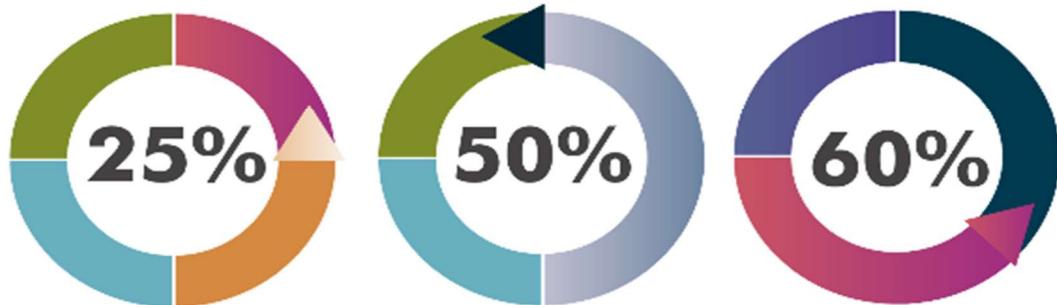


Conjoncture Energétique

Août 2025



Sommaire

Bilan et Economie d'Energie

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

Hydrocarbures

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

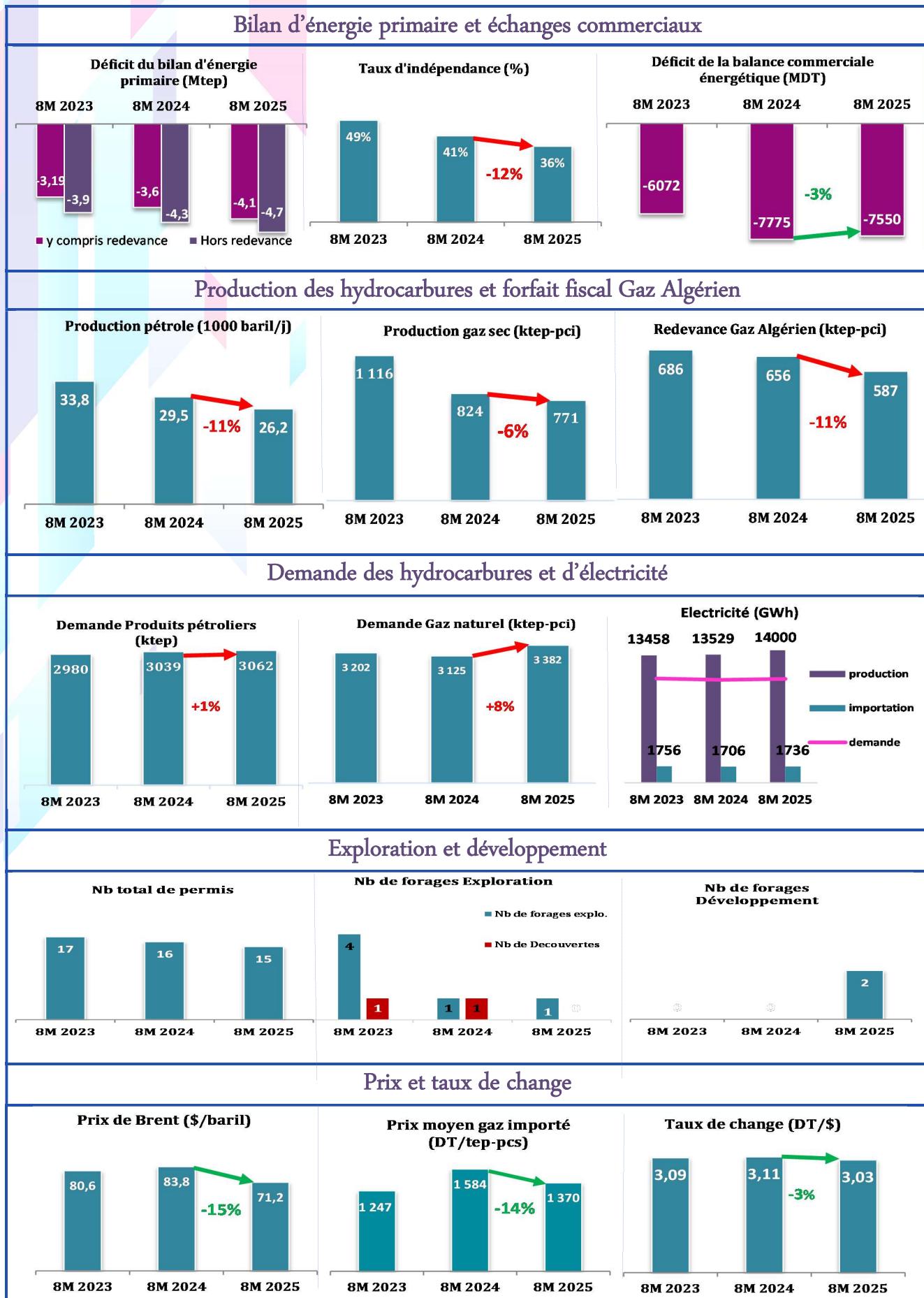
Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

Date de la publication : 14 octobre 2025

Date de mise à jour : 29 octobre 2025

Faits marquants du mois d'août 2025



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2024	A fin août				Var (%)	TCAM (%)
		2015	2024	2025			
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)	
RESSOURCES	3730	3554	2577	2367	-8%	-4%	
Pétrole ^{(1)(*)}	1390	1659	944	856	-9%	-6%	
GPL primaire ^{(2)(*)}	135	161	95	86	-10%	-6%	
Gaz naturel	2121	1702	1480	1358	-8%	-2%	
Production	1212	1488	824	771	-6%	-6%	
Redevance	909	214	656	587	-11%	11%	
Elec primaire	84	32	58	66	14%	7%	
DEMANDE	9126	6121	6222	6510	5%	1%	
Produits pétroliers ^(*)	4548	3186	3039	3062	1%	-0,4%	
Gaz naturel	4493	2903	3125	3382	8%	2%	
Elec primaire	84	32	58	66	14%	7%	
SOLDE							
Avec comptabilisation de la redevance⁽³⁾	-5396	-2567	-3645	-4143			
Sans comptabilisation de la redevance⁽⁴⁾	-6305	-2782	-4301	-4730			
<i>Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+WSpirit)</i>							
<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>							
<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>							
<i>(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes (provisoire)</i>							
<i>(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes</i>							
<i>(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale</i>							
<i>(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales</i>							
<i>(*) Données provisoires pour le mois d'août 2025</i>							

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.4 Mtep** à fin août **2025**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **8%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

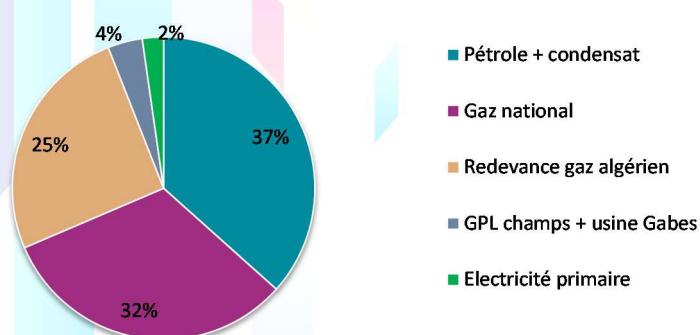
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **68%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

Bilan énergétique

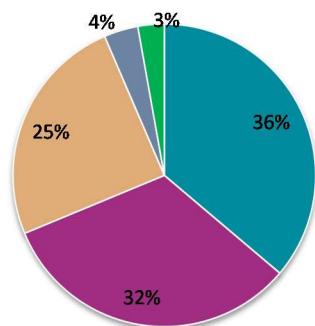
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que 3% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une baisse de 11% à fin août 2025** par rapport à fin août 2024.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin août 2024



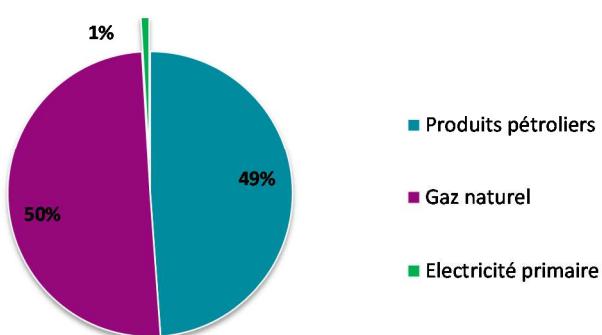
Répartition des ressources en énergie primaire à fin août 2025



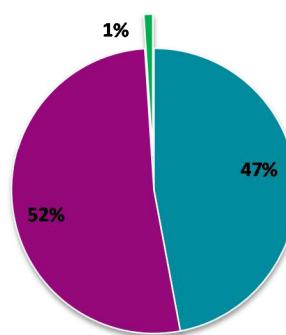
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin juillet **2025** et fin août **2024** une hausse de 5%: la demande du gaz naturel a augmenté de 8% et celle des produits pétroliers a enregistré une légère hausse de 1%.

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 49% à fin août **2024** à 47% durant la même période de **2025**. La part du gaz naturel a augmenté, par contre, de 50 % à fin août **2024** à 52% à fin août **2025**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin août 2024



Répartition de la demande en énergie primaire à fin août 2025



Bilan énergétique

En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin août **2025**, un **déficit de 4.1 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **14%** par rapport à fin août **2024**. Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **36%** à fin août **2025** contre **41%** à fin août **2024**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **27%** à fin août **2025** contre **31%** durant la même période de **2024**.

Les échanges commerciaux

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin août			A fin août			A fin août		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
EXPORTATIONS⁽⁷⁾									
PETROLE BRUT⁽¹⁾							2291	1446	-37%
ETAP	534	601	12%	547	616	13%	1379	1140	-17%
PARTENAIRE ⁽⁸⁾							1046	888	-15%
GPL Champs	12,0	9,4	-22%	13,3	10,4	-22%	333	252	-24%
ETAP	12,0	9,4	-22%	13,3	10,4	-22%	18	13	-28%
PARTENAIRE ⁽⁸⁾							18	13	-28%
PRODUITS PETROLIERS	457	194	-57%	463	197	-57%	894	292	-67%
<i>Fuel oil (BTS)</i>	243	103	-58%	238	101	-58%	453	146	-68%
<i>Virgin naphta</i>	214	91	-57%	225	96	-57%	442	146	-67%
<i>Pétrole</i>	11	0,00	-	11	0	-	11	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				0	0	-	0	0	-
IMPORTATIONS									
PETROLE BRUT⁽³⁾	627	433	-31%	644	445	-31%	10067	8995	-11%
PRODUITS PETROLIERS	2690	2813	5%	2692	2814	5%	1414	766	-46%
<i>GPL</i>	362	373	3%	400	413	3%	5811	5302	-9%
<i>Gasoil ordinaire</i>	718	858	19%	737	881	19%	644	719	12%
<i>Gasoil S.S.⁽⁶⁾</i>	353	319	-10%	363	328	-10%	1755	1813	3%
<i>Jet</i>	186	204	10%	193	212	10%	884	672	-24%
<i>Essence Sans Pb</i>	585	552	-6%	611	577	-6%	510	456	-10%
<i>Fuel oil (HTS)</i>	79	84	6%	78	82	6%	1615	1232	-24%
<i>Coke de pétrole⁽⁴⁾</i>	407	422	4%	310	322	4%	127	121	-4%
GAZ NATUREL				2271	2510	11%	277	289	4%
<i>Redevance totale⁽²⁾</i>				656	587	-11%	2842	2927	3%
<i>Achat⁽⁵⁾</i>				1615	1923	19%	0	0	-
							2842	2927	3%

(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 257 millions de Cm³, en cours de regularisation.**

(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

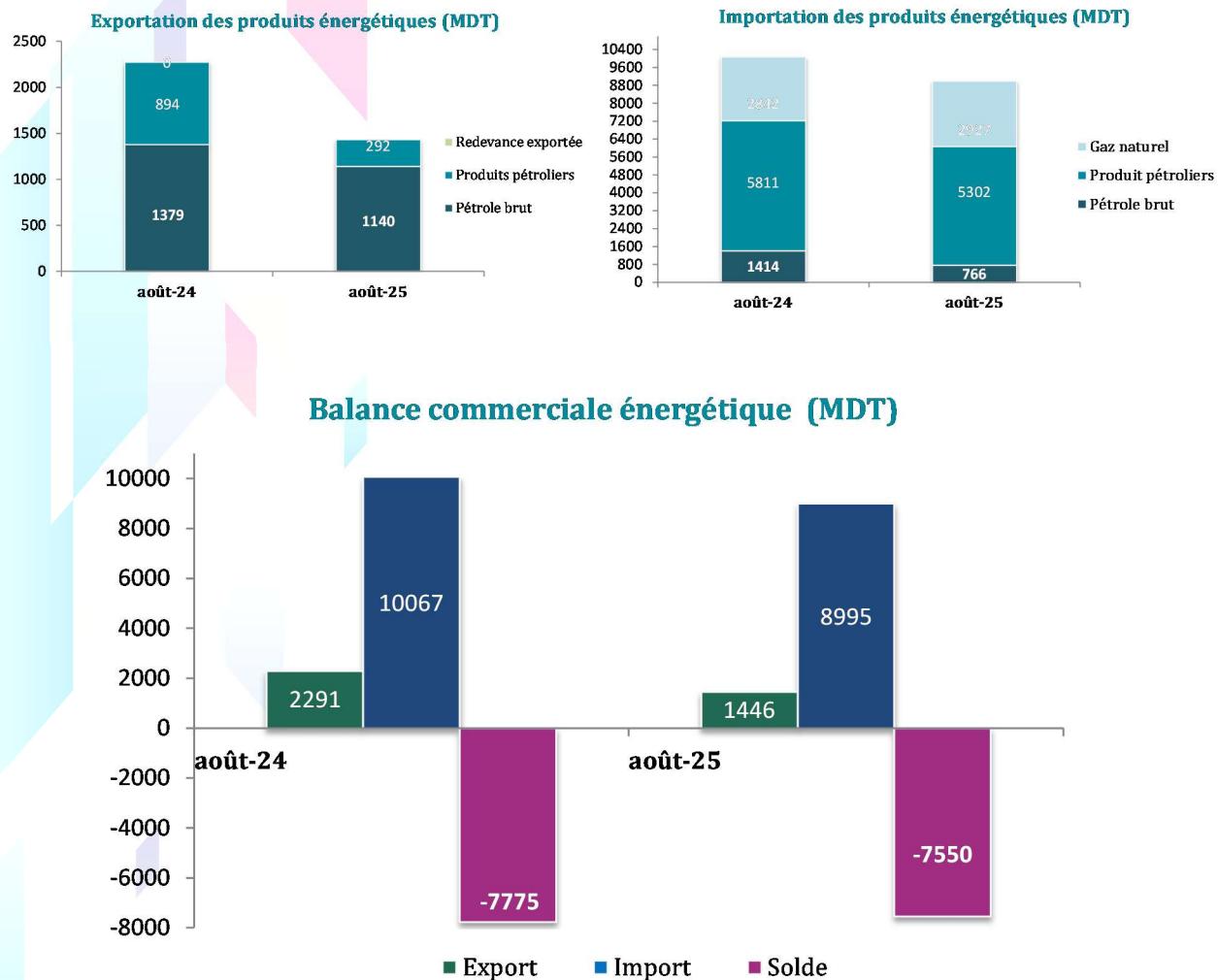
(7) Hors électricité importée de l'Algérie et de la libye à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(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 **37%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **11%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **7775 MDT** à fin août **2024** à **7550 MDT** à fin août **2025**, soit une baisse de **3%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

Les échanges commerciaux

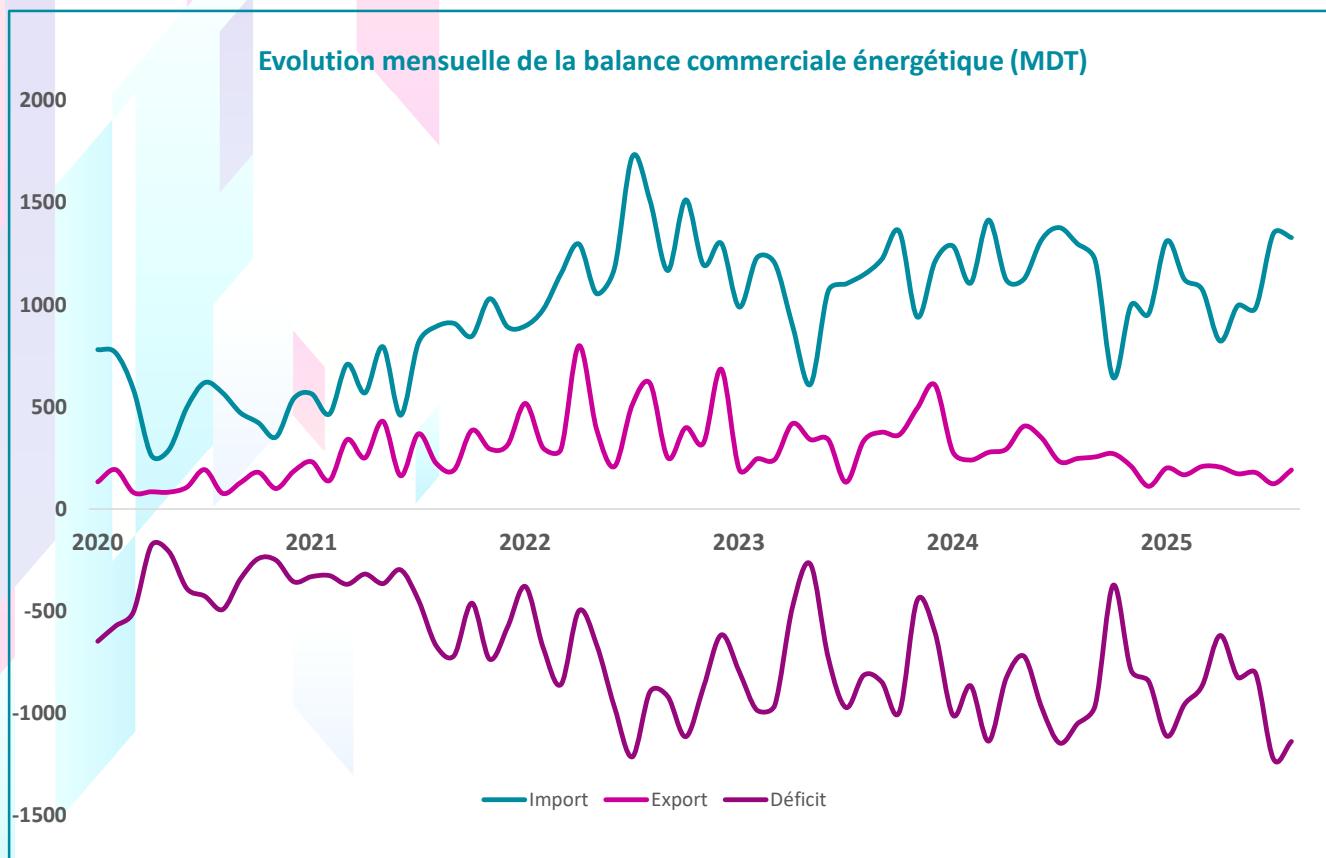


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités échangées, le taux de change \$/DT et les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indéxés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

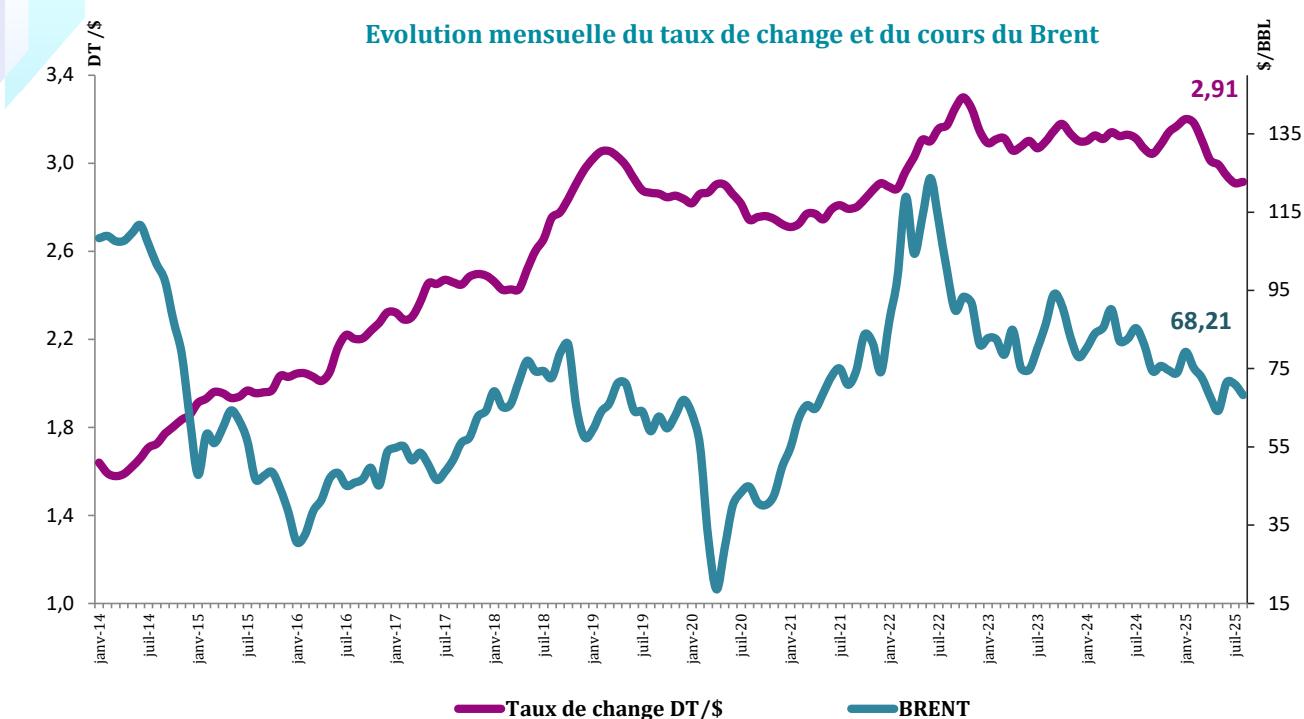
Le taux de change s'est amélioré (+) et les quantités échangées ont baissé (-) par contre le cours du Brent s'est amélioré (+) à fin août 2025 par rapport à fin août 2024.

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

Les échanges commerciaux

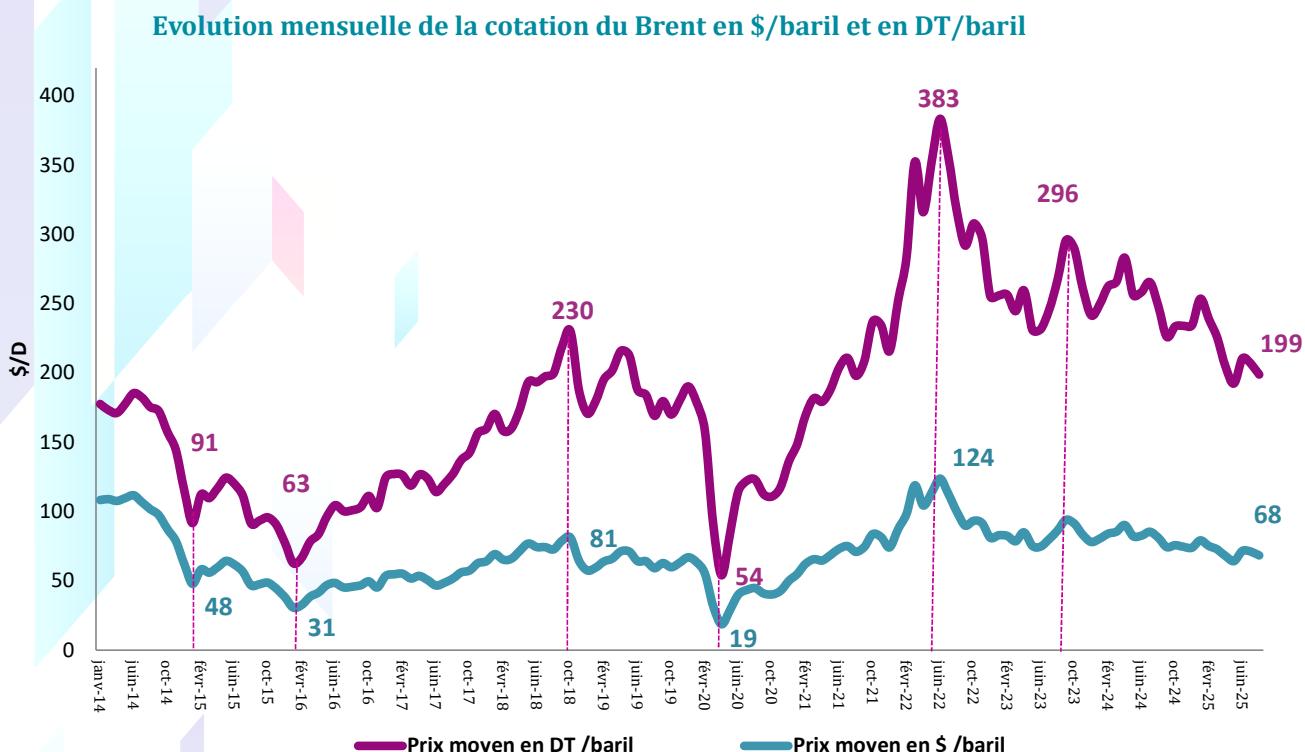


En effet, au cours du mois d'août 2025, les cours du Brent ont enregistré une baisse de 13\$/bbl par rapport au mois d'août 2024 : 80.9\$/bbl en août 2024 contre 68.2 \$/bbl en août 2025 et 70.1\$/bbl courant le mois de juillet 2025.



Les échanges commerciaux

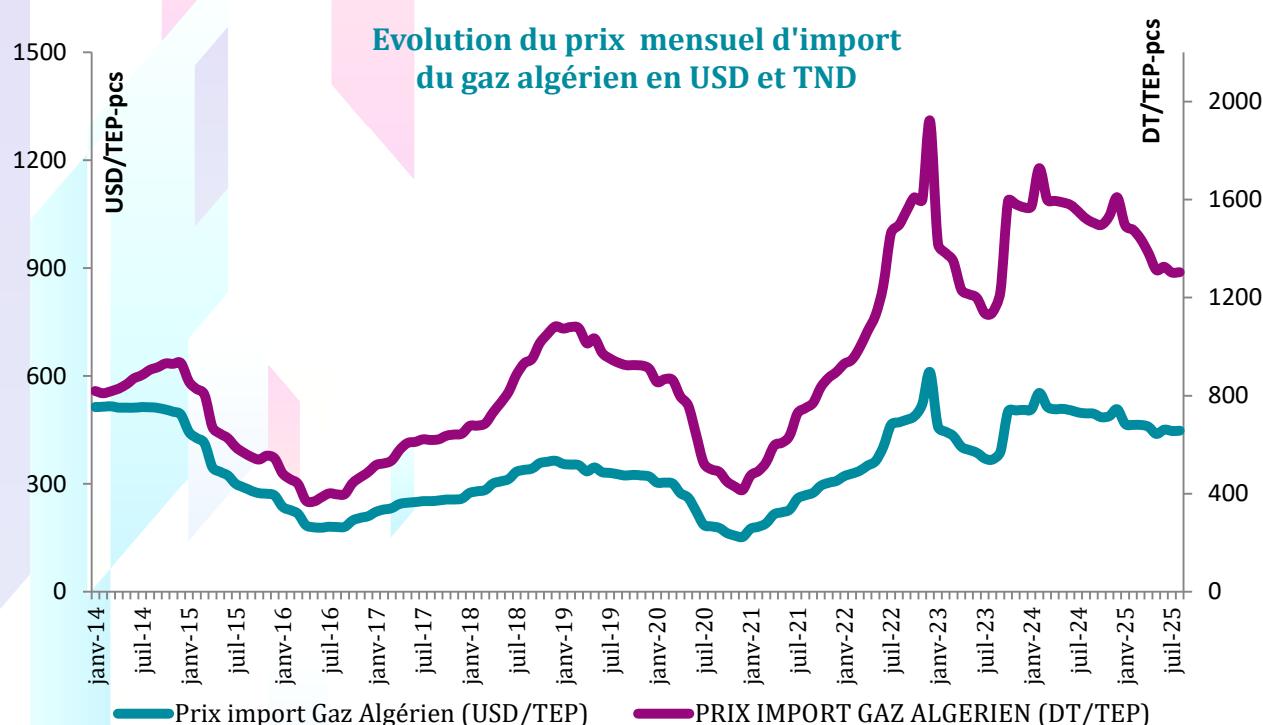
Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une baisse de 5% par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



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

- (+) Entre fin août **2024** et fin août **2025**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de **15%** : **83.8\$/bbl** contre **71.2\$/bbl**.
- (+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin août **2024** et fin août **2025** de **3%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs années, atteignant **2,91** en août **2025**.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **14%** en DT et de **11%** en \$ entre fin août **2024** et fin août **2025**.

Les échanges commerciaux



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 août **2024** ont diminué par rapport à fin août **2025** de **9%** en valeur.

(+) Baisse des importations de pétrole brut en quantité de **31%** et en valeur de **46%** à fin août **2025** par rapport à fin août **2024**.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers de **57%** en quantité et de **67%** en valeur (Arrêt de l'unité de la STIR de janvier à avril **2025**).

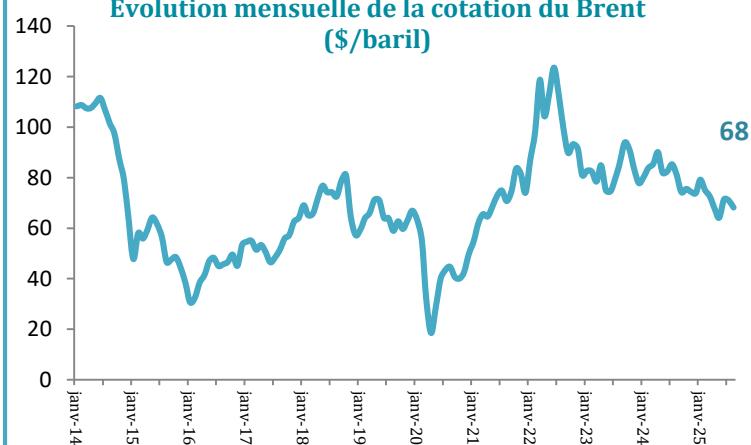
Prix de l'énergie

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	68,2	-16%
Septembre	74,3		
Octobre	75,7		
Novembre	74,5		
Décembre	73,9		
Prix annuel moyen	80,8		

Evolution mensuelle de la cotation du Brent (\$/baril)

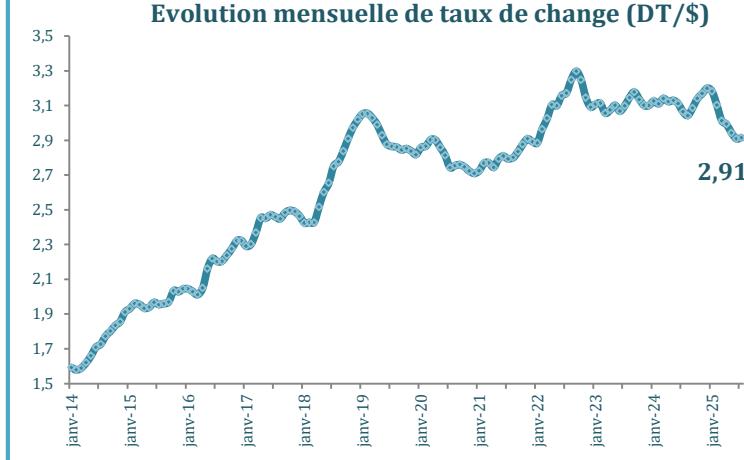


2. Taux de change

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%
Aout	3,07	2,91	-5%
Septembre	3,04		
Octobre	3,09		
Novembre	3,14		
Décembre	3,17		
Taux annuel moyen	3,11		

Evolution mensuelle de taux de change (DT/\$)



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

Pétrole Brut (1)

A fin août 2025

DT /bbl \$/bbl

Prix de l'importation STIR (CIF)

233 79

Prix d'exportation ETAP⁽²⁾ (FOB)

207 69

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS

A fin août 2025

Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Millimes/litre	1722	1498	815	211	2525
Millimes/litre	1784	1464	345	176	1985
Millimes/litre	1775	1478	550	177	2205
DT/ t	1446	846	140	44	1030
Millimes/ kg	1925	264	85	328	677
DT/ Bouteille	25,02	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

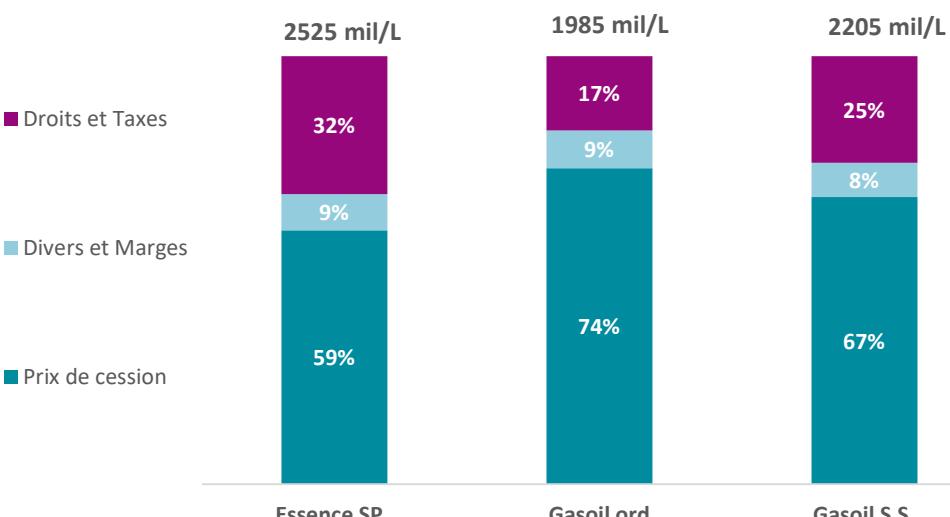
(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) +

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

Décomposition du prix des carburants en Tunisie à fin août 2025



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)

Prix d'importation Gaz Algérien

Année 2023	Année 2024	A fin août 2025
1321	1567	1371

Prix de vente Global (hors taxe)

Coût de revient moyen

Résultat unitaire ⁽¹⁾

Année 2023	Année 2024 ⁽²⁾
662,2	647,4
1769,9	1618,9
-1107,6	-971,6

(1) Différentiel entre le cout de revient et le prix de vente qui n'est pas forcement 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 août			Var (%)
		2024	2025	Var (%)	
El borma	175,0	113,5	109,3	-4%	
Ashtart	137,1	93,1	76,9	-17%	
Hasdrubal	67,2	47,1	41,9	-11%	
Adam	106,3	71,1	61,5	-13%	
M.L.D	47,3	29,9	31,8	6%	
El Hajeb/Guebiba	88,3	61,0	51,7	-15%	
Cherouq	43,5	29,8	28,8	-3%	
Miskar	43,9	30,8	28,8	-6%	
Cercina	68,3	45,6	46,1	1%	
Barka	21,3	17,4	3,1	-82%	
Franig/Bag/Tarfa	33,2	23,3	19,5	-16%	
Ouedzar	37,2	25,1	24,8	-1%	
Gherib	56,5	39,3	31,0	-21%	
Nawara	72,5	54,2	28,7	-47%	
Halk el Manzel	51,1	34,6	30,3	-12%	
Autres	293,7	195,5	210,2	8%	
TOTAL pétrole (kt)	1 342	911	824	-10%	
TOTAL pétrole (ktep)	1 374	933	844	-10%	
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 358	921	837	-9%	
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 390	944	856	-9%	

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	130	87	79	-10%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	142	95	86	-10%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 488	1 009	915	-9%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 533	1 039	943	-9%

* La production du mois d'août 2025 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **824 kt** à fin août 2025 enregistrant ainsi une baisse de **10%** par rapport à fin août **2024**. Cette baisse a touché la plupart des principaux

Production des hydrocarbures

champs à savoir à savoir Nawara (-47%), Ashtart (-17%), Barka (-82%), El Hajeb/Guebiba (-15%), Adem (-13%), Gherib (-21%), Halk el Manzel (-12%), Hasdrubal (-11 %) et Ch.Essaïda (-37%).

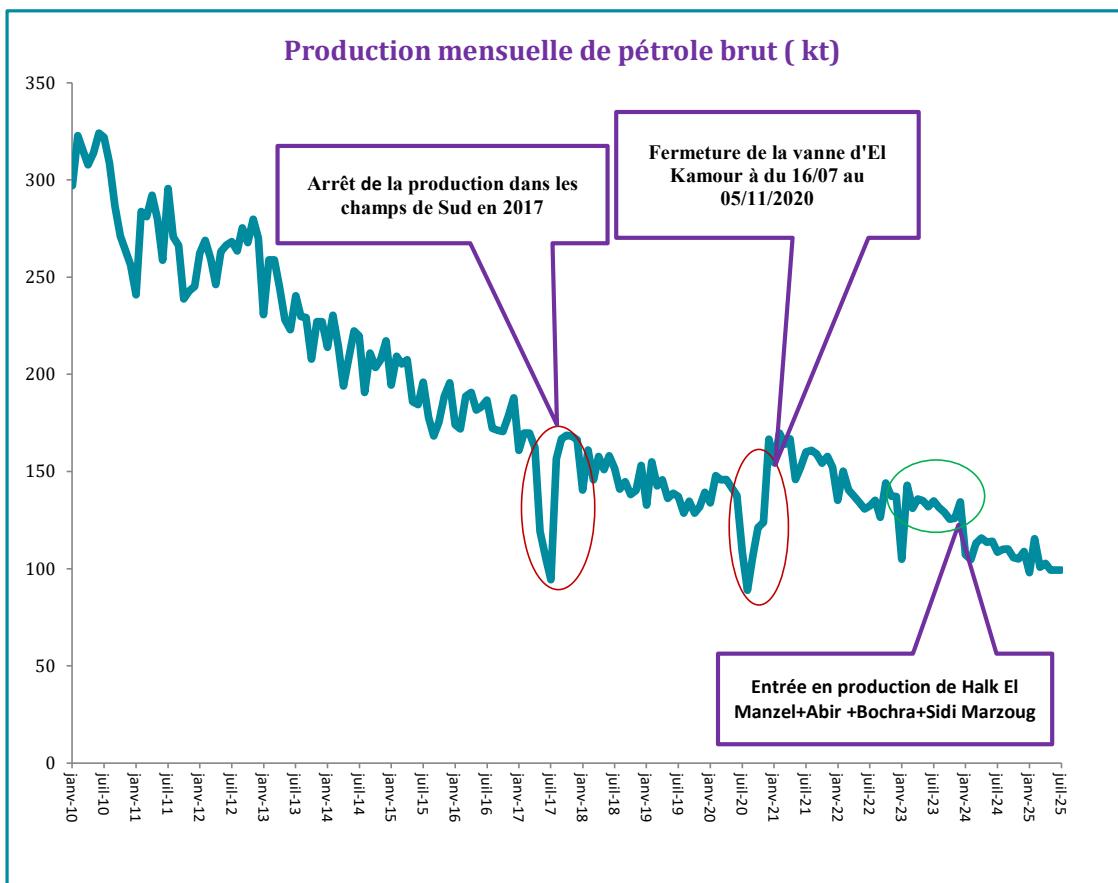
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+62%), Gremda/El Ain (+273%), D.S.T (+52%), M.L.D (+6%) et Bir Ben Tartar (+6%).

Il convient de noter :

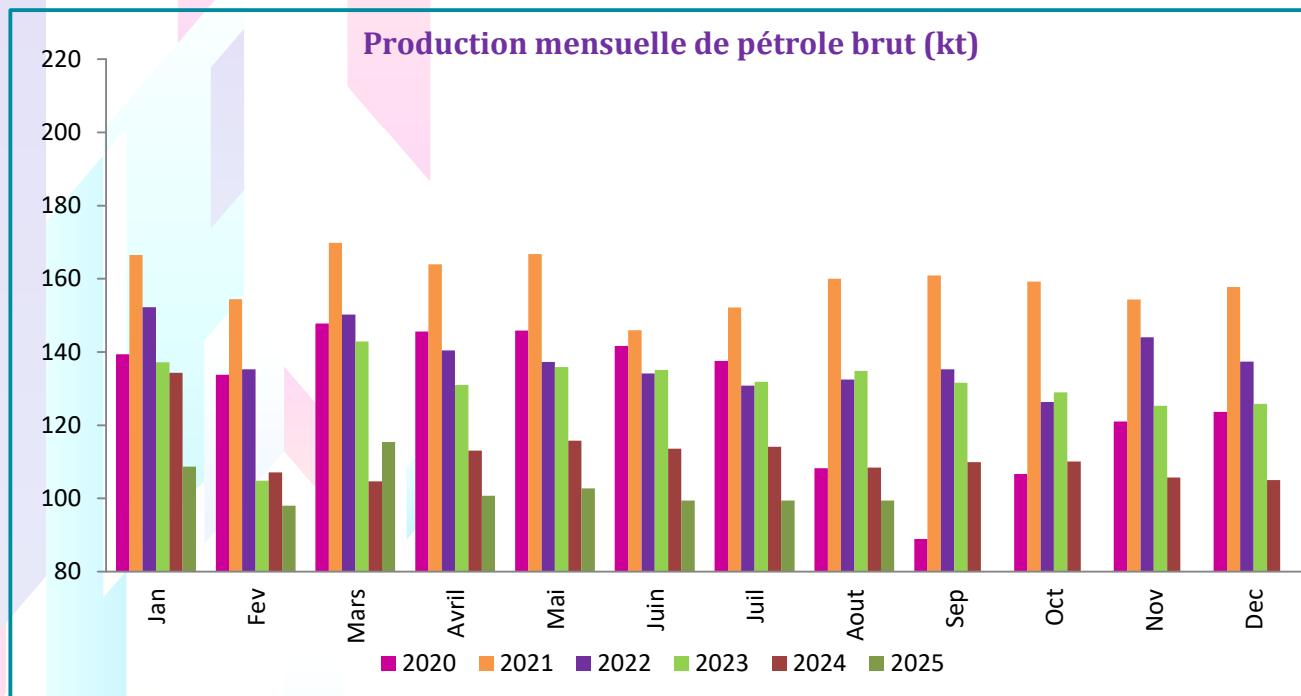
- **Concession Ashtart:** Arrêt de production entre le **27 juin 2025** et **8 juillet 2025** pour des travaux de maintenance
- **Concession Nawara:** Reprise de la production le **15 Mai 2025** après un arrêt de la production (Shut down) depuis le **03 Mai 2025** pour des travaux de maintenance
- **Concession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

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **29.5** mille barils/j à fin août **2024** à **26.2** mille barils/j à fin août **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 août					Unité : ktep-pci
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)	
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 121	1 702	1 480	1 358	-8%	-2%	
Production nationale	1 212	1 488	824	771	-6%	-6%	
<i>Miskar</i>	317	466	222	206	-7%	-8%	
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	181	216	120	124	3%	-5%	
<i>Gaz Chergui</i>	98	154	67	71	5%	-7%	
<i>Hasdrubal</i>	159	495	111	98	-12%	-15%	
<i>Maamoura et Baraka</i>	19	71	9	8	-9%	-19%	
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	131	85	89	81	-9%	-0,5%	
<i>Chalbia + Benefsej</i>	0	0	0	30	-	-	
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	306	0	204	152	-25%	-	
Redevance totale (Forfait fiscal)	909	214	656	587	-11%	11%	
Achats	2 290	1 473	1 615	1 923	19%	3%	
<i>Unité: ktep-pcs</i>							
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 356	1 891	1 644	1 509	-8%	-2%	
Production nationale	1347	1653	915	856	-6%	-6%	
<i>Miskar</i>	353	518	246	229	-7%	-8%	
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	201	240	134	138	3%	-5%	
<i>Gaz Chergui</i>	109	171	75	79	5%	-7%	
<i>Hasdrubal</i>	176	550	124	108	-12%	-15%	
<i>Maamoura et Baraka</i>	22	79	10	9	-9%	-19%	
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	145	95	99	90	-9%	-0,5%	
<i>Chalbia + Benefsej</i>	0	0	0	33	-	-	
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	340	0	227	169	-25%	-	
Redevance totale (Forfait fiscal)	1010	238	729	652	-11%	11%	
Achats	2 544	1 637	1 795	2 137	19%	3%	

(1)Gaz commercial du sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djbel Grouz, Adam, ChouchEss, Cherouk, Durra, anaguid Est, Bouchra 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

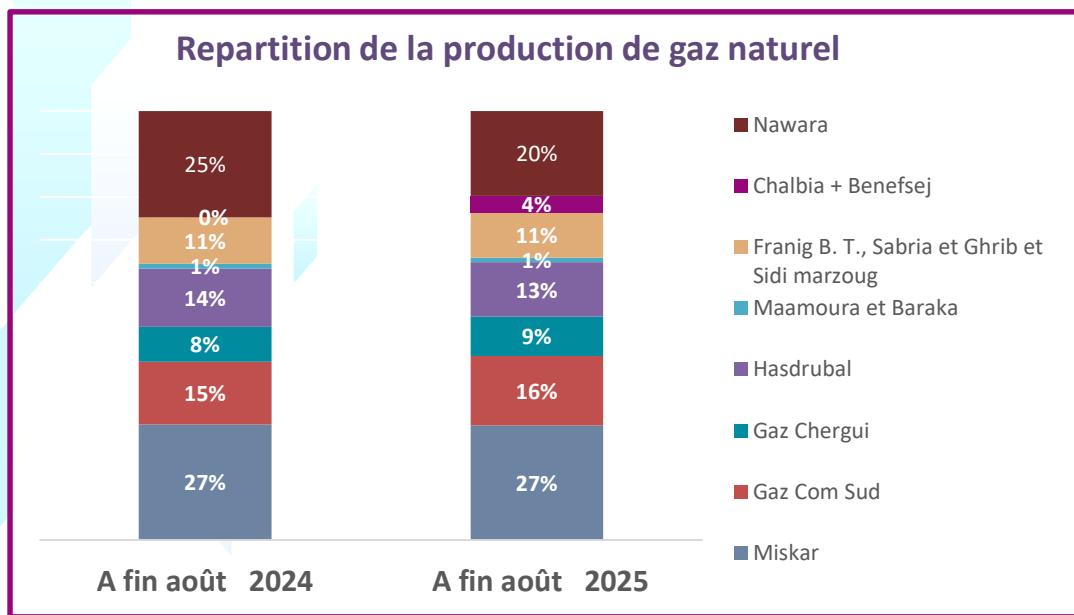
(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien en juillet 2025 d'une quantité de 257 millions de Cm3 , en cours de regularisation.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1358 ktep-pci**, à fin août **2025**, enregistrant ainsi une baisse de **8%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **6%**, la

Production des hydrocarbures

redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **11%** à fin août **2025** par rapport à fin août **2024** en se situant à **587 ktep-pci**.

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



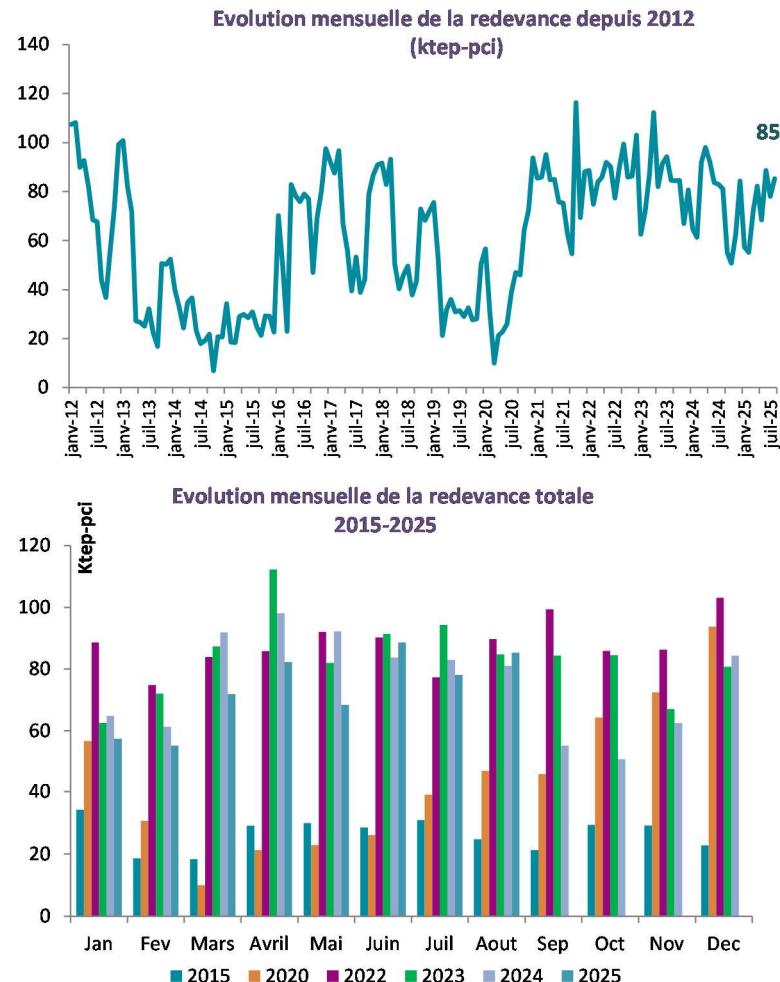
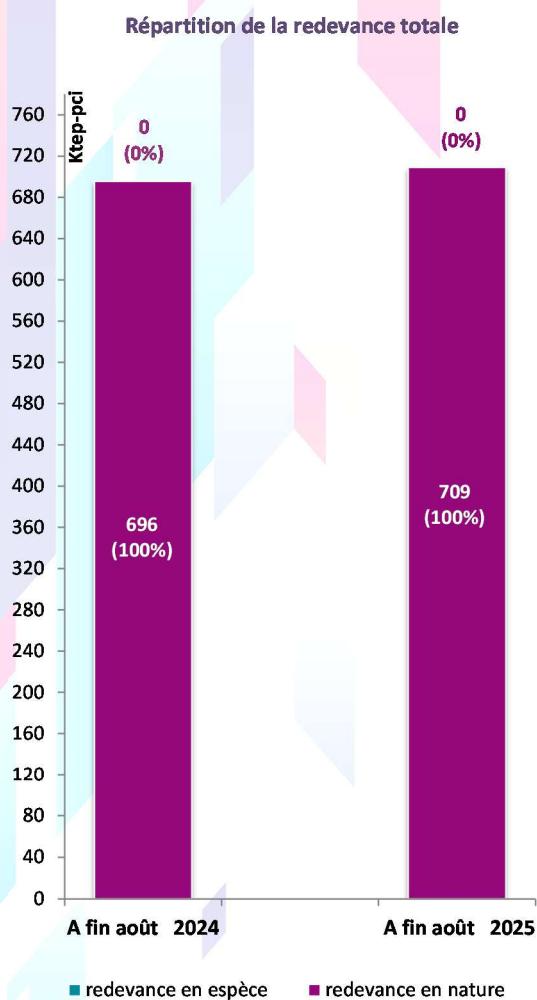
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **25%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **3%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **7%**.

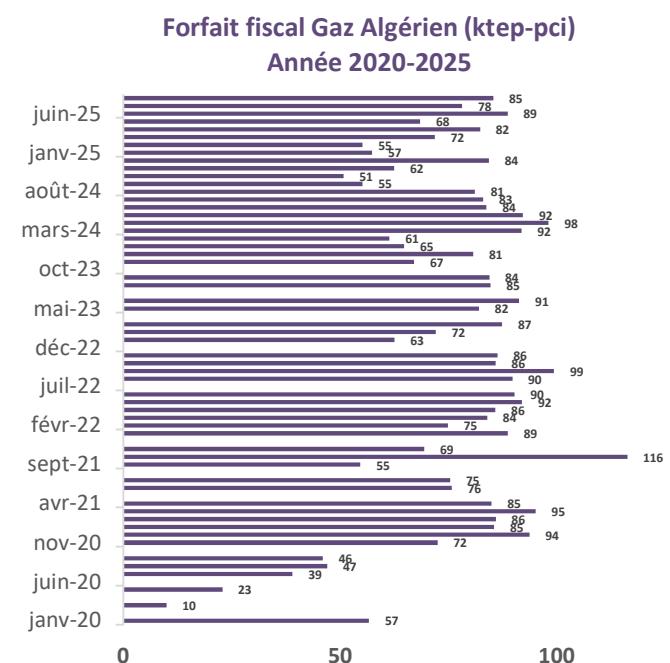
Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **11%** à fin août **2025** par rapport à fin août **2024**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG (**100%** pour le mois d'août **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 **257 millions de Cm3**, 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 de juillet **2020** et s'est poursuivie au cours des années suivantes.



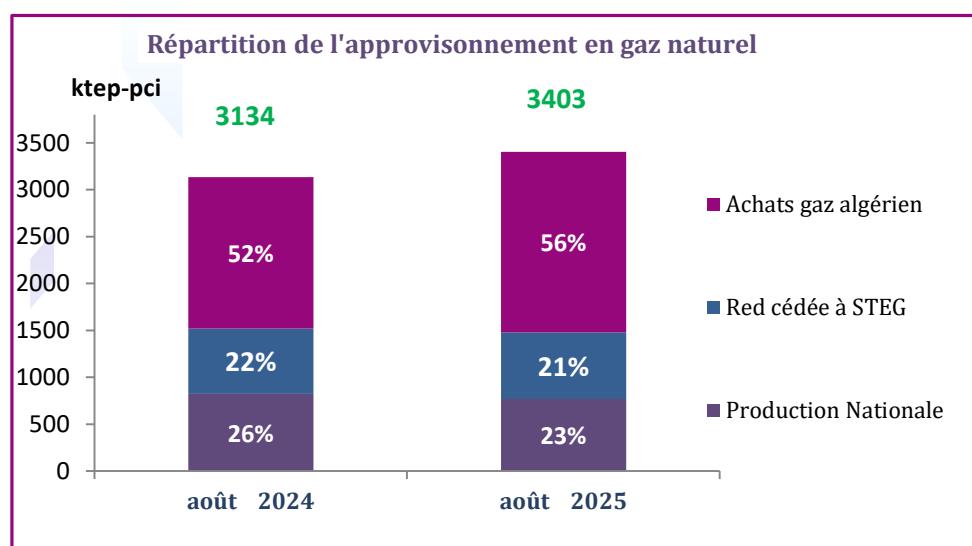
Production des hydrocarbures

Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **19%**, entre fin août **2024** et fin août **2025**, pour se situer à **1923 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **9 %** entre fin août **2024** et fin août **2025** pour se situer à **3403 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 **26 %** 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 **52 %** à **56%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	A fin août			Remarques
	2024 (a)	2025 (b)	Var (%) (b)/(a)	
<i>en ktep</i>				
GPL	16	8	-51%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	9	6	-31%	
Gasoil ordinaire	387	186	-52%	
Fuel oil BTS	273	123	-55%	
Virgin Naphta	231	113	-51%	
White Spirit	7	6	-24%	
Total production STIR	925	442	-52%	
Taux couverture STIR (1)	30%	14%	-53%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	14%	7%	-51%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	244	119	-51%	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

Consommation d'hydrocarbures

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (*)

Unité : ktep

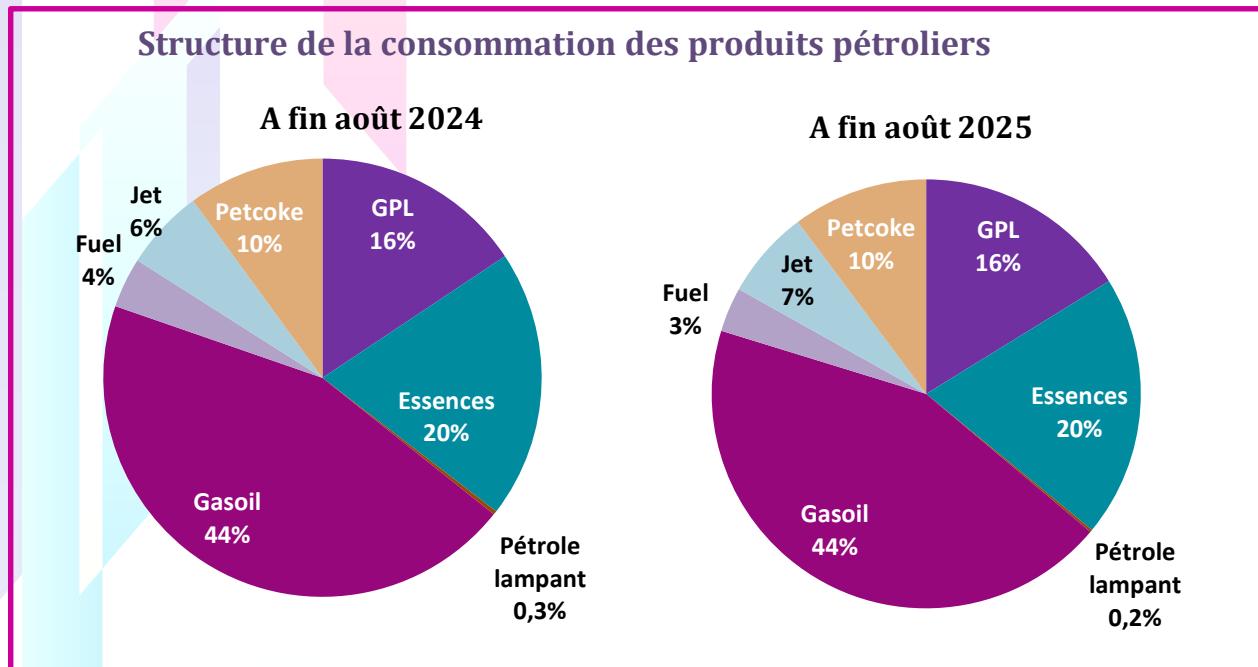
	Réalisation en 2024	A fin août				Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2015	2024	2025			
		(a)	(b)	(c)			
GPL	690	398	475	496	4%	2%	
Essences	870	430	602	604	0,4%	3%	
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-	
<i>Essence Sans Pb</i>	859	430	594	596	0,3%	3%	
<i>Essence premium</i>	11	0	7,5	8,1	8%	-	
Pétrole lampant	12	35	8,6	5,8	-33%	-16%	
Gasoil	2 063	1343	1354	1336	-1%	0%	
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 584	1158	1030	1007	-2%	-1%	
<i>Gasoil SS</i>	472	185	320	324	1%	6%	
<i>Gasoil premium</i>	7	0	4,50	4,64	3%	-	
Fuel	175	187	112	102	-9%	-6%	
<i>STEG & STIR</i>	30	22	23	12	-49%	-6%	
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	145	165	90	91	1%	-6%	
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-	
Jet	266	155	182	205	13%	3%	
Coke de pétrole	473	423	305	312	2%	-3%	
Total	4548	2971	3039	3062	1%	0,3%	
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4519	2949	3016	3050	1%	0,3%	

* La consommation du mois d'août est estimée

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin août **2024** et fin août **2025**, une légère hausse de **1%** pour se situer à **3062 ktep**. Ainsi, nous avons observé une quasi-stabilité pour l'essence, une hausse de **13%** pour le jet d'aviation et **2%** pour le coke de pétrole. Cependant, la demande du gasoil a enregistré une légère baisse de **1%**.

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin août **2024** et fin août **2025**, à l'exception de quelques produits, notamment le fuel dont la part est passée de **4 %** à **3 %** et le Jet de **6 %** à **7 %** sur la même période.

Consommation d'hydrocarbures

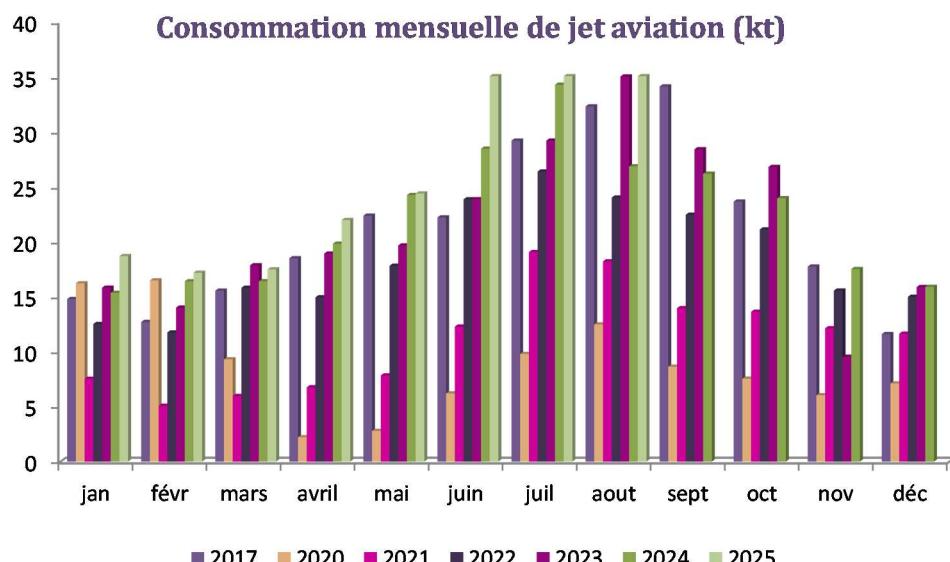


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juillet **2024** et fin août **2025**, une légère baisse de **1%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin août **2024** et fin août **2025**, une hausse de **4%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de **2%** fin juillet **2024** et fin août **2025** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse de **13%** à fin août **2025** par rapport à la même période de l'année précédente.



Consommation d'hydrocarbures

2. Gaz Naturel

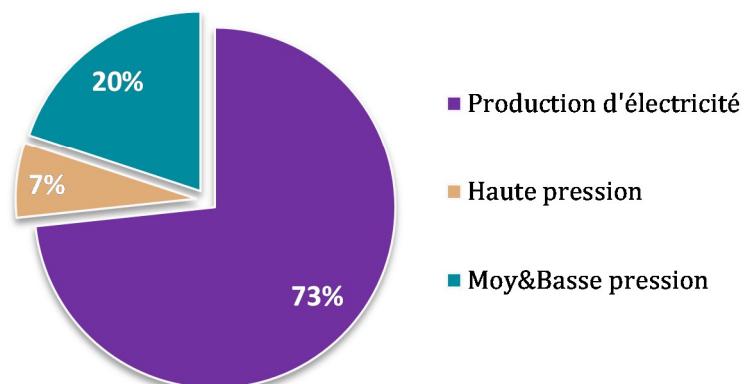
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin août				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 493	3 121	3 125	3 382	8%	1%
Production d'électricité	3 168	2 267	2 243	2 479	11%	1%
Hors prod élec	1 325	855	882	902	2%	1%
Haute pression	334	189	220	228	4%	2%
Moy&Basse pression	991	666	662	674	2%	0,1%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
DEMANDE	4 992	3 468	3 472	3 757	8%	1%
Production d'électricité	3 520	2 518	2 493	2 755	11%	1%
Hors prod élec	1 472	950	980	1 003	2%	1%
Haute pression	371	210	244	253	4%	2%
Moy&Basse pression	1 101	740	735	749	2%	0,1%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **8%** entre fin août **2024** et fin août **2025** pour se situer à **3382 ktep-pci**. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **11%**, celle pour la consommation finale a augmenté aussi de **2%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**73%** de la demande totale à fin août **2025**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ **94%**.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de **2%** pour se situer à **902 ktep-pci**. La demande des clients moyen et basse pression a enregistré une hausse de **2%** et celle des clients haute pression a enregistré une augmentation de **4%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin août 2025



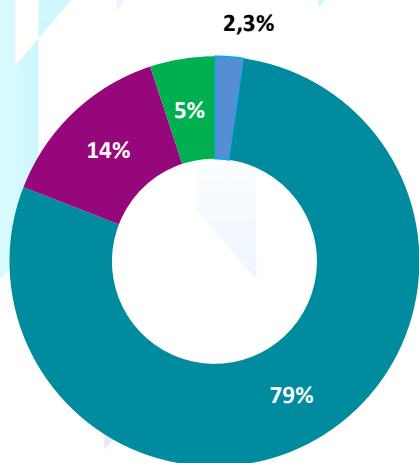
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **8%** entre fin août **2024** et fin août **2025** pour se situer à **212 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **3%** entre fin août **2024** et fin août **2025**.

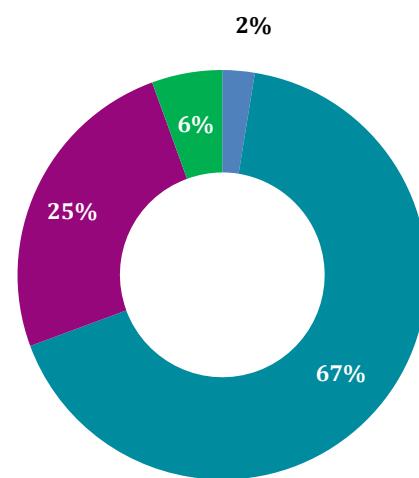
Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **79%** à **67%** entre fin août **2024** et fin août **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



A fin août 2024

■ Thermique vapeur
■ Cycle combiné
■ Turbines à combustion
■ Energies Renouvelables



A fin août 2025

Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Août		A fin août	
		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	1	1	1
Nb forages dévelop.	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 août **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 août 2025

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

Forage d'un (1) puits d'exploration à fin août 2025

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions		Début du forage	Résultats
01	SMG-W1	Sidi marzoug		06/08/25	Profondeur actuelle : 1184 m. Forage en cours.

Exploration et développement

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 août 2025 :

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

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	Profondeur actuelle : 3326 m. Puits actuellement en suspension.



Chapitre 3

Électricité et Energies Renouvelables

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

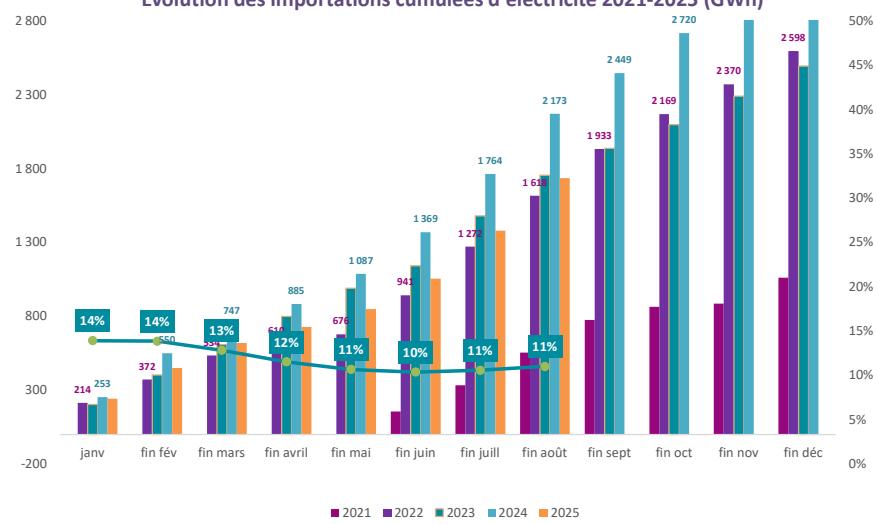
Unité : GWh

	Réalisé 2024	A fin août				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18617	10 211	12 966	13298	3%	3%
FUEL + GASOIL	72	874	1,00	17	-	-33%
GAZ NATUREL	18156	8961	12699	13056	3%	4%
HYDRAULIQUE	16	53	12	9	-21%	-16%
EOLIENNE	337	324	228	191	-16%	-5%
SOLAIRE	37	0	26	25,6	0%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	2153	0	0	-	-100%
IPP Solaire⁽³⁾	34	0	27	46	74%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire^{(1) (3)}	557	0	385	501	30%	-
ACHAT TIERS	187	55	152	154	1%	11%
PRODUCTION NATIONALE	19395	12 419	13 529	14 000	3%	1%
Echanges	-1,1	-23	1	38	-	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3221	0	1706	1736	2%	-
Ventes Gecol (Libye)	108	27	8	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21810	12369	15228	15775	4%	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 août 2025, une hausse de 3% pour se situer à **14000 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **13529 GWh** à fin août 2024. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 4%. Ainsi les **achats d'électricité principalement de l'Algérie** ont couvert **11%** des besoins du marché local à fin août 2025.

Evolution des importations cumulées d'électricité 2021-2025 (GWh)



Electricité et Energies Renouvelables

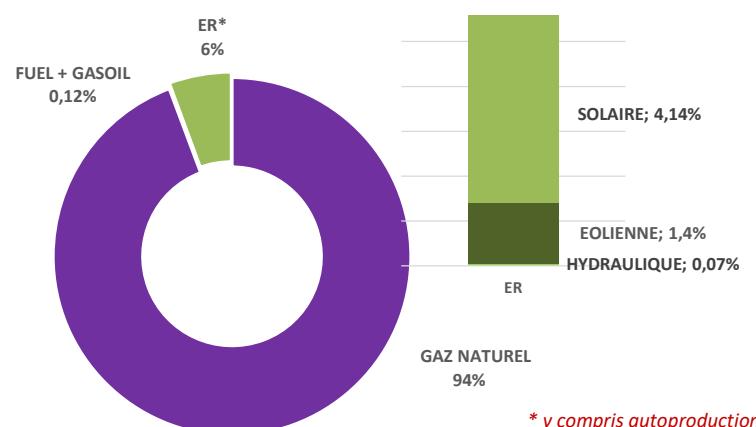
A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

A partir de janvier 2024, la production de l'électricité à partir des ER dans le cadre 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 août **2025**. L'électricité produite à partir de gaz naturel a enregistré une hausse de **3%**. 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 août **2025**.

Mix de la production électrique à fin août 2025*



** y compris autoproduction*

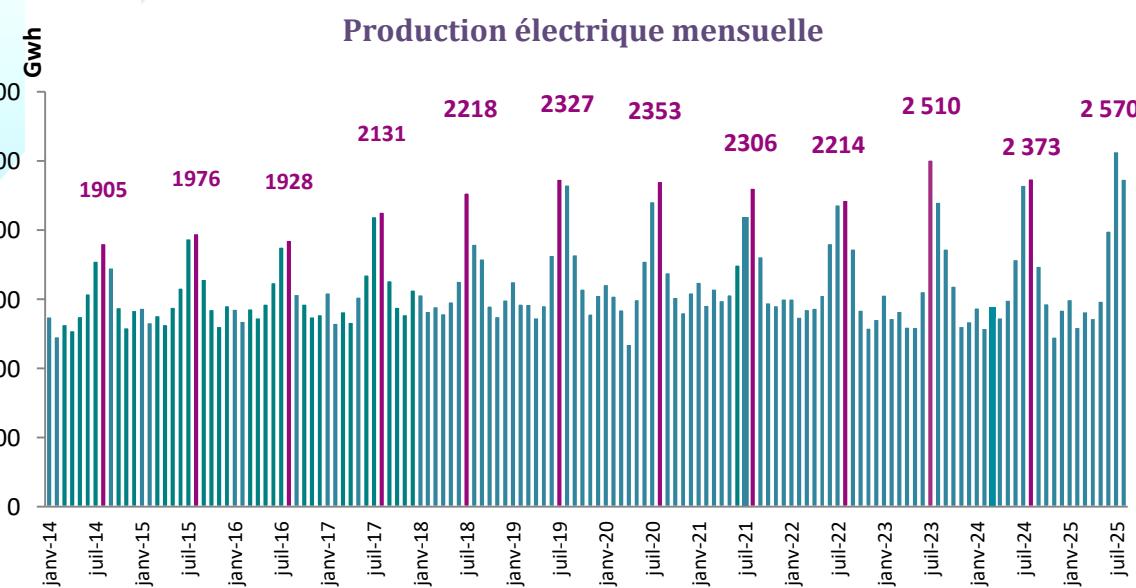
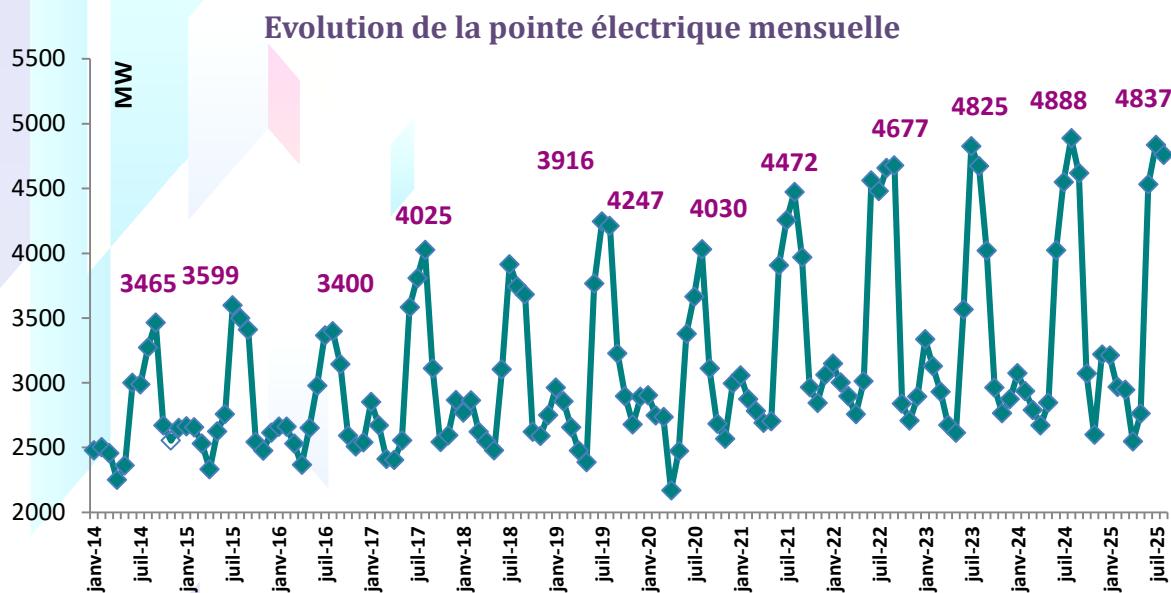
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) a partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **350 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée 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 agricole.

Electricité et Energies Renouvelables

La pointe a enregistré une baisse de 1% pour se situer à **4837 MW** à fin août **2025** contre **4888 MW** à fin août **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**.



Electricité et Energies Renouvelables

VENTES D'ELECTRICITE					
	Réalisé 2024	Unité : GWh			
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)
Haute tension	1168	943	728	877	21% -1%
Moyenne tension	7082	4383	4705	4676	-1% 1%
Basse tension	8839	4525	5435	5426	-0,2% 2%
TOTAL VENTES **	17089	9 851	10 868	10 979	1% 1%

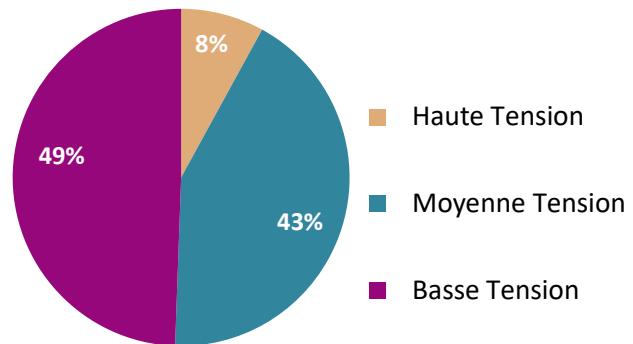
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d' électricité ont enregistré une légère hausse de **1%** stabilité entre fin juillet **2024** et fin août **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de **21%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une légère baisse de **1%**. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

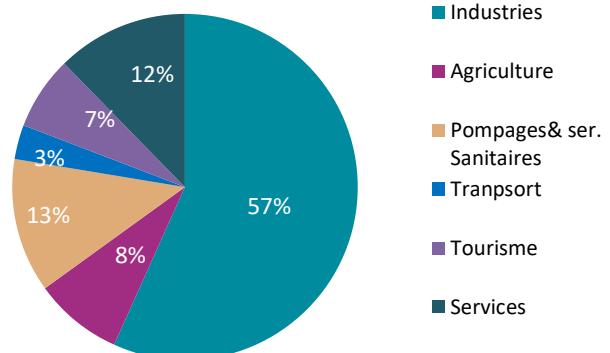
Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **57%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin août **2025**.

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

Répartition des ventes d'électricité à fin août 2025



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



Electricité et Energies Renouvelables

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

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	<p>Appel d'offres 2018 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>	<p>Projet Kairouan de 100MW : Etat d'avancement environ 82 %, entré en service fin 2025.</p> <p>Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW : Etat d'avancement environ 75 %, entré en service fin 2025.</p> <p>Projets de Gafsa 100 MW : Signature de l'accord de projet le 08 mai 2024, entré en service prévu fin 2026.</p>
		<p>Appel d'offres AO-01-2022 de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)</p>	<p>1^{er} Round : Attribution de trois projets d'une puissance de 100 MW chacun :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Qair International SAS à El Ksar (Gafsa) • SCATEC ASA à Mezzouna (Sidi Bouzid) • VOLTALIA SA à Menzel Habib (Gabes) <p>Signature des accords de projets le 24 mars 2025.</p>
		<p>Appel d'offres AO-03-2022 de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)</p>	<p>2^{ème} Round : Le ministère a reçu trois offres le 30 juin 2025, le dépouillement a été achevé et en phase d'approbation.</p>
	AUTORISATION	<p>Programme 2017-2020 : 4 appels à projets ont été effectué</p>	<p>Octroi de 54 accords de principe d'une puissance totale de 261MW (31 projets catégorie 1MW + 23 projets catégorie 10MW)</p> <p>Etat d'avancement : Mise en service de 15 projets :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 04 projets de 10 MW chacun. • 11 Projets de 1MW chacun.

		5 ^{ème} appel à projets (octobre 2024- juin2025)	Octroi de 186 accords de principe d'une puissance totale de 288MW (116 projets catégorie 1MW + 66 projets catégorie 2MW + 04 projets catégorie 10MW).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	Environ 400 MW
		MT/HT	Mise en service des projets d'une puissance totale de 70 MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Mise en service en avril 2022
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Mise en service en juin 2022.

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offres (sites proposés par l'Etat)	<p>Extension de puissance des sites de Djebel Abderrahmen à Nabeul de 200MW à 400 MW, de Djebel Tbaga à Kébili de 100MW à 600MW et ajout de quatre nouveaux sites à El Guetar (Gafsa) d'une puissance de 200MW, à Zaghouane d'une puissance de 200MW, à Fériana (Kassserine) d'une puissance de 100MW et à Beni Khedache (Medenine) d'une puissance de 500MW.</p> <p>Lancement de la campagne de mesure de vent en début 2026.</p>
		Appel d'offres AO-02-2022 de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	<p><u>1^{er} round :</u></p> <p>Le ministère a reçu trois offres le 25 mars 2025, le dépouillement a été achevé et en phase d'approbation.</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
kbb/j	Mille barils par jour
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour