

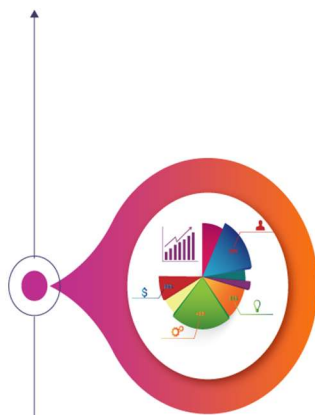
REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Septembre 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

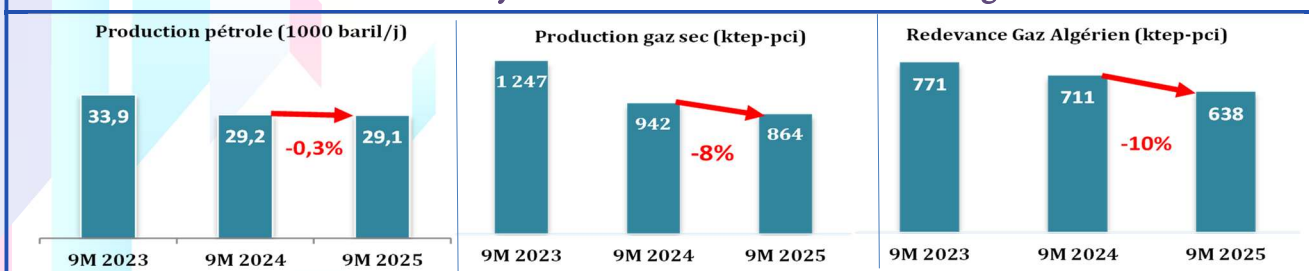
Date de la publication : 13 novembre 2025

Faits marquants du mois de septembre 2025

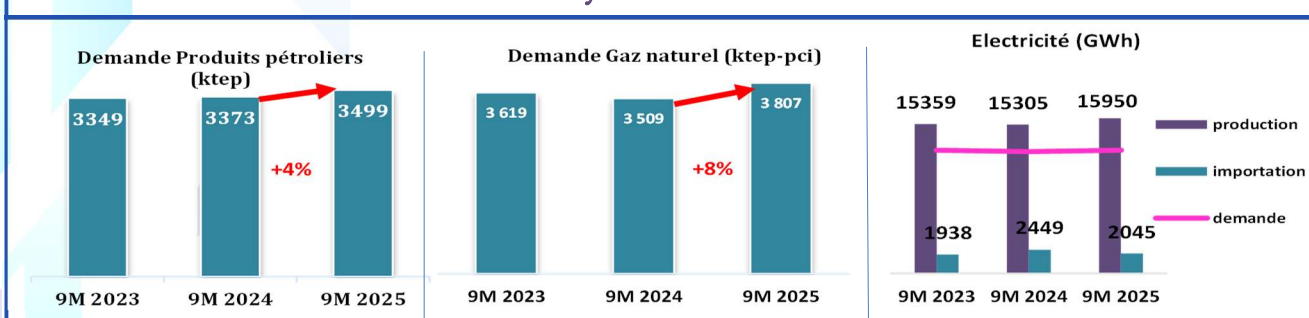
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



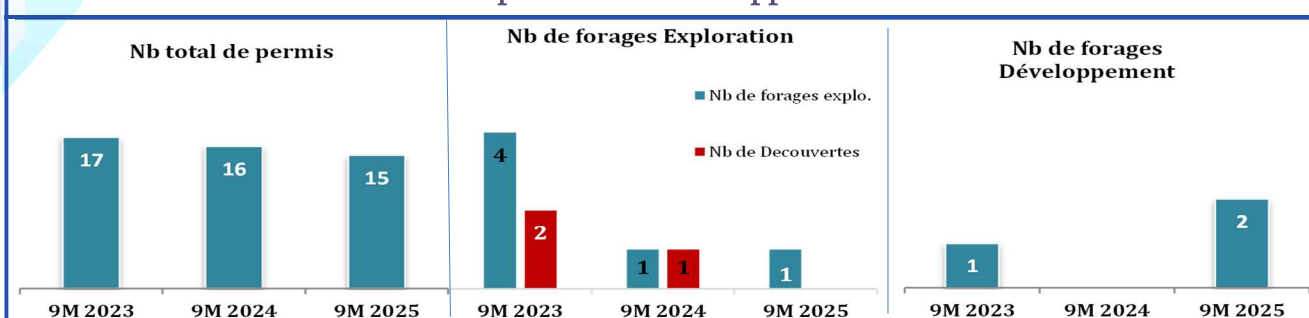
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



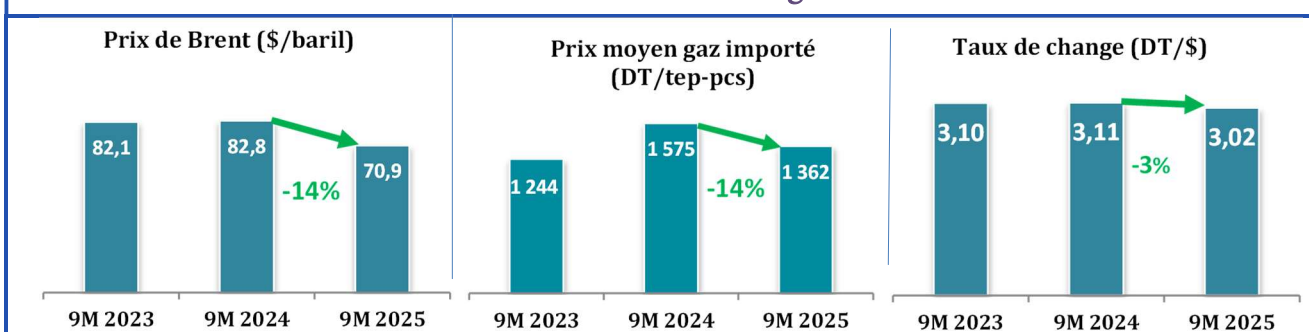
Demande des hydrocarbures et d'électricité



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



Bilan d'énergie primaire

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE						
Unité: ktep-pci						
	Réalisé en 2024	A fin septembre			Var (%)	TCAM (%)
		2015	2024	2025		
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3731	3982	2884	2634	-9%	-4%
Pétrole ^{(1)(*)}	1390	1848	1058	959	-9%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	135	183	108	98	-9%	-6%
Gaz naturel	2121	1915	1653	1503	-9%	-2%
Production	1213	1680	942	864	-8%	-6%
Redevance	909	235	711	638	-10%	10%
Elec primaire	84	36	66	74	13%	8%
DEMANDE	9083	6841	6948	7381	6%	0,8%
Produits pétroliers	4548	3524	3373	3499	4%	-0,1%
Gaz naturel	4450	3282	3509	3807	8%	1%
Elec primaire	84	36	66	74	13%	8%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5352	-2859	-4064	-4747		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6261	-3094	-4775	-5385		
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 septembre 2025						

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à 2.6 Mtep à fin septembre 2025, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de 9%. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

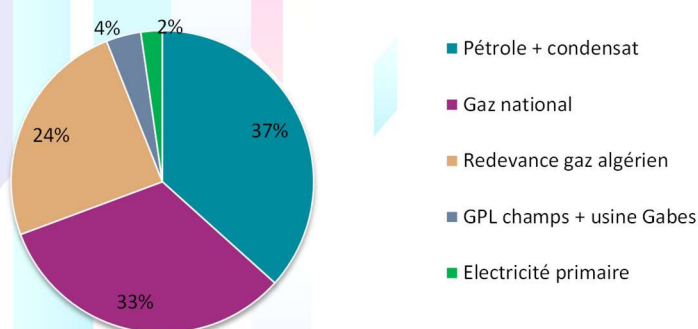
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de 69% de la totalité des ressources d'énergie primaire.

Bilan d'énergie primaire

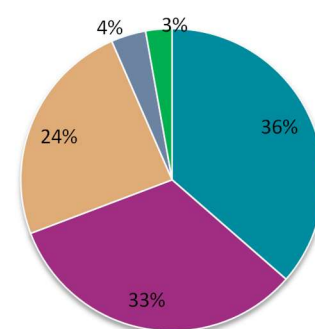
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que 3% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **10%** à fin septembre **2025** par rapport à fin septembre **2024**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin septembre 2024



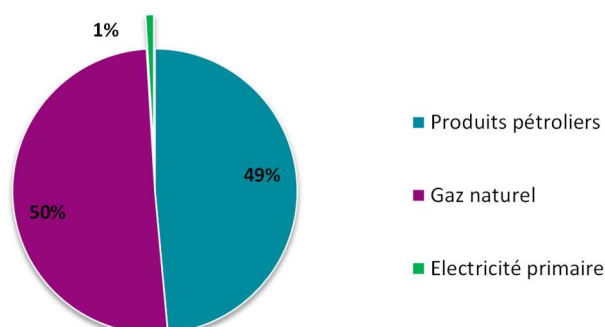
Répartition des ressources en énergie primaire à fin septembre 2025



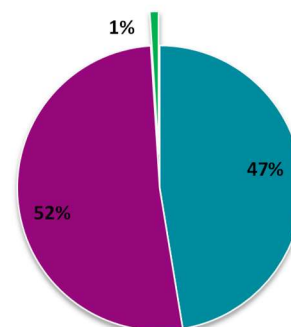
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin septembre **2025** et fin septembre **2024** une hausse de **6%** : la demande du gaz naturel a augmenté de **8%**, celle des produits pétroliers a enregistré une hausse de **4%** et la production d'électricité à partir des sources renouvelables a augmenté de **13%**.

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

Répartition de la demande en énergie primaire à fin septembre 2024



Répartition de la demande en énergie primaire à fin septembre 2025



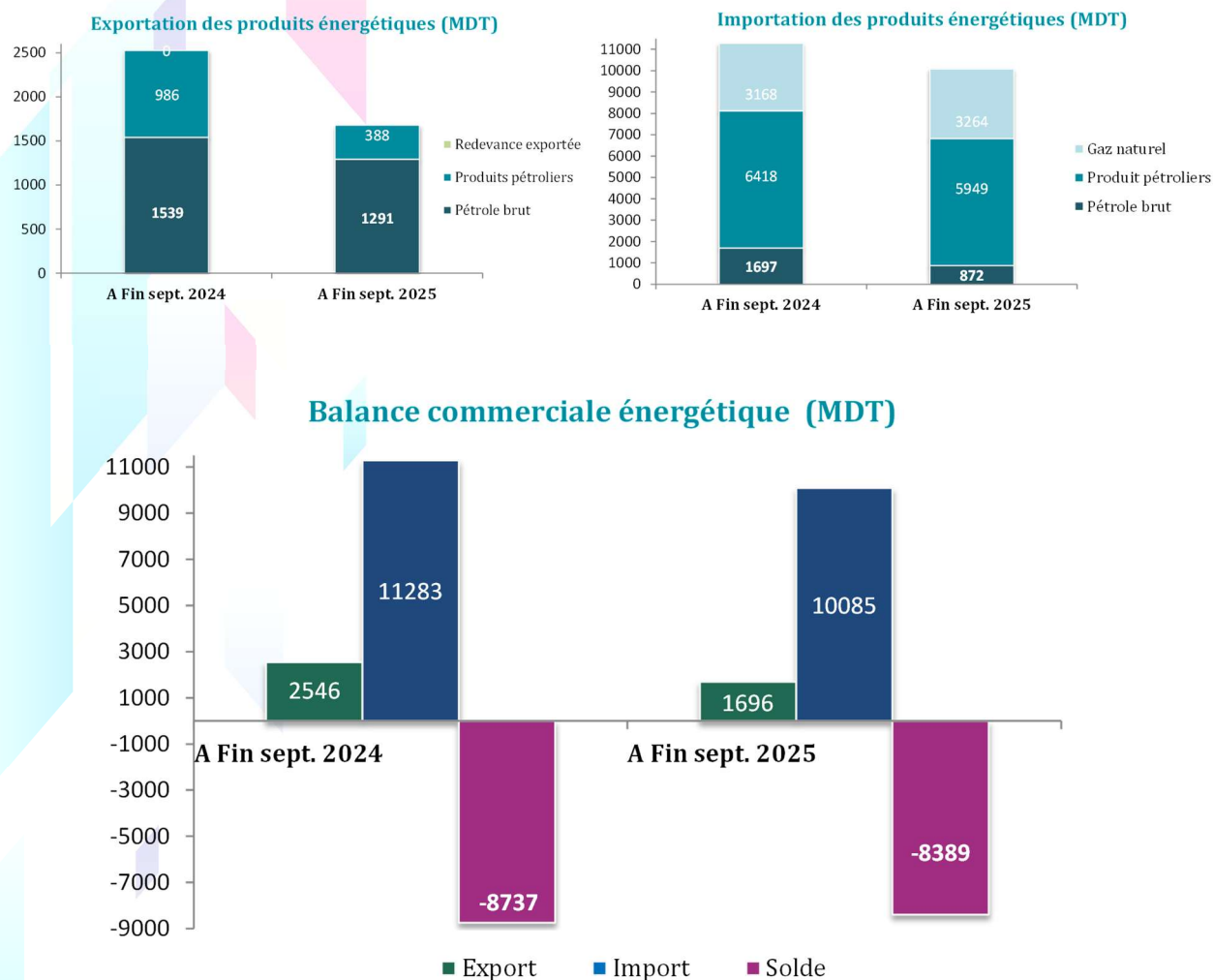
En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin septembre **2025**, **un déficit de 4.7 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **17%** par rapport à fin septembre **2024**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **36%** à fin septembre **2025** contre **42%** à fin septembre **2024**.

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

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin septembre			A fin septembre			A fin septembre		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
EXPORTATIONS							2546	1696	-33%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-			-	1539	1291	-16%
ETAP	534	625	17%	547	640	17%	1046	921	-12%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	493	371	-25%
GPI Champs	13,8	11,7	-15%	15,3	12,9	-15%	21	16	-25%
ETAP	13,8	11,7	-15%	15,3	12,9	-15%	21	16	-25%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	509	263	-48%	516	266	-48%	986	388	-61%
Fuel oil (BTS)	269	151	-44%	264	148	-44%	493	209	-58%
Virgin naphta	240	112	-53%	252	118	-53%	493	180	-64%
Pétrole	11	0,00	-	11	0	-	11	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				0	0	-	0	0	-
IMPORTATIONS ⁽⁷⁾				6314	6463	2%	11283	10085	-11%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	754	496	-34%	775	509	-34%	1697	872	-49%
PRODUITS PETROLIERS	3015	3153	5%	3018	3159	5%	6418	5949	-7%
GPL	398	408	2%	440	451	2%	708	774	9%
Gasoil ordinaire	803	942	17%	825	968	17%	1929	1985	3%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	383	388	1%	393	399	1%	945	814	-14%
Jet	205	219	7%	212	226	7%	553	487	-12%
Essence Sans Pb	676	640	-5%	707	668	-5%	1819	1430	-21%
Fuel oil (HTS)	100	105	5%	98	103	5%	155	147	-5%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	450	452	0%	343	345	0%	310	311	1%
GAZ NATUREL				2521	2795	11%	3168	3264	3%
Redevance totale ⁽²⁾				711	638	-10%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1810	2157	19%	3168	3264	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 à fin septembre 2025 d'une quantité de 315 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 (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.

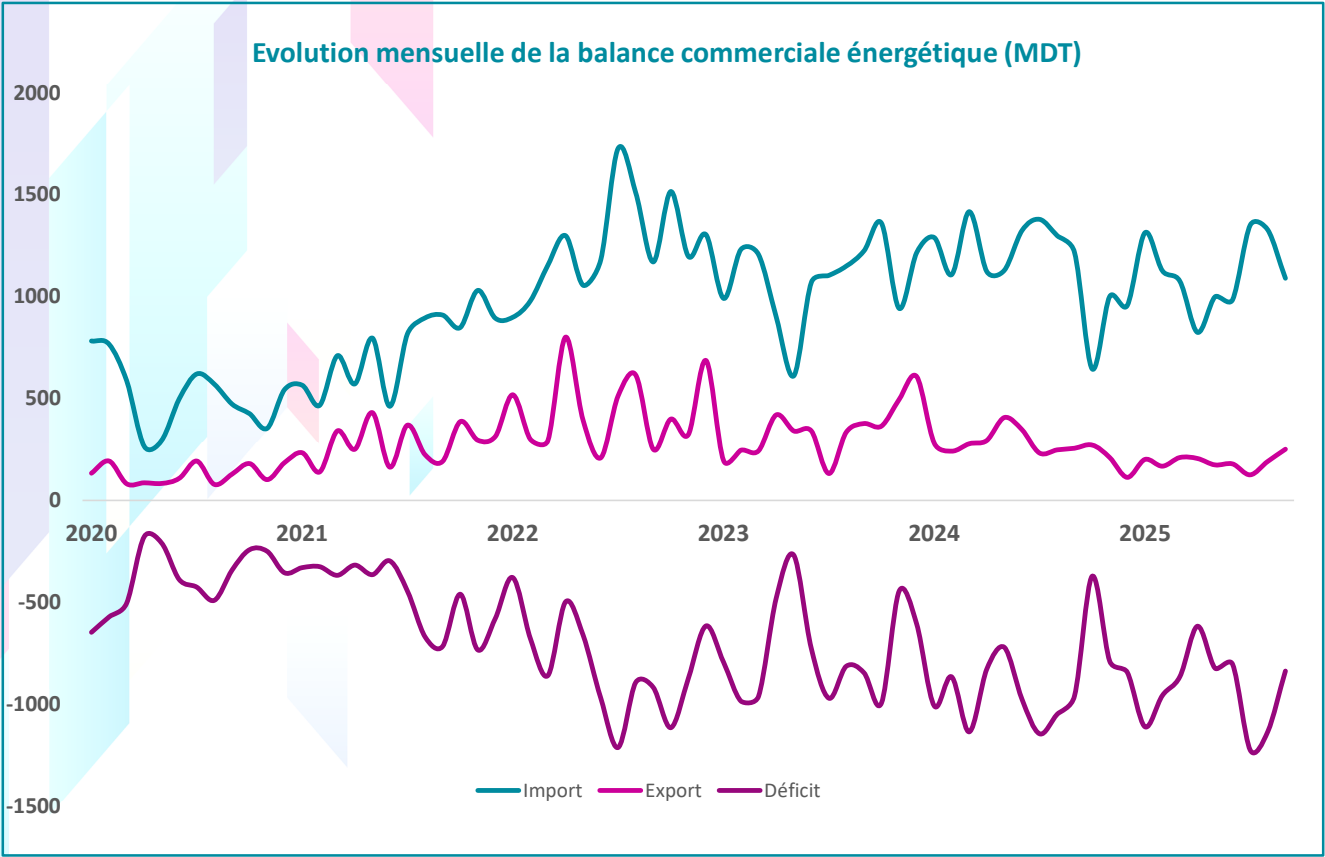
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **33%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **11%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **8737 MDT** à fin septembre **2024** à **8389 MDT** à fin septembre **2025**, soit une baisse de **4%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



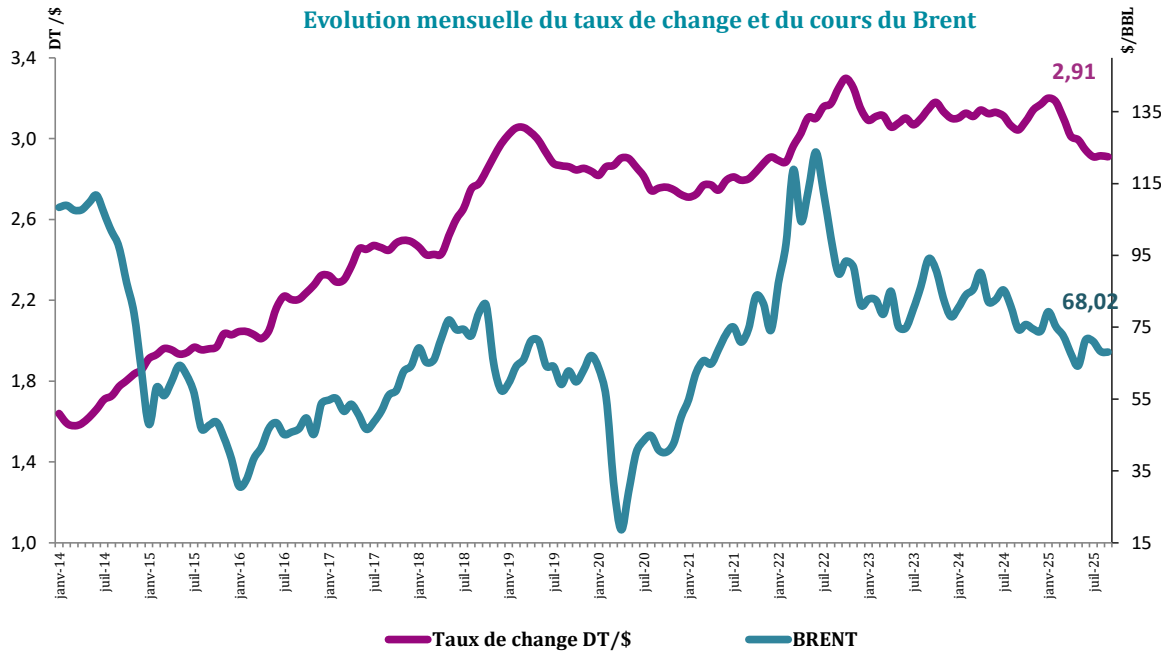
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

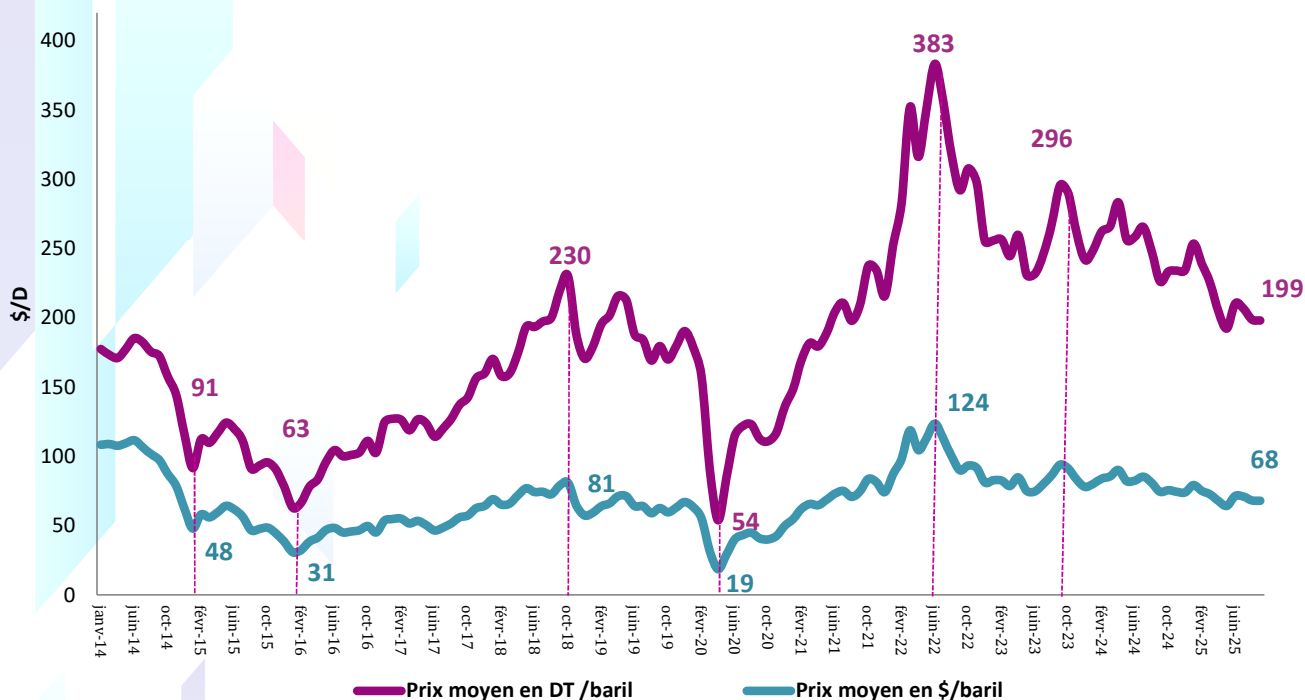


En effet, au cours du mois de septembre 2025, les cours du Brent ont enregistré une baisse de 6\$/bbl par rapport au mois de septembre 2024 : 74.3\$/bbl en septembre 2024 contre 68.02 \$/bbl en septembre 2025 et 68.2\$/bbl courant le mois d'août 2025.



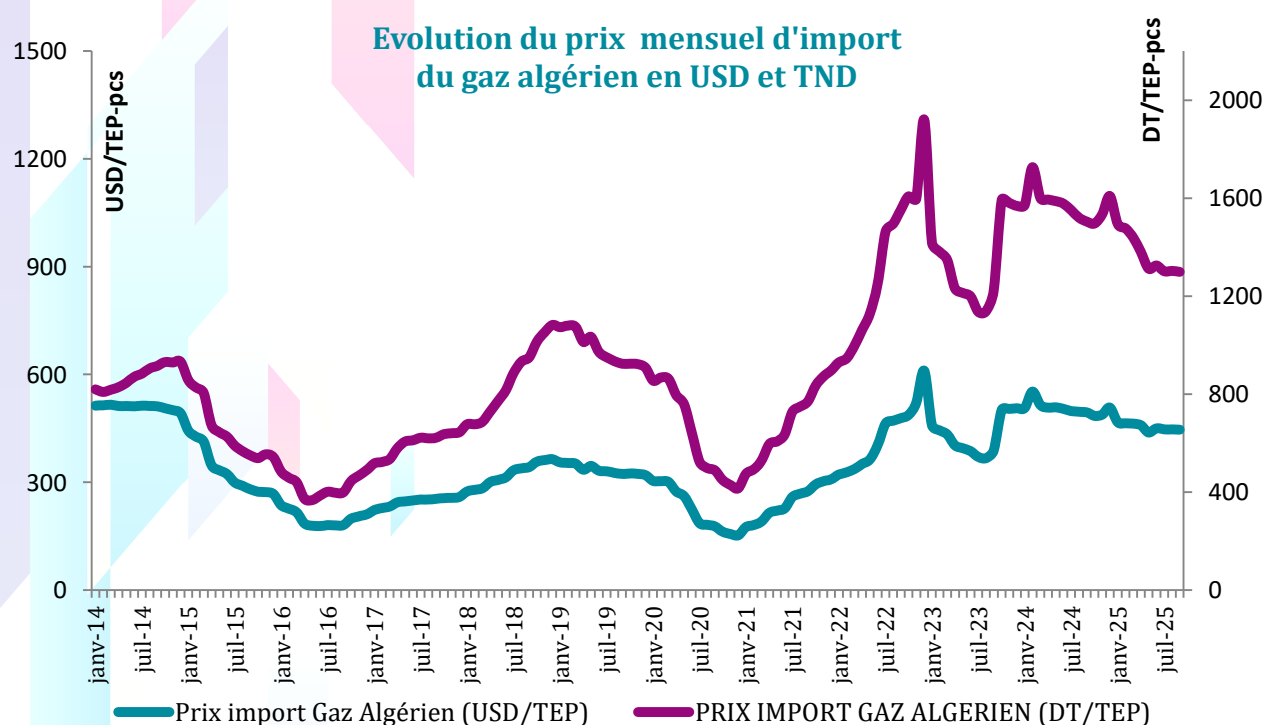
Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une baisse de 4% par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

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



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

- (+) Entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de **14%** : **82.8\$/bbl** contre **70.9\$/bbl**.
- (+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025** de **3%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs années, atteignant **2,91** en septembre **2025**.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **14%** en DT et de **11%** en \$ entre fin septembre **2024** et fin septembre **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 septembre **2025** ont diminué par rapport à fin septembre **2024** de **7%** en valeur.

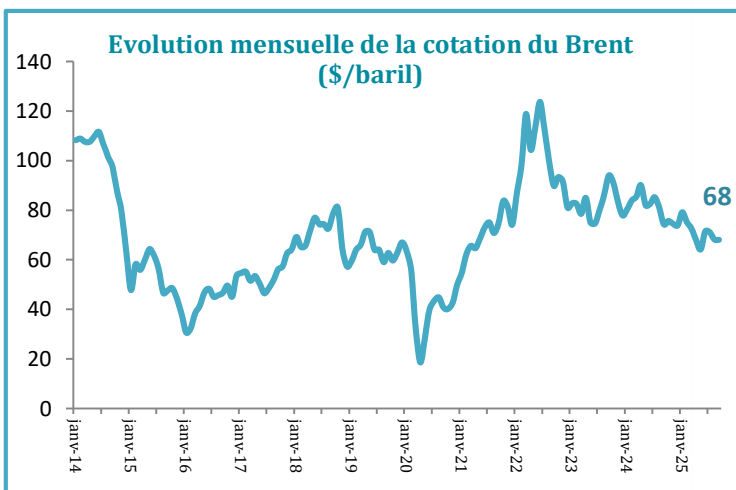
(+) Baisse des importations de pétrole brut en quantité de **34%** et en valeur de **49%** à fin septembre **2025** par rapport à fin septembre **2024**.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers de **48%** en quantité et de **61%** en valeur (Arrêt de l'unité de la STIR de janvier à avril **2025**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

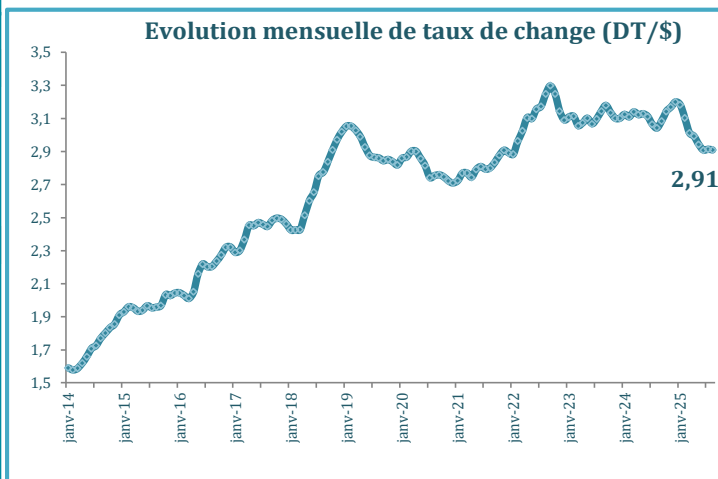
	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	80,3	79,2	-1%
Février	83,9	75,2	-10%
Mars	85,5	72,6	-15%
Avril	90,2	67,8	-25%
Mai	82,05	64,22	-22%
Juin	82,61	71,46	-13%
Juillet	85,3	70,99	-17%
Août	80,9	68,2	-16%
Septembre	74,3	68,02	-8%
Octobre	75,7		
Novembre	74,5		
Décembre	73,9		
Prix annuel moyen	80,8		



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%
Aout	3,07	2,91	-5%
Septembre	3,04	2,91	-4%
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 septembre 2025	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	232	78
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	206	68,5

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

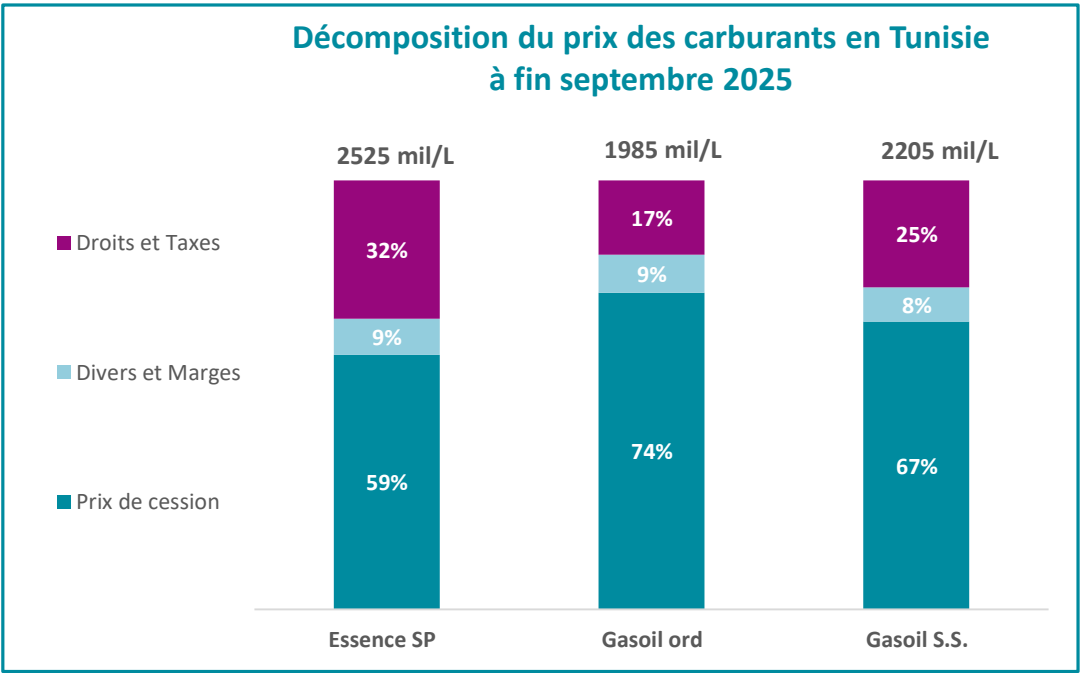
PRODUITS PETROLIERS	A fin septembre 2025					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1723	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	1778	1464	345	176	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	1770	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1406	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1898	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	24,67	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 septembre 2025
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1567	1362
	Année 2023	Année 2024	
Prix de vente Global (hors taxe)	662,2	647,4	
Coût de revient moyen	1770,0	1619,5	
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-1107,7	-972,2	

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

6. Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		Année 2023	Année 2024
Prix de vente Global (hors taxe)	288,1	290,4	
Coût de revient moyen	472,6	481,2	
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-184,5	-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.

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 coût de revient pour l'électricité et le gaz

Chapitre 2

Hydrocarbures



1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS^(*)

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2024	A fin septembre		Var (%)
		2024	2025	
El borma	175,0	128,6	124,7	-3%
Ashtart	137,1	105,2	79,6	-24%
Hasdrubal	67,2	52,5	51,4	-2%
Adam	106,3	79,9	67,7	-15%
M.L.D	47,3	33,9	35,5	5%
El Hajeb/Guebiba	88,3	66,2	58,8	-11%
Cherouq	43,5	33,2	33,3	0%
Miskar	43,9	34,7	30,7	-11%
Cercina	68,3	51,5	52,3	2%
Barka	21,3	19,4	3,1	-84%
Franig/Bag/Tarfa	33,2	25,2	21,9	-13%
Ouedzar	37,2	28,1	28,0	0%
Gherib	56,5	43,7	34,8	-20%
Nawara	72,5	60,5	33,9	-44%
Halk el Manzel	51,1	38,7	34,7	-10%
Autres	293,7	220,2	232,5	6%
TOTAL pétrole (kt)	1 342	1 021	923	-10%
TOTAL pétrole (ktep)	1 374	1 046	945	-10%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 358	1 033	937	-9%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 390	1 058	959	-9%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	130	98	89	-9%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	142	108	98	-9%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 488	1 131	1 026	-9%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 533	1 166	1 057	-9%

* La production du mois de septembre 2025 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **923 kt** à fin septembre **2025** enregistrant ainsi une baisse de **10%** par rapport à fin septembre **2024**. Cette baisse a touché la plupart des

champs à savoir Ashtart (-**24%**), Nawara (-**44%**), Barka (-**84%**), Adem (-**15%**), Gherib (-**20%**), El Hajeb/Guebiba (-**11%**), Halk el Manzel (-**10%**), Ch.Essaida (-**35%**) et Hasdrubal (-**2 %**).

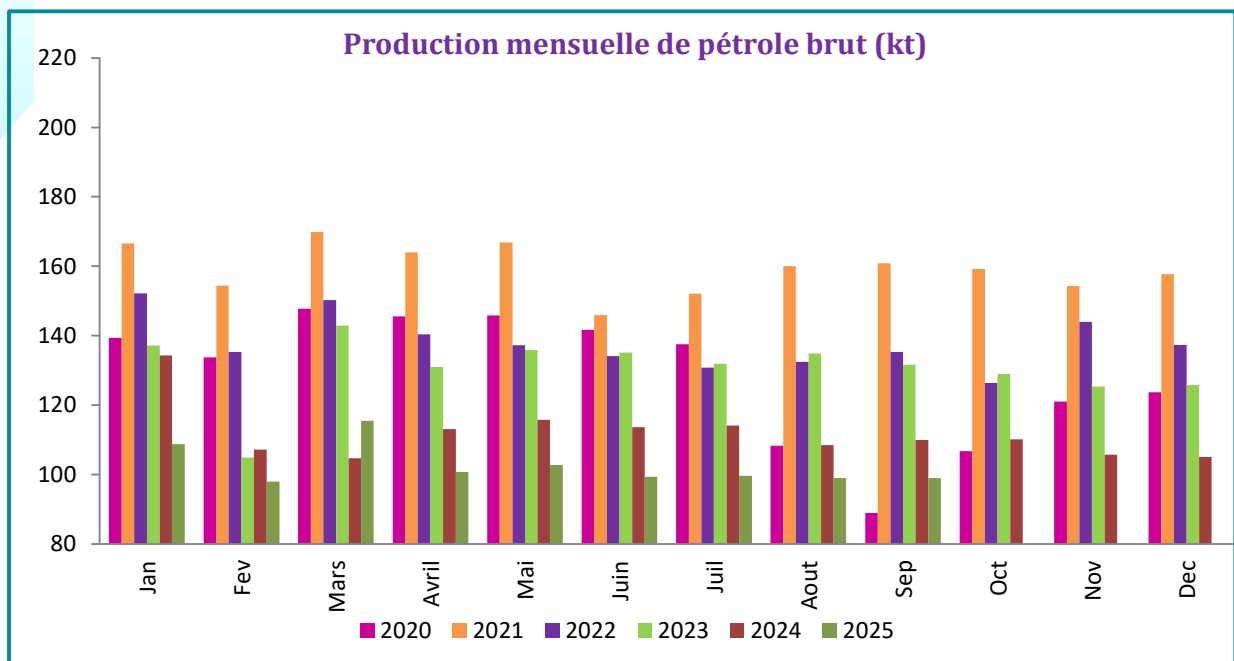
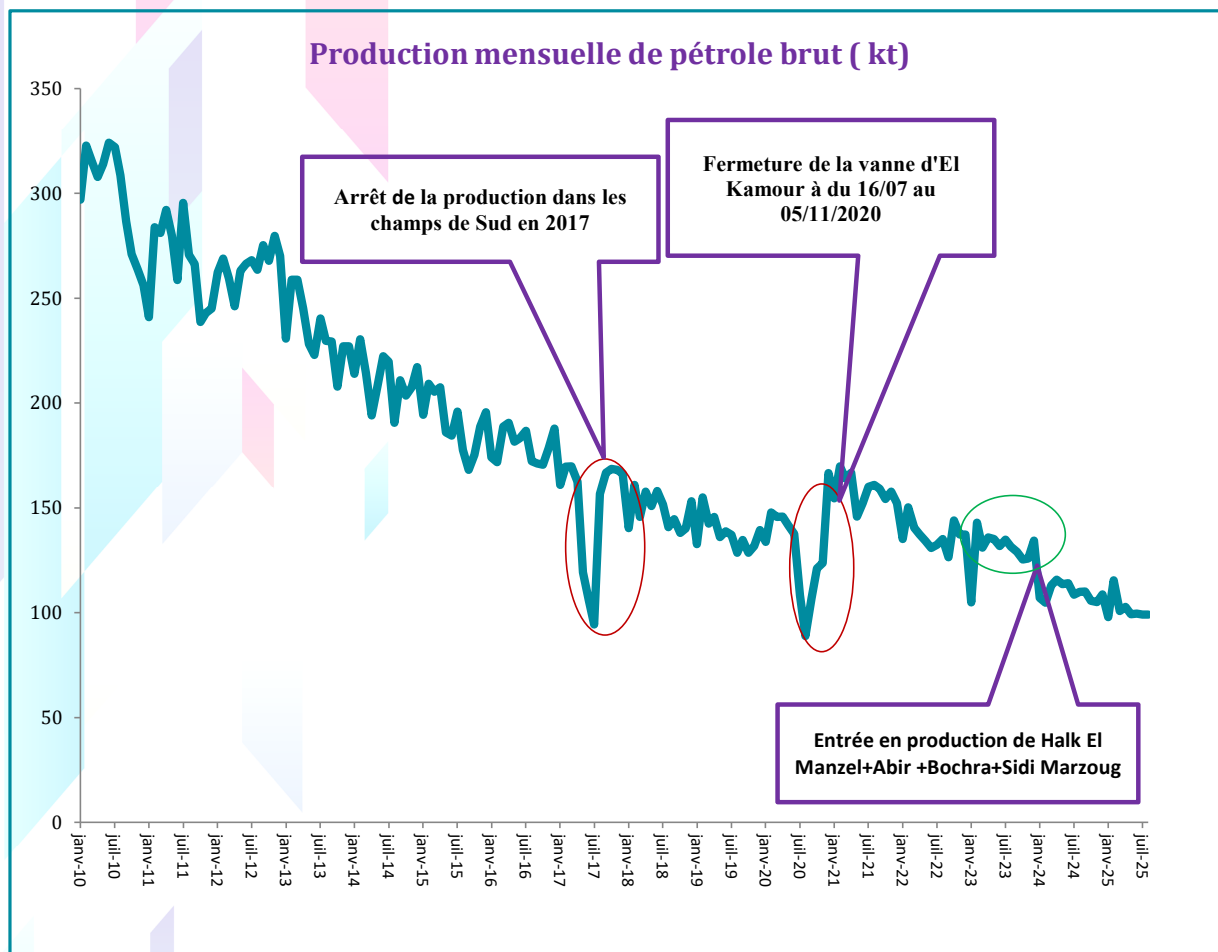
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+**46%**), Gremda/El Ain (+**322%**), D.S.T (+**43%**), M.L.D (+**5%**) , Bir Ben Tartar (+**5%**) et Cercina (+**2%**).

Il convient de noter :

- **Concessions Cherouq, Durra, Anaguid Est, Jinane, Benefsej Sud** : Arrêt de la production depuis le **23 septembre 2025** pour des travaux de maintenance
- **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 **29.2** mille barils/j à fin septembre 2024 à **29.1** mille barils/j à fin septembre **2025**.

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



2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin septembre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 121	1 915	1 653	1 503	-9%	-2%
Production nationale	1 213	1 680	942	864	-8%	-6%
<i>Miskar</i>	317	528	249	228	-9%	-8%
<i>Gaz Com Sud ^{(1) (3)}</i>	181	243	137	138	1%	-5%
<i>Gaz Chergui</i>	98	175	75	81	8%	-7%
<i>Hasdrubal</i>	159	554	124	109	-12%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	19	78	12	8	-28%	-20%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾</i>	131	102	100	91	-9%	-1,2%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	0	0	5	34	555%	-
<i>Nawara ⁽⁴⁾</i>	307	0	241	175	-27%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	909	235	711	638	-10%	10%
Achats	2 290	1 668	1 810	2 157	19%	3%
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 357	2 128	1 837	1 670	-9%	-2%
Production nationale	1347	1866	1047	960	-8%	-6%
<i>Miskar</i>	353	586	276	253	-9%	-8%
<i>Gaz Com Sud ^{(1) (3)}</i>	201	270	152	154	1%	-5%
<i>Gaz Chergui</i>	109	195	84	90	8%	-7%
<i>Hasdrubal</i>	176	616	137	122	-12%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	22	86	13	9	-28%	-20%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾</i>	145	113	111	101	-9%	-1,2%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	0	0	6	38	555%	-
<i>Nawara ⁽⁴⁾</i>	341	0	267	194	-27%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	1010	262	790	709	-10%	10%
Achats	2 544	1 853	2 011	2 396	19%	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

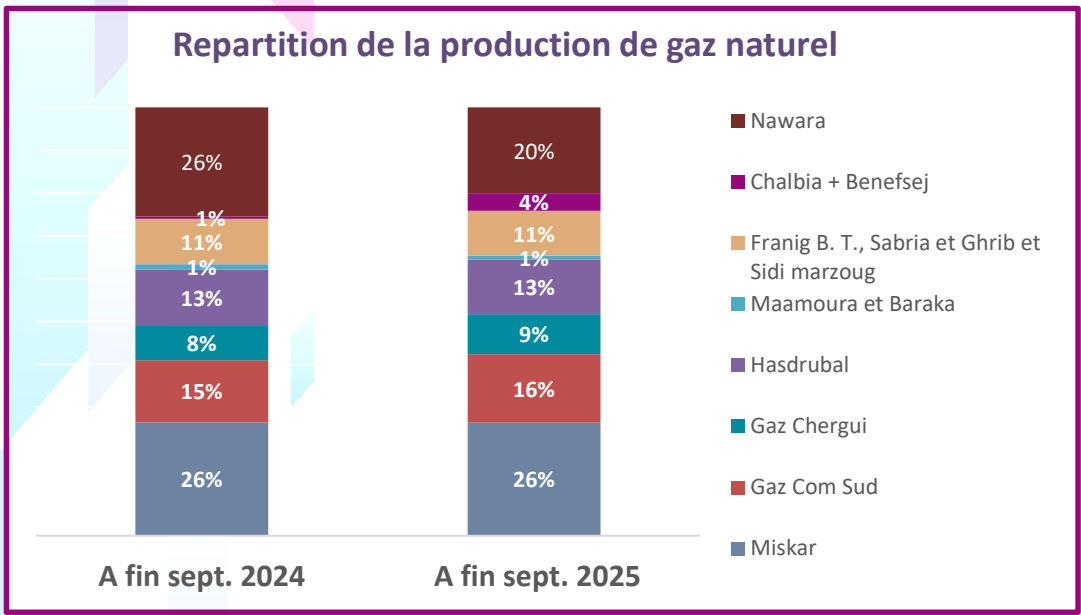
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 à fin septembre 2025 d'une quantité de 315 millions de Cm3 , en cours de regularisation.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1503** ktep-pci, à fin septembre **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 **8%**.

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

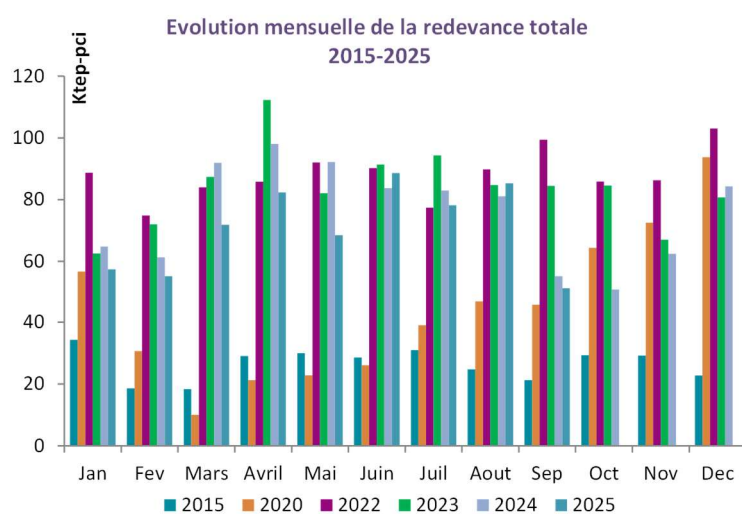
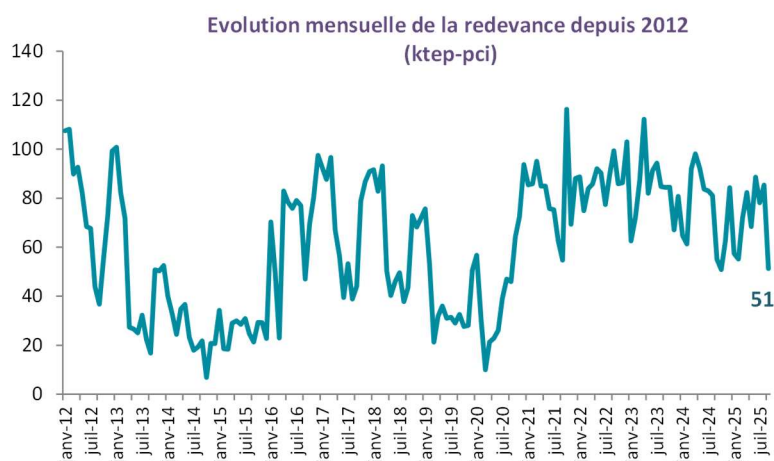
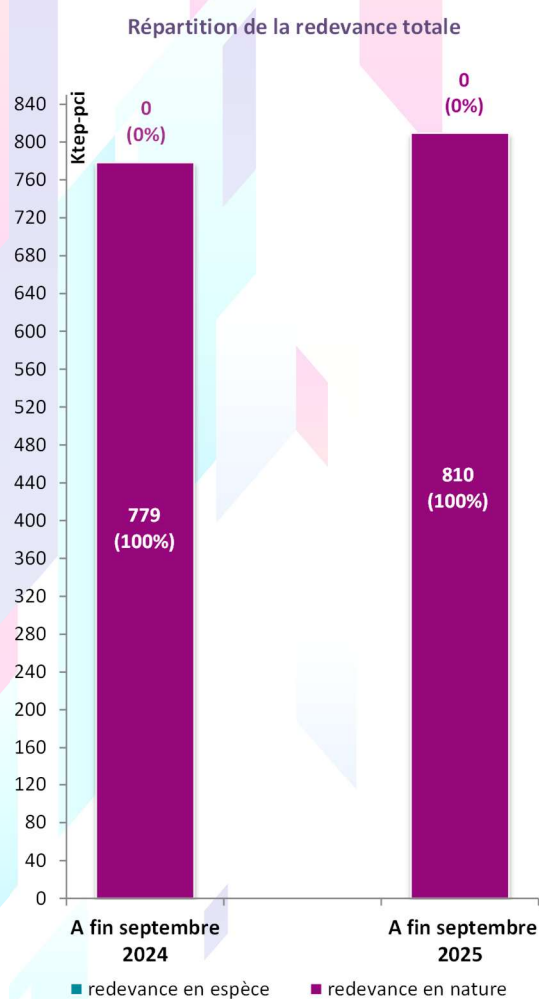


Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **27%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **1%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **9%**.

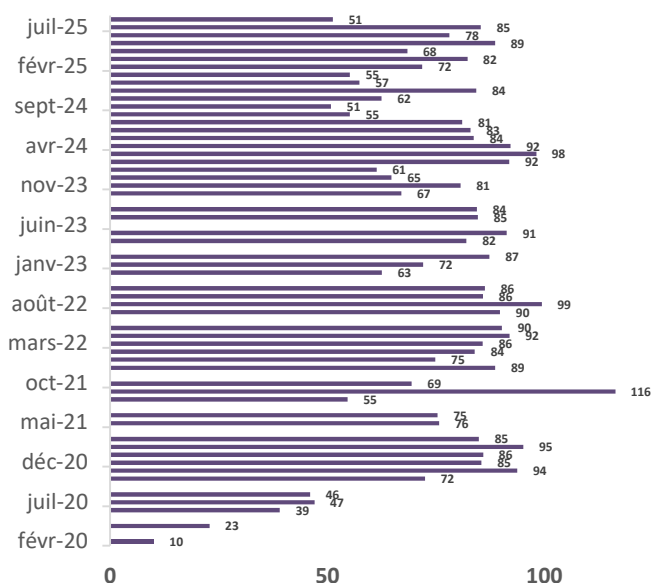
Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **10%** à fin septembre **2025** par rapport à fin septembre **2024** en se situant à **638** ktep-pci. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quantité totale est cédée à la STEG (**100%** pour le mois de septembre **2025**).

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré à fin septembre **2025** d'une quantité de **315** millions de Cm3, en cours de régularisation.



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

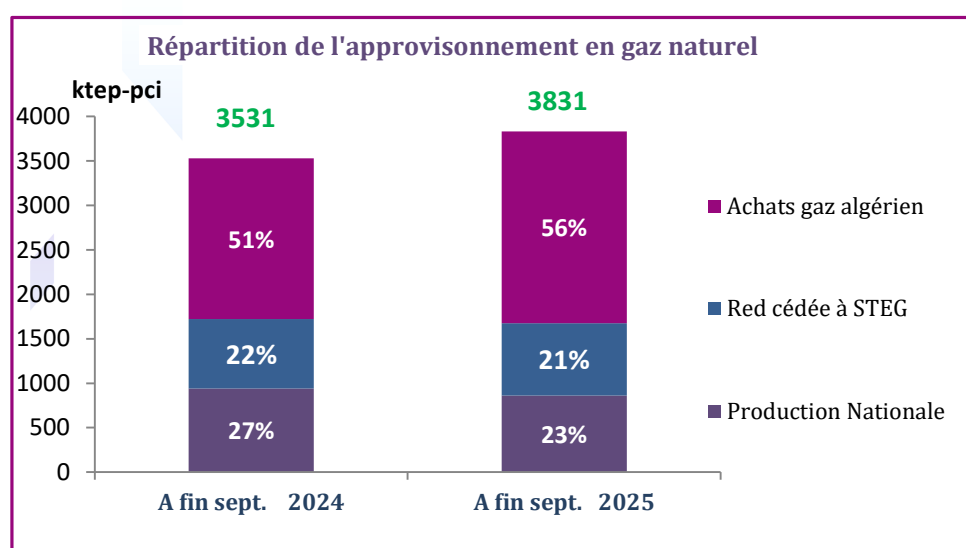


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **19%**, entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025**, pour se situer à **2157 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **8 %** entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025** pour se situer à **3831 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 septembre			Remarques
	2024	2025	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	18	10	-45%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	11	7	-37%	
Gasoil ordinaire	435	231	-47%	
Fuel oil BTS	305	162	-47%	
Virgin Naphta	260	137	-47%	
White Spirit	7	6	-14%	
Total production STIR	1037	554	-47%	
Taux couverture STIR (1)	31%	16%	-48%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	14%	7%	-48%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	274	149	-46%	Arrêt technique depuis le 01/11/2024 au 04 mai 2025
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

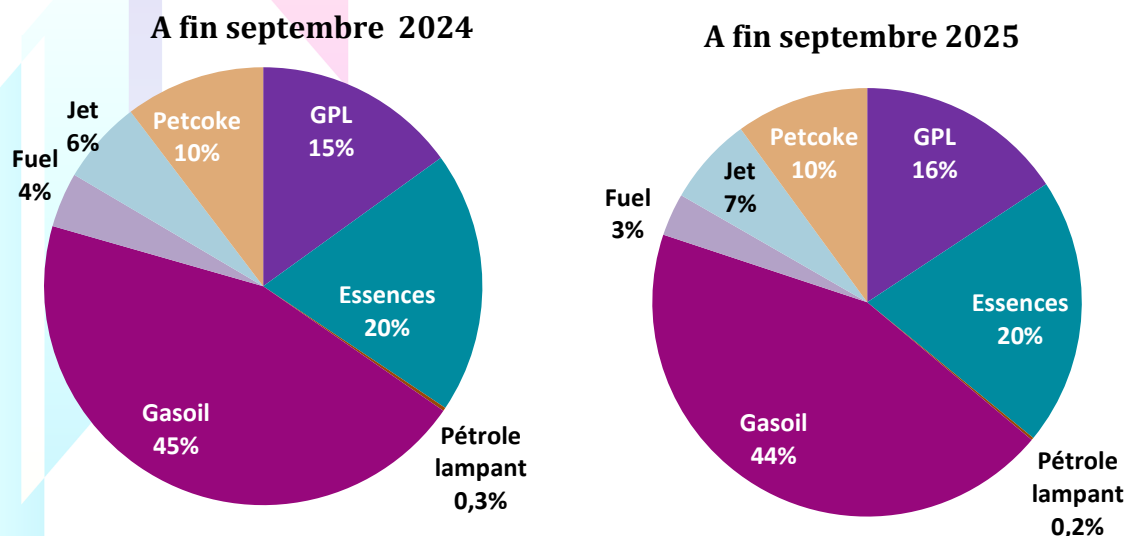
1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2024	A fin septembre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	690	439	507	549	8%	2%
Essences	870	478	653	707	8%	4%
<i>Essence Sans Pb</i>	859	478	644	697	8%	4%
<i>Essence premium</i>	11	0	8,4	9,8	16%	-
Pétrole lampant	12	37	8,6	6,8	-20%	-16%
Gasoil	2 063	1501	1511	1540	2%	0%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 584	1291	1157	1147	-1%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	472	210	349	387	11%	6%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	4,97	6,16	24%	-
Fuel	175	202	137	112	-18%	-6%
<i>STEG & STIR</i>	30	24	25	14	-43%	-5%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	145	178	112	98	-12%	-6%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	266	172	208	233	12%	3%
Coke de pétrole	473	479	349	350	0,5%	-3%
Total	4548	3308	3373	3499	4%	0,6%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4519	3284	3348	3485	4%	0,6%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025**, une hausse de **4%** pour se situer à **3499** ktep. Ainsi, nous avons observé une hausse pour l'essence de 8%, **12%** pour le jet d'aviation et **2%** pour le gasoil. Cependant, la demande du fuel a enregistré une baisse de **18%**.

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025**, à l'exception de quelques produits, notamment le fuel dont la part est passée de **4 %** à **3 %**, le gasoil dont la part est passée de **45 %** à **44 %** et le Jet de **6 %** à **7 %** sur la même période.

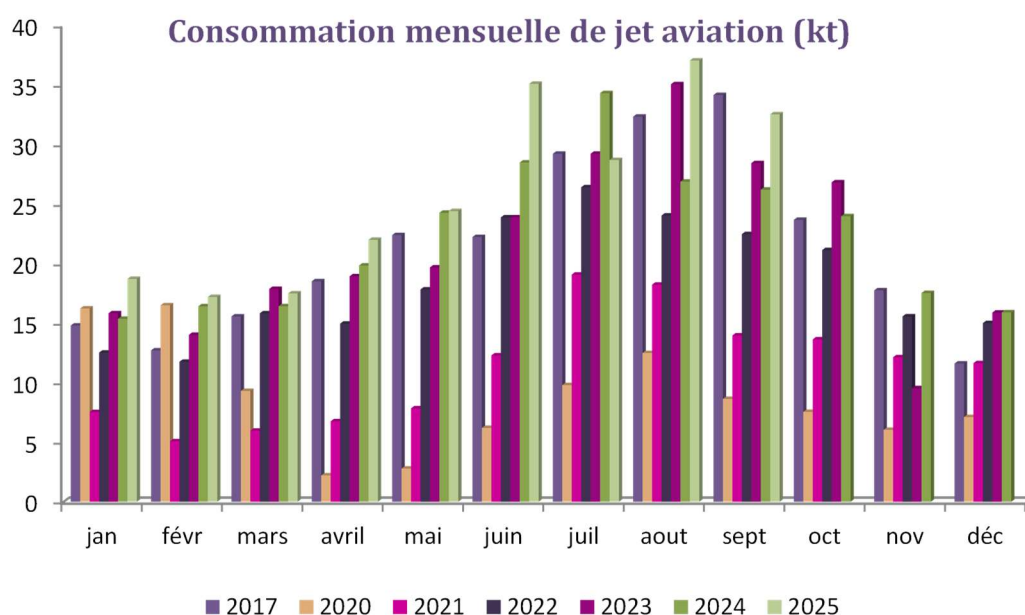
Structure de la consommation des produits pétroliers



La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025**, une hausse de **4%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025**, une hausse de **8%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une quasi-stabilité entre fin septembre **2024** et fin septembre **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.



2. Gaz Naturel

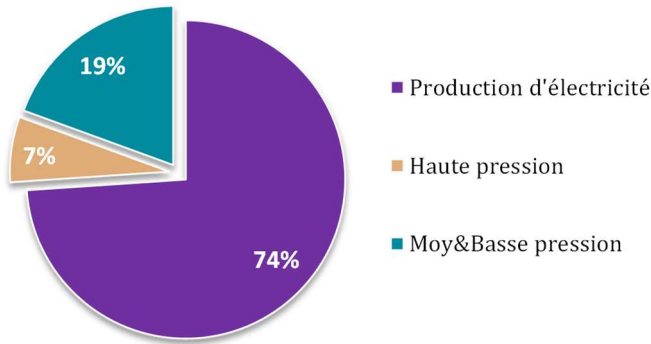
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin septembre				
		2015	2024	2025	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 450	3 524	3 509	3 807	8%	1%
Production d'électricité	3 167	2 581	2 537	2 815	11%	0,9%
Hors prod élec	1 283	943	972	993	2%	0,5%
Haute pression	334	220	245	253	3%	1%
Moy&Basse pression	949	722	727	740	2%	0,2%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	4 944	3 915	3 899	4 230	8%	1%
Production d'électricité	3 519	2 868	2 819	3 127	11%	0,9%
Hors prod élec	1 425	1 047	1 080	1 103	2%	0,5%
Haute pression	371	245	272	281	3%	1%
Moy&Basse pression	1 054	803	808	822	2%	0,2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **8%** entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025** pour se situer à **3807** 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 (**74%** de la demande totale à fin septembre **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 **993** ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de **2%** et celle des clients haute pression a enregistré une augmentation de **3%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin septembre 2025



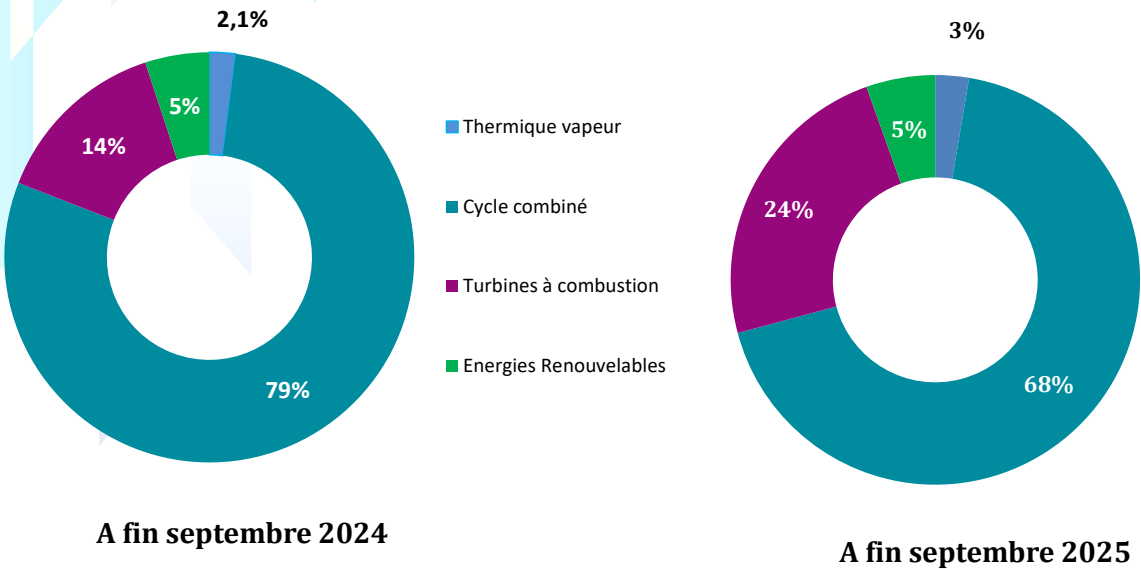
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **7%** entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025** pour se situer à **210 tep/GWh**.

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

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **79%** à **68%** entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Septembre		A fin septembre	
		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	1
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 septembre **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 septembre 2025

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

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	SMG-W1	Sidi marzoug	06/08/25	Profondeur actuelle : 3784 m. Forage en cours.

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	Arrêt de forage, problèmes techniques depuis le 12/11/2023. Abandon du puits. Démarrage de forage du puits Chaal-2 Bis en date du 5/01/2024. Fin de forage le 2/6/2024 Profondeur finale : 4695 m. Préparatifs pour le test du puits.

Développement

- Forage de deux (2) nouveaux puits de développement à fin septembre **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.



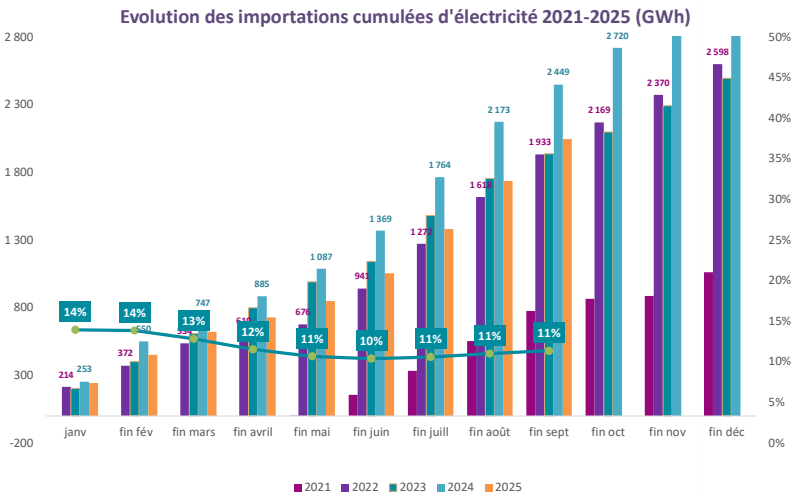
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2024	A fin septembre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18622	11 561	14 672	15163	3%	3%
FUEL + GASOIL	72	874	1,10	18	-	-32%
GAZ NATUREL	18161	10272	14373	14901	4%	4%
HYDRAULIQUE	15	60	13	11	-19%	-16%
EOLIENNE	337	355	257	205	-20%	-5%
SOLAIRE	37	0	29	28,7	0,3%	-
IPP Solaire ⁽³⁾	36	0	30	51	74%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	557	0	435	565	30%	-
ACHAT TIERS	227	65	169	171	1%	10%
PRODUCTION NATIONALE	19442	14 067	15 305	15 950	4%	1%
Echanges	-1,1	-27	-2	18	-	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3125	0	2449	2045	-16%	-
Ventes Gecol (Libye)	8	34	82	0	-100%	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21810	14005	17670	18012	2%	3%
(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 septembre 2025, une hausse de 4% pour se situer à **15950 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **15305 GWh** à fin septembre 2024. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 2%. Ainsi les **achats d’électricité principalement de l’Algerie** ont couvert **11%** des besoins du marché local à fin septembre 2025.

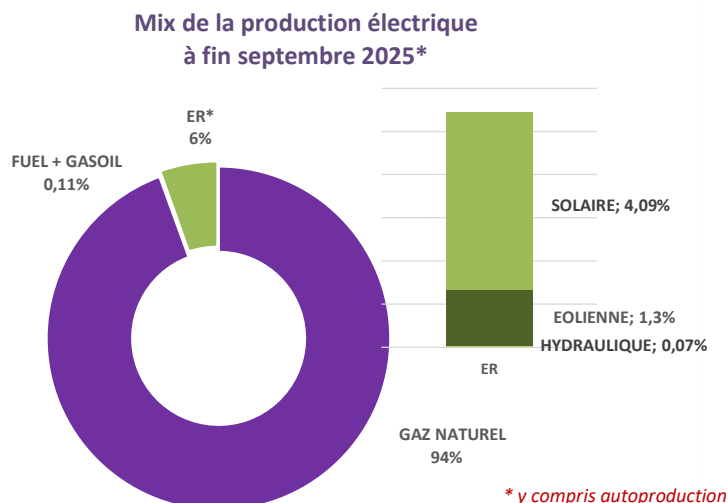


A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **94%** de la production nationale à fin septembre **2025**. 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 septembre **2025**.



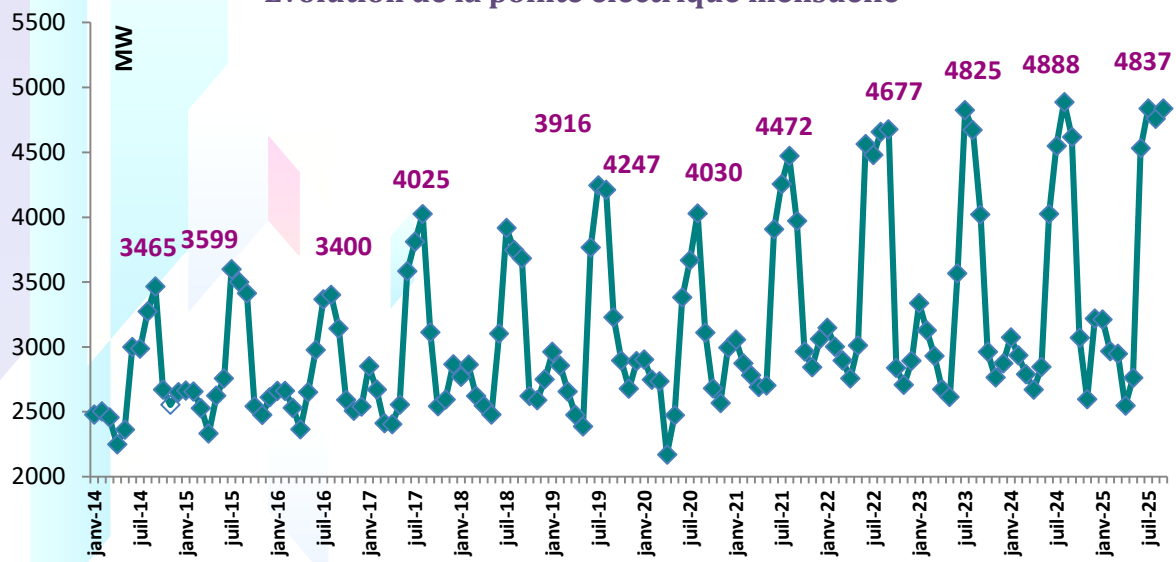
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **400 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin septembre **2025** dans le secteur résidentiel et **70 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

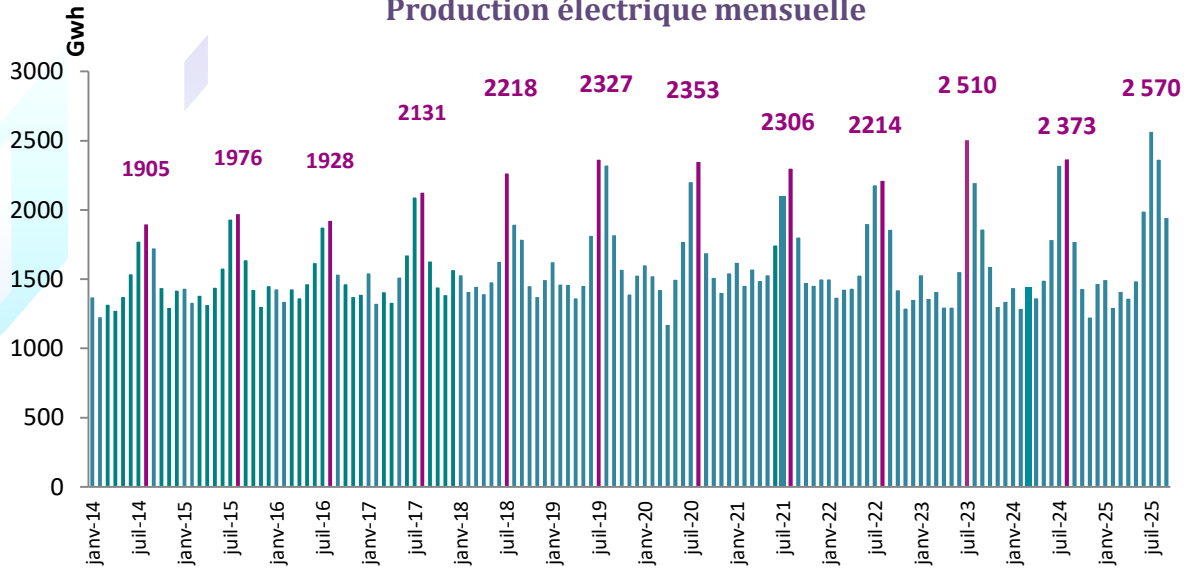
La pointe a enregistré une baisse de **1%** pour se situer à **4837 MW** à fin septembre **2025** contre **4888 MW** à fin septembre **2024**.

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

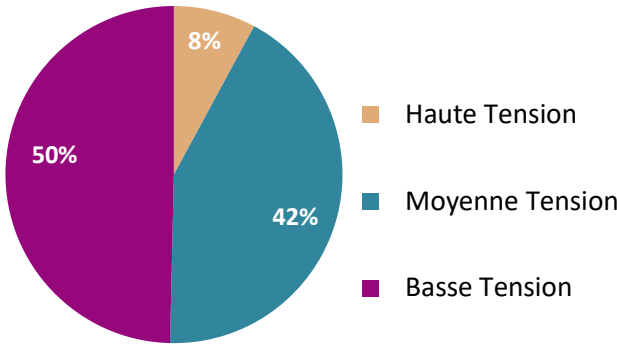


VENTES D'ELECTRICITE					
Unité : GWh					
	Réalisé 2024	A fin septembre			
		2015	2024	2025	Var (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)
					TCAM (%)
					(c)/(a)
Haute tension	1175	1063	836	998	19%
Moyenne tension	7067	4984	5376	5378	0,04%
Basse tension	8868	5132	6310	6284	-0,4%
TOTAL VENTES **	17110	11 179	12 522	12 660	1%
					1%

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

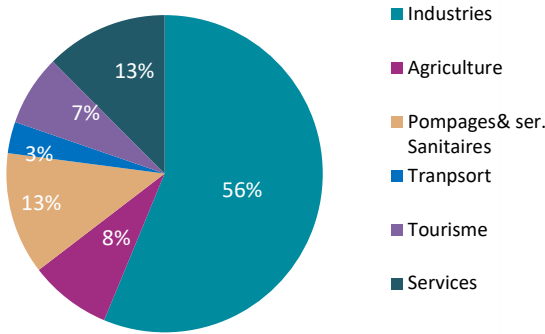
Les ventes d’électricité ont enregistré une légère hausse de **1%** entre fin septembre **2024** et fin septembre **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de **19%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une quasi-stabilité. A noter que pour 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.

Répartition des ventes d'électricité à fin septembre 2025



Les industriels restent les plus grands consommateurs d’électricité avec **56%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin septembre **2025**.

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



La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les ventes du l’industrie du papier et de l’edition (**+11%**) , le pompage d’eau et service sanitaire(**+10%**) et les industries extractives (**+7%**) contre une baisse du pompage agricole (**-5%**) et les industries du textile et de l’habillement (**-2%**).

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables :

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	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	Projet Kairouan de 100MW : Etat d'avancement environ 95 %, entré en service fin 2025. Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW : Etat d'avancement environ 80 %, entré en service fin 2025. Projets de Gafsa 100 MW : Signature de l'accord de projet le 08 mai 2024, entré en service prévu fin 2026.
		Appel d'offres AO-01-2022 de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	1^{er} Round : Attribution de trois projets d'une puissance de 100 MW chacun : - Qair International SAS à El Ksar (Gafsa) - SCATEC ASA à Mezzouna (Sidi Bouzid) - VOLTALIA SA à Menzel Habib (Gabes) Signature des accords de projets le 24 mars 2025.
		Appel d'offres AO-03-2022 de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	Attribution d'un projet à El Khobna (Sidi Bouzid) : Qair International SAS d'une puissance de 198 MW. Signature des accords de projets le 24 mars 2025.
	AUTORISATION	Programme 2017-2020 : 4 appels à projets ont été effectué	Octroi de 54 accords de principe d'une puissance totale de 261MW (31 projets catégorie 1MW + 23 projets catégorie 10MW) Etat d'avancement : Mise en service de 15 projets : 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 installés
		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)	Extension de puissance des sites de Djebel Abderrahmen à Nabeul de 200MW à 400 MW, de Djebel Tbagha 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. Lancement de la campagne de mesure de vent en début 2026.
		Appel d'offres AO-02-2022 de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	1^{er} round : Le ministère a reçu trois offres le 25 mars 2025, le dépouillement a été achevé et en phase d'approbation.

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