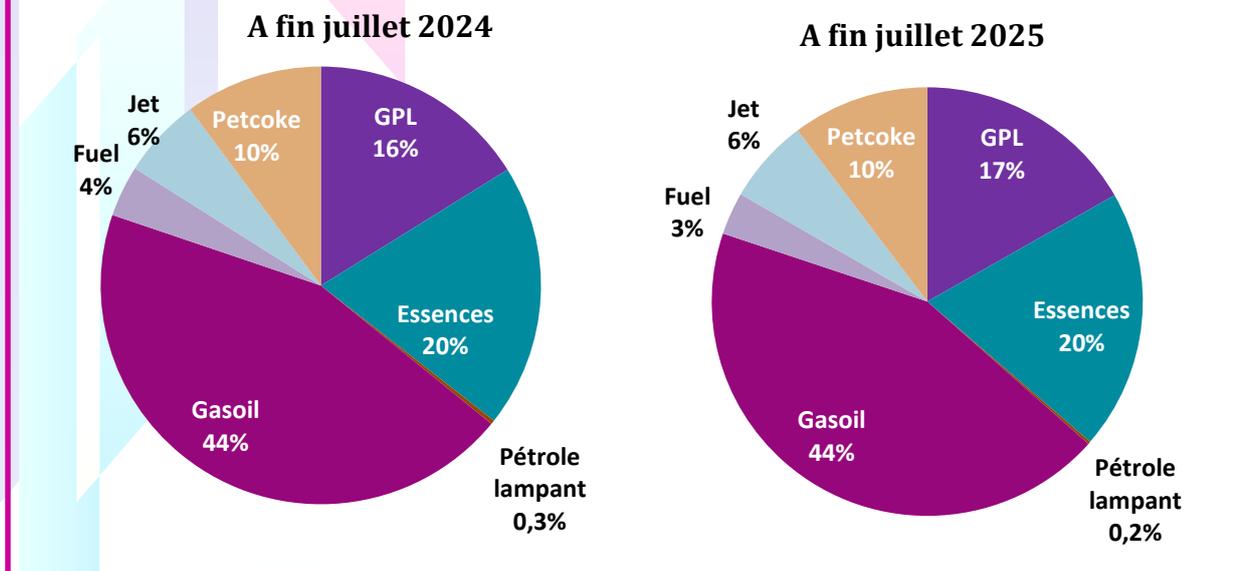
CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (*)						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2024	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)		
GPL	690	359	424	446	5%	2%
Essences	870	372	513	522	2%	3%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	859	372	506	515	2%	3%
<i>Essence premium</i>	11	0	6,2	6,9	11%	-
Pétrole lampant	12	33	7,9	5,4	-33%	-17%
Gasoil	2 063	1166	1166	1160	-1%	0%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 584	1011	891	876	-2%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	472	154	271	280	3%	6%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	3,68	4,01	9%	-
Fuel	175	161	99	85	-14%	-6%
<i>STEG & STIR</i>	30	22	20	9	-56%	-9%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	145	139	79	76	-4%	-6%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	266	132	155	170	10%	3%
Coke de pétrole	473	368	266	273	3%	-3%
Total	4548	2591	2631	2661	1%	0,3%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4519	2569	2612	2652	2%	0,3%

* La consommation du mois de juillet 2025 est estimée

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin juillet **2024** et fin juillet **2025**, une légère hausse de **1%** pour se situer à **2661** ktep. Ainsi, nous avons observé une hausse de **2%** pour l'essence, **10%** pour le jet d'aviation et **3%** pour le coke de pétrole. Cependant, la demande du gasoil a enregistré légère baisse de **1%**.

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juillet **2024** et fin juillet **2025**, à l'exception de quelques produits, notamment le fuel dont la part est passée de **4 %** à **3 %** et le GPL de **16 %** à **17 %** sur la même période.

Structure de la consommation des produits pétroliers

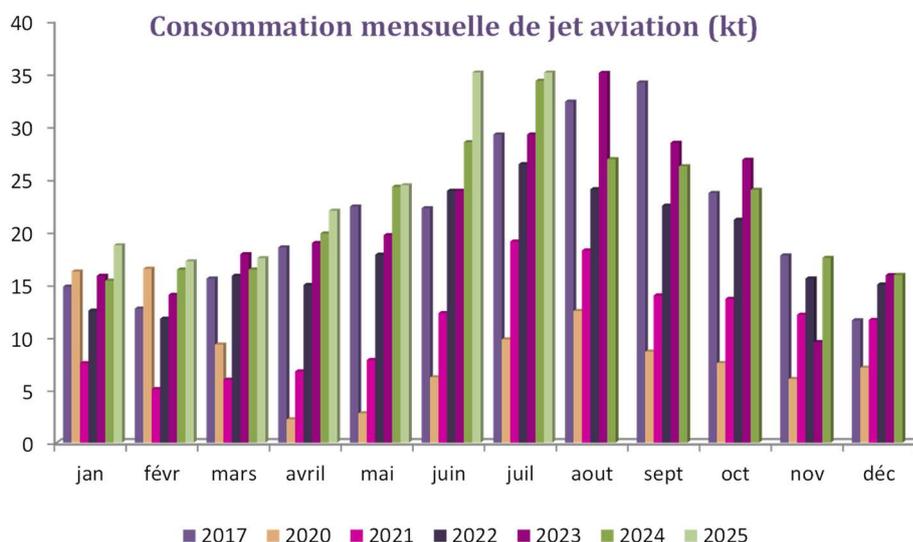


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juillet **2024** et fin juillet **2025**, une quasi-stabilité. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin juillet **2024** et fin juillet **2025**, une hausse de **5%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de **3%** fin juillet **2024** et fin juillet **2025** (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 **10%** à fin juillet **2025** par rapport à la même période de l'année précédente.



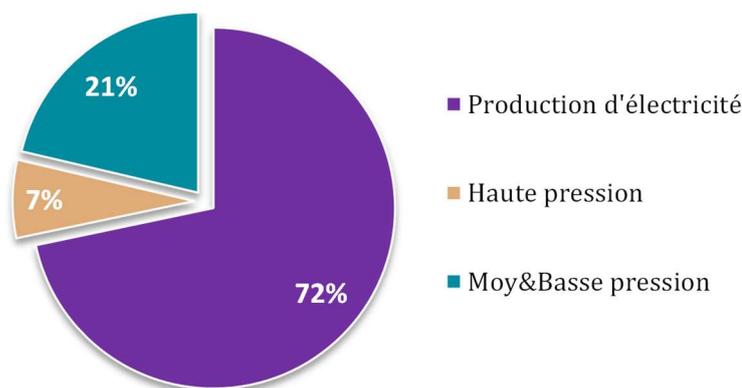
2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin juillet			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)		
<i>Unité: ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 493	2 648	2 605	2 867	10%	0,8%
Production d'électricité	3 168	1 871	1 814	2 055	13%	0,9%
Hors prod élec	1 325	777	791	811	3%	0,4%
Haute pression	334	166	194	200	3%	2%
Moy&Basse pression	991	610	597	611	2%	0,0%
<i>Unité: ktep-pcs</i>						
DEMANDE	4 992	2 942	2 894	3 185	10%	0,8%
Production d'électricité	3 520	2 079	2 015	2 284	13%	0,9%
Hors prod élec	1 472	863	879	901	3%	0,4%
Haute pression	371	185	215	223	3%	2%
Moy&Basse pression	1 101	678	664	679	2%	0,0%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **10%** entre fin juillet **2024** et fin juillet **2025** pour se situer à **2867** ktep-pci. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **13%**, celle pour la consommation finale a augmenté aussi de **3%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**72%** de la demande totale à fin juillet **2025**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ **94**

Répartition de la demande du gaz naturel à fin juillet 2025



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de **3%** pour se situer à **811** ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de **3%** et celle des clients haute pression a enregistré une augmentation de **2%**.

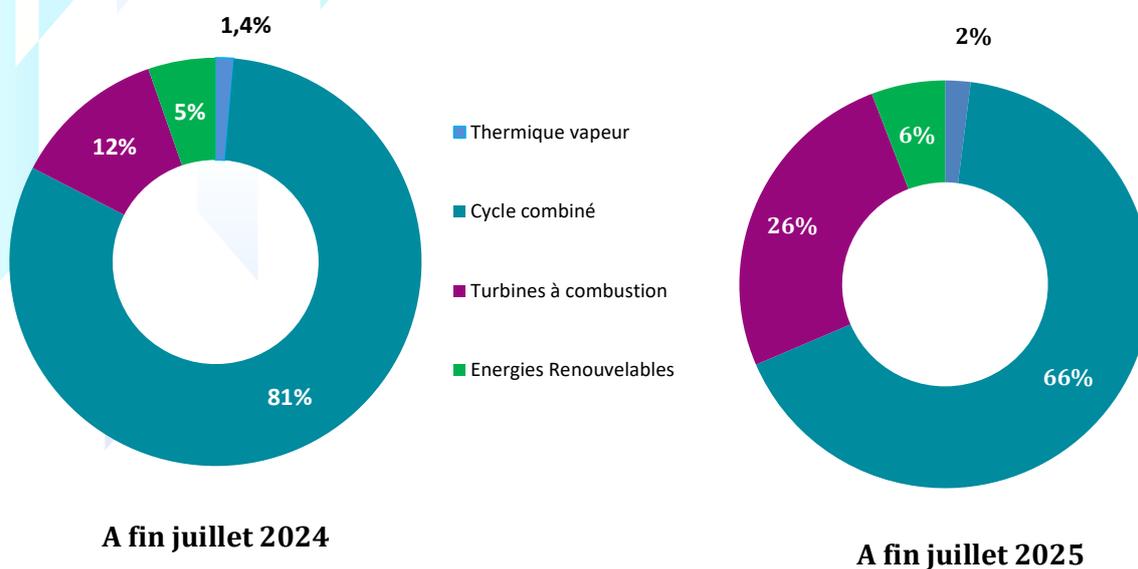
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **10%** à fin juillet **2024** et à fin juillet **2025** pour se situer à **212 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **4%** entre fin juillet **2024** et fin juillet **2025**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **81%** à **66%** entre fin juillet **2024** et fin juillet **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Juillet		A fin juillet	
		2024	2025	2024	2025
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	0	0
Nb total des permis	15	16	15	16	15
Nb de forages explo.	1	0	0	1	0
Nb forages développ.	0	0	0	0	2
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin juillet **2025**, est de **15** dont **14** 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 juillet 2025

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin juillet **2025**.

Forage d'exploration à fin juillet 2025

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin juillet **2025**.

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

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

Développement

- Forage de deux (2) nouveaux puits de développement à fin juillet 2025 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	CRG-10 ST	Chergui	25/01/2025	<p>Profondeur actuelle : 1843 m.</p> <p>Forage achevé.</p>
02	CRG-12 ST	Chergui	25/03/2025	<p>Profondeur actuelle : 1892 m.</p> <p>Forage en cours.</p>

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

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



Chapitre 3

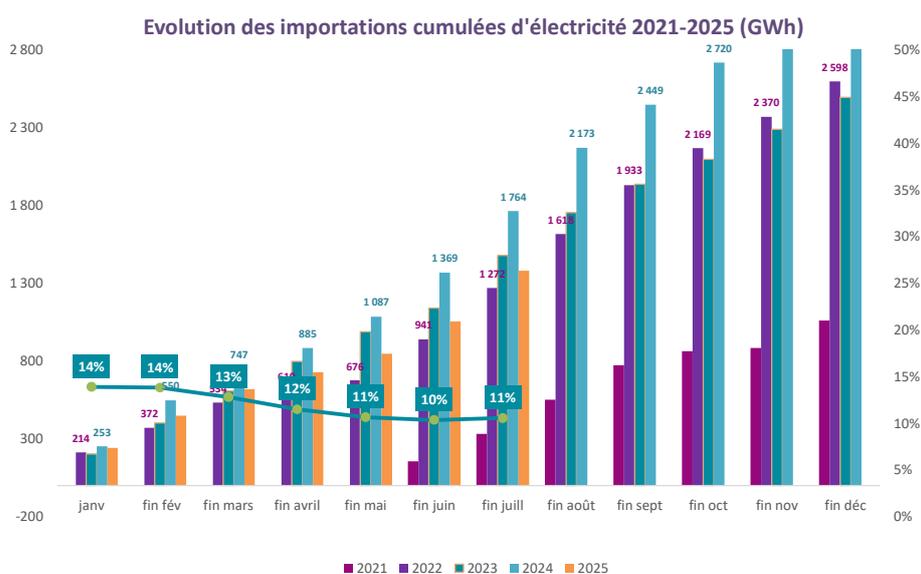
Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2024	A fin juillet			Var (%)	TCAM (%)
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	(c)/(b)	(c)/(a)
STEG	18617	8 545	10 672	11030	3%	3%
FUEL + GASOIL	72	874	0,60	16	-	-33%
GAZ NATUREL	18156	7322	10433	10809	4%	4%
HYDRAULIQUE	16	46	10	7	-27%	-17%
EOLIENNE	337	302	207	175	-15%	-5%
SOLAIRE	37	0	22	22,5	1%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	1850	0	0	-	-100%
IPP Solaire⁽³⁾	34	0	23	38	67%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire^{(1) (3)}	557	0	324	424	31%	-
ACHAT TIERS	187	50	138	140	1%	11%
PRODUCTION NATIONALE	19395	10 444	11 156	11 631	4%	1%
Echanges	-1,1	-20	0	49	-	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3221	0	1693	1381	-18%	-
Ventes Gecol (Libye)	108	9	8	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21809	10415	12841	13060	2%	2%

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

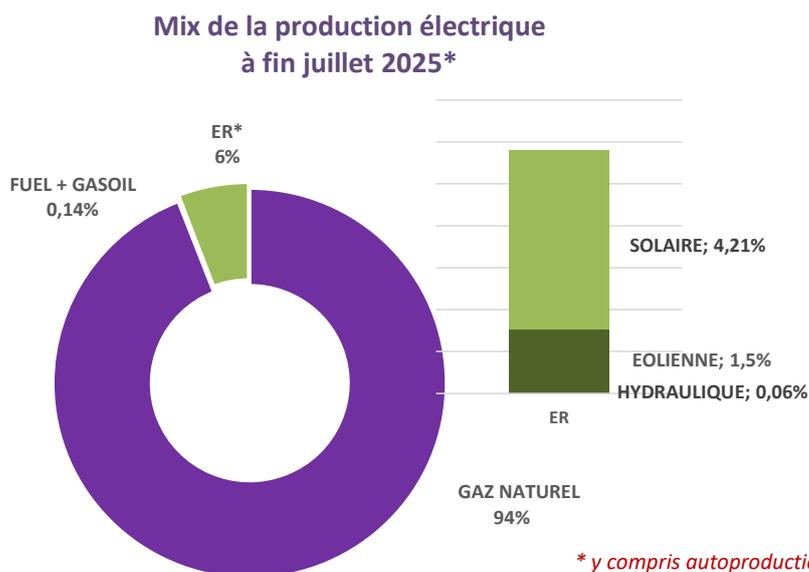
La production nationale d'électricité a enregistré, à fin juillet 2025, une hausse de 4% pour se situer à **11631 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **11156 GWh** à fin juillet 2024. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 2%. Ainsi les **achats d'électricité principalement de l'Algérie** ont couvert **11%** des besoins du marché local à fin juillet 2025.



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 **95%** de la production nationale à fin juillet **2025**. L'électricité produite à partir de gaz naturel a enregistré une hausse de **4%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **6%**.



Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin juillet **2025**.

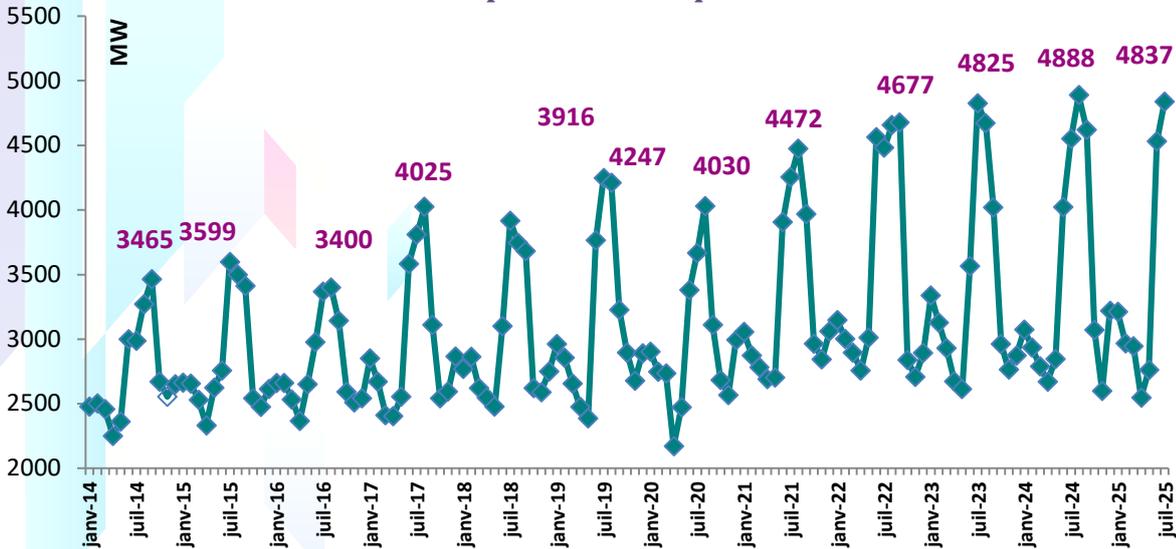
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **350 MW** de toitures photovoltaïques ont été installées à fin **2024** dans le secteur résidentiel et **323** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **50 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

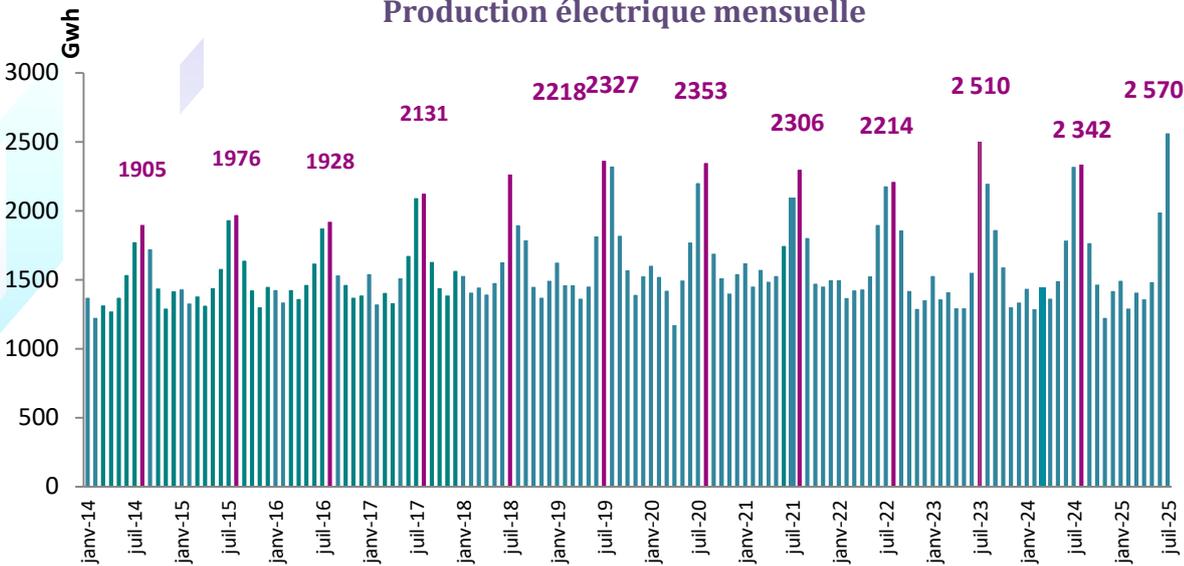
La pointe a enregistré une hausse de **6%** pour se situer à **4837 MW** à fin juillet **2025** contre **4550 MW** à fin juillet **2024**.

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 2024	A fin juillet			Var (%)	TCAM (%)
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Haute tension	1168	820	626	762	22%	-1%
Moyenne tension	7082	3748	3994	3987	-0,2%	0,6%
Basse tension	8839	3898	4594	4589	-0,1%	2%
TOTAL VENTES **	17089	8 467	9 213	9 338	1%	1%

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

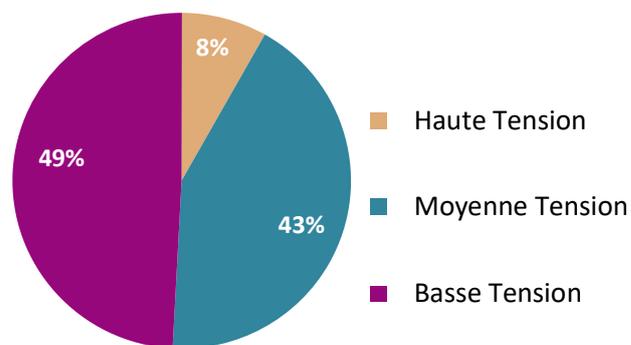
Les ventes d'électricité ont enregistré une légère hausse de 1% stabilité entre fin juillet 2024 et fin juillet 2025. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de 22%, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une quasi stabilité. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel

(près de 75% en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

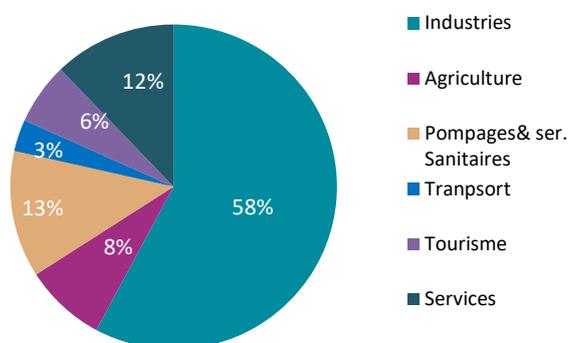
Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec 58% de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juillet 2025.

La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les ventes du l'industrie du papier et de l'edition (+11%) , indutrie des materiaux de construction (+4%) et les indutries extractives (+9%) contre une baisse du pompage agricole (-8%), les industries du textile et de l'habillement (-3%) et les industries metallurgiques de base (-1%).

Répartition des ventes d'électricité à fin juillet 2025



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin juillet 2025



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin juillet 2025 :

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>Attribution de trois projets avec une puissance maximale de 100 MWac chacun :</p> <ul style="list-style-type: none"> Qair International SAS sur un site à El Ksar (Gafsa) SCATEC ASA sur un site à Mezzouna (Sidi Bouzid) VOLTALIA SA sur un site à Menzel Habib (Gabes)
		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>Attribution d'un (1) projet sur le site d'El Khobna (Sidi Bouzid) proposé par l'Etat :</p> <ul style="list-style-type: none"> Qair International SAS avec une puissance de 198 MWac
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 200 MW	<p>Lancement du deuxième round de l'Appel d'Offres N°01-2022 pour 2 centrales de capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MWac.</p> <p>Délai : Fin juin 2025</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 SidiBouزيد : 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 Bouزيد : 1MW en avril 2023 (publication en cours)</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 Bouزيد de 1MW : en production (publication en cours).</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>
	5 ^{ème} appel à projets (octobre 2024)	<p>Extension de la date limite de dépôt des demandes jusqu'au 30 juin 2025 à 12h00 heure de Tunis.</p>
AUTOPRODUCTION	Basse tension	335 MW
	MT/HT	323 autorisations octroyées pour une puissance totale de 125 MW
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	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 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. 1^{er} round : 2*75MW -dernier délai de soumission fixé au 19/12/2024. Extension de la date limite de soumission des offres a été reportée au 25 mars 2025 à 10h00 heure de Tunis.
	AUTORISATION	2ème 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