

# Conjoncture Energétique

Novembre 2025



# Sommaire

## Bilan et Economie d'Energie

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

## Hydrocarbures

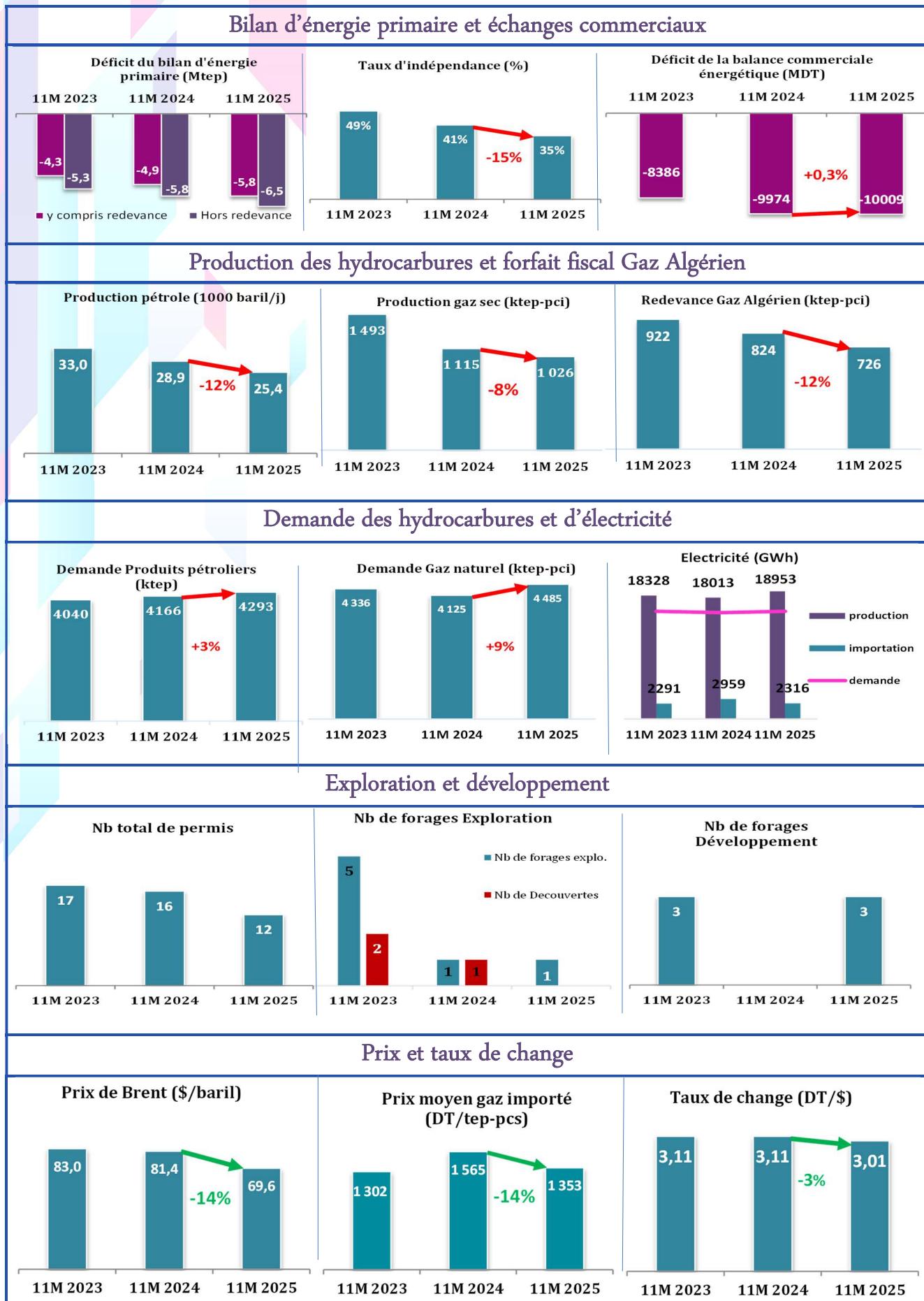
- 1-Production d'hydrocarbures
- 2-Consommation d'hydrocarbures
- 3-Exploration et Développement

## Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

Date de la publication :16 janvier 2026

# Faits marquants du mois de novembre 2025



# Chapitre 1

## Bilan et économie de l'énergie



# Bilan d'énergie primaire

## BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

Réalisé en 2024	A fin novembre				Var (%)	TCAM (%)
	2015	2024	2025			
	(a)	(b)	(c)	(c)/(b)		
<b>RESSOURCES</b>	<b>3731</b>	<b>4777</b>	<b>3425</b>	<b>3102</b>	-9%	-4%
Pétrole <sup>(1)(*)</sup>	1390	2203	1281	1141	-11%	-6%
GPL primaire <sup>(2)(*)</sup>	135	211	126	120	-5%	-5%
Gaz naturel	2121	2320	1939	1752	-10%	-3%
Production	1213	2027	1115	1026	-8%	-7%
Redevance	909	294	824	726	-12%	9%
Elec primaire	84	43	79	88	12%	7%
<b>DEMANDE</b>	<b>9083</b>	<b>8166</b>	<b>8370</b>	<b>8866</b>	6%	0,8%
Produits pétroliers <sup>(*)</sup>	4548	4189	4166	4293	3%	0,25%
Gaz naturel	4450	3934	4125	4485	9%	1%
Elec primaire	84	43	79	88	12%	7%
<b>SOLDE</b>						
<b>Avec comptabilisation de la redevance<sup>(3)</sup></b>	<b>-5352</b>	<b>-3390</b>	<b>-4944</b>	<b>-5765</b>		
<b>Sans comptabilisation de la redevance<sup>(4)</sup></b>	<b>-6261</b>	<b>-3684</b>	<b>-5769</b>	<b>-6491</b>		
<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 Gafsa (provisoire)</i>						
<i>(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gafsa</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 de novembre 2025</i>						

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.1** Mtep à fin novembre **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.

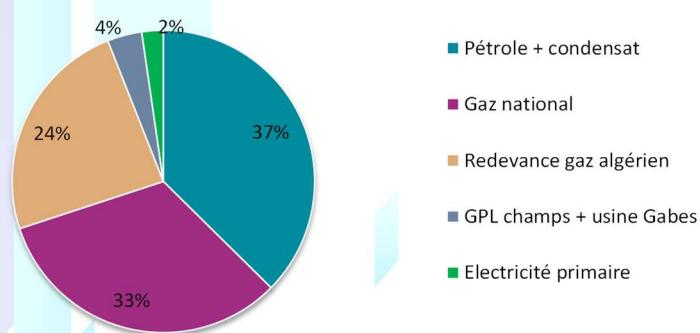
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **70%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

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

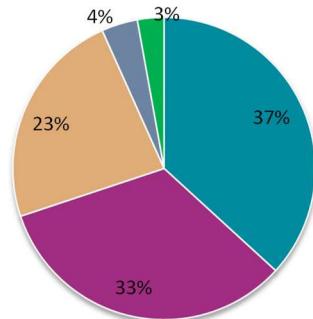
# Bilan d'énergie primaire

A signaler que la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une baisse de **12%** à fin novembre **2025** par rapport à fin novembre **2024**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin novembre 2024



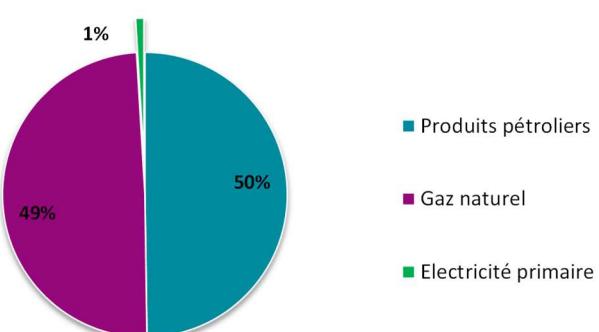
Répartition des ressources en énergie primaire à fin novembre 2025



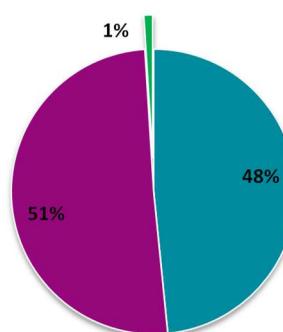
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin novembre **2025** et fin novembre **2024** une hausse de **6%**: la demande du gaz naturel a augmenté de **9%**, celle des produits pétroliers a enregistré une hausse de **3%** et la production d'électricité à partir des sources renouvelables a augmenté de **12%**.

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

Répartition de la demande en énergie primaire à fin novembre 2024



Répartition de la demande en énergie primaire à fin novembre 2025



# Bilan d'énergie primaire

En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin novembre **2025**, **un déficit de 5.8 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **17%** par rapport à fin novembre **2024**.

**Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **35%** à fin novembre **2025** contre **41%** à fin novembre **2024**.

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

# Echanges commerciaux

## EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin novembre			A fin novembre			A fin novembre		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
<b>EXPORTATIONS<sup>(7)</sup></b>									
<b>PETROLE BRUT<sup>(1)</sup></b>									
ETAP	642	652	2%	658	668	2%	1828	1539	-16%
PARTENAIRE <sup>(8)</sup>							1235	950	-23%
<b>GPL Champs</b>	17,1	17,4	2%	18,9	19,2	2%	593	589	-1%
ETAP	17,1	17,4	2%	18,9	19,2	2%	27	23	-15%
PARTENAIRE <sup>(8)</sup>							27	23	-15%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	593	373	-37%	601	377	-37%	1099	434	-60%
<i>Fuel oil (BTS)</i>	312	216	-31%	306	211	-31%	560	285	-49%
<i>Virgin naphta</i>	280	157	-44%	296	166	-44%	538	150	-72%
<i>Pétrole</i>	11	0,00	-	11	0	-	11	0	-
<b>REDEVANCE GAZ EXPORTE</b>				0	0	-	0	0	-
<b>IMPORTATIONS</b>									
<b>PETROLE BRUT<sup>(3)</sup></b>	754	682	-10%	775	701	-10%	1697	1160	-32%
<b>PRODUITS PETROLIERS</b>	3566	3701	4%	3565	3705	4%	7477	6949	-7%
<i>GPL</i>	481	502	4%	532	556	4%	887	937	6%
<i>Gasoil ordinaire</i>	927	1069	15%	952	1098	15%	2185	2257	3%
<i>Gasoil S.S.<sup>(6)</sup></i>	450	446	-1%	462	458	-1%	1093	933	-15%
<i>Jet</i>	233	268	15%	242	277	15%	621	598	-4%
<i>Essence Sans Pb</i>	800	760	-5%	836	794	-5%	2116	1692	-20%
<i>Fuel oil (HTS)</i>	121	105	-13%	119	103	-13%	187	147	-21%
<i>Coke de pétrole<sup>(4)</sup></i>	553	550	-1%	422	419	-1%	386	385	0%
<b>GAZ NATUREL</b>				2984	3319	11%	3754	3897	4%
<i>Redevance totale<sup>(2)</sup></i>				824	726	-12%	0	0	-
<i>Achat<sup>(5)</sup></i>				2159	2593	20%	3754	3897	4%

(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 prélevements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin novembre 2025 d'une quantité de 237 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<sup>er</sup> 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

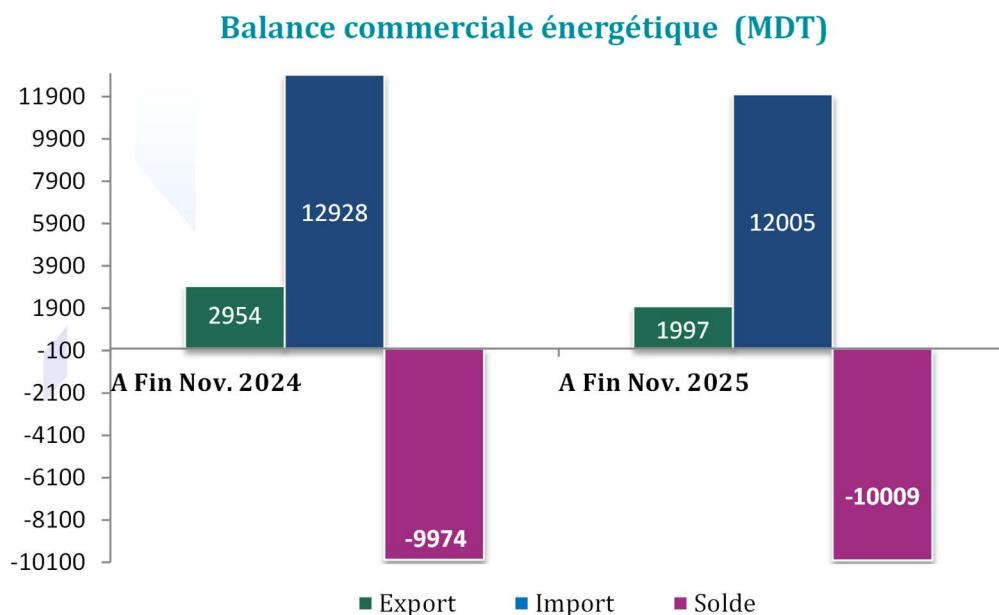
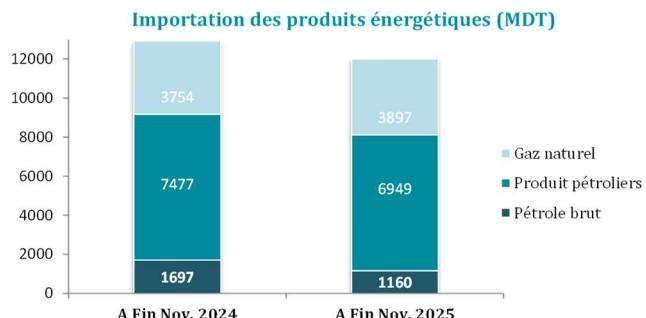
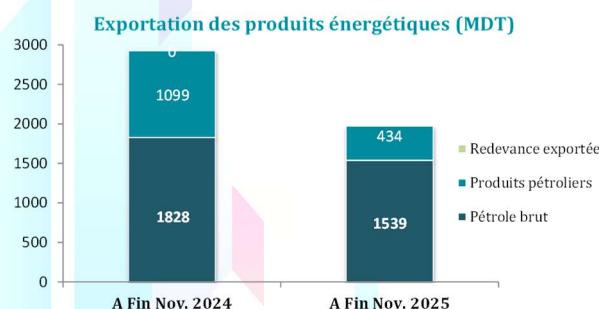
(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour 2024 et 2025

(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 32% accompagnée par une baisse des importations en valeur de 7%. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de 9974 MDT à fin novembre 2024 à 10009 MDT à fin

# Echanges commerciaux

novembre **2025**, soit une quasi stabilité (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

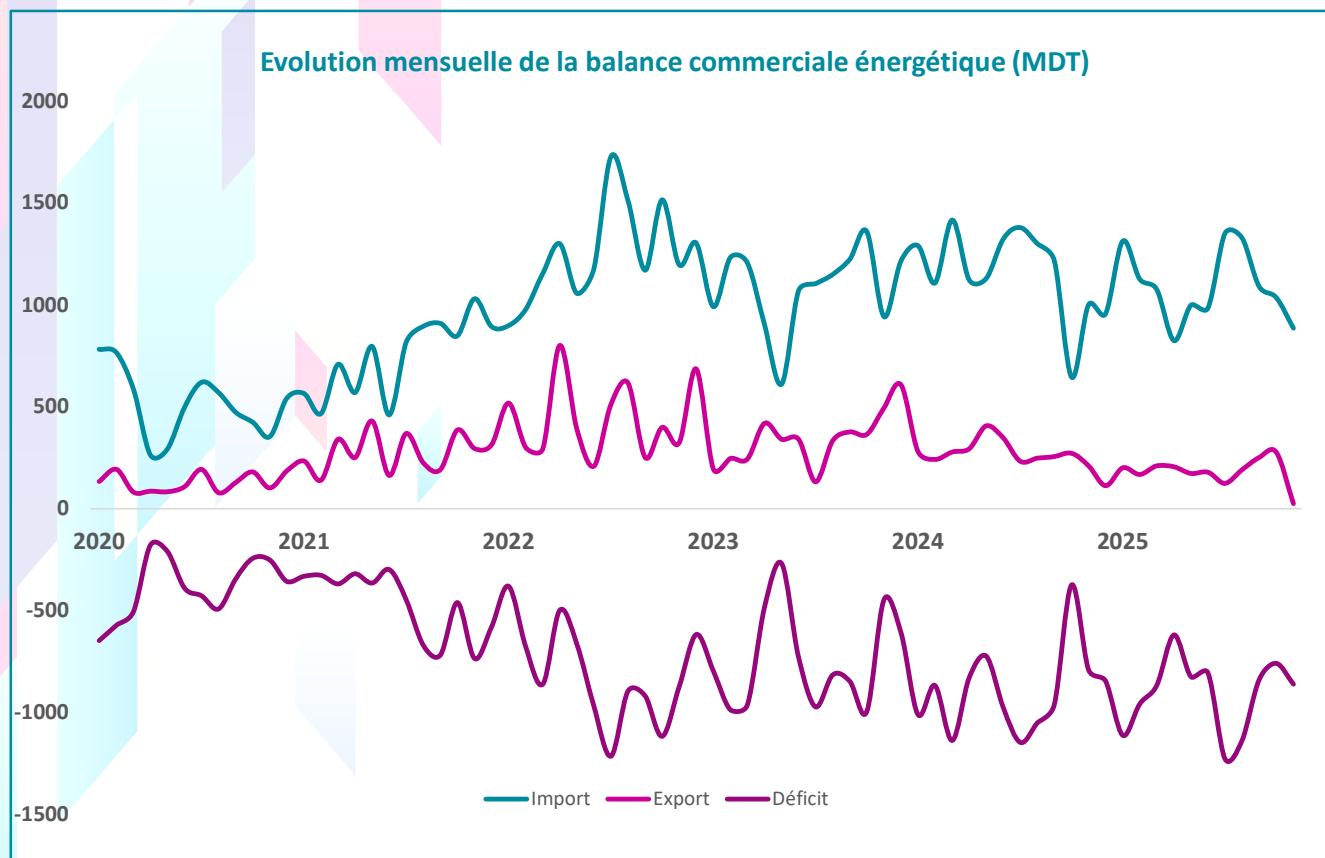


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités échangées, le taux de change \$/DT et les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indéxés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

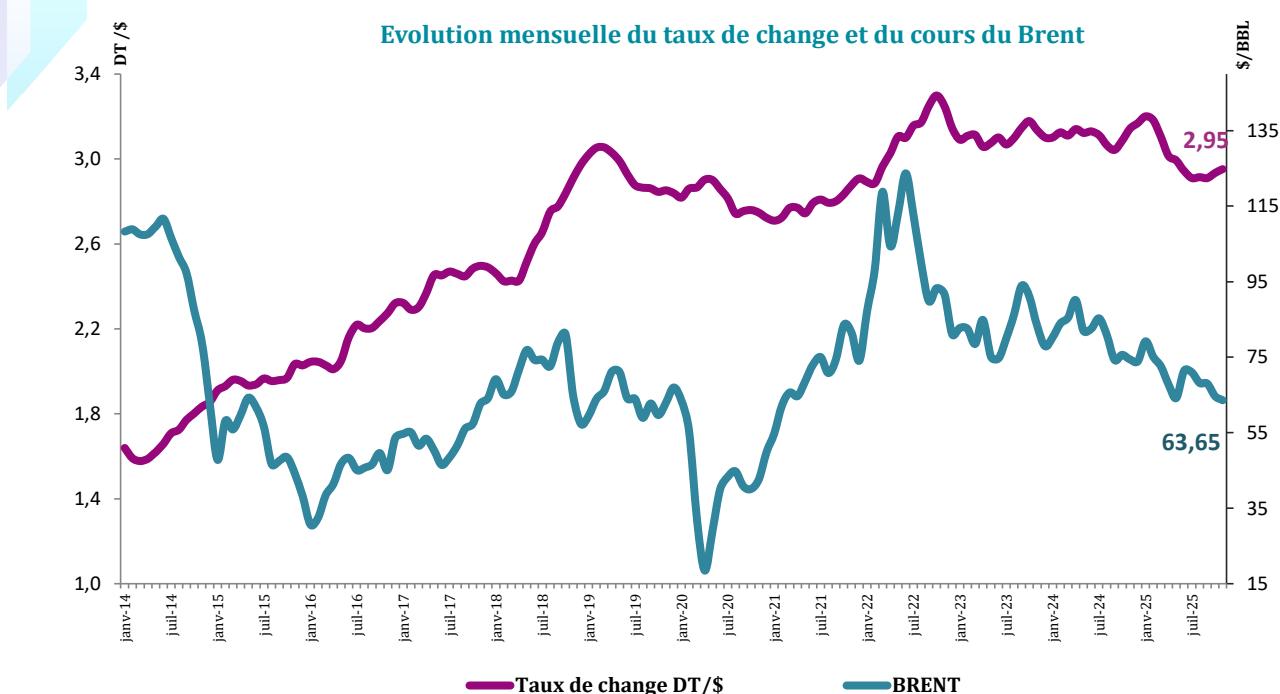
Le taux de change s'est amélioré **(+)**, les quantités échangées ont baissé **(-)** et le cours du Brent s'est amélioré **(+)** à fin novembre **2025** par rapport à fin novembre **2024**.

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

# Echanges commerciaux

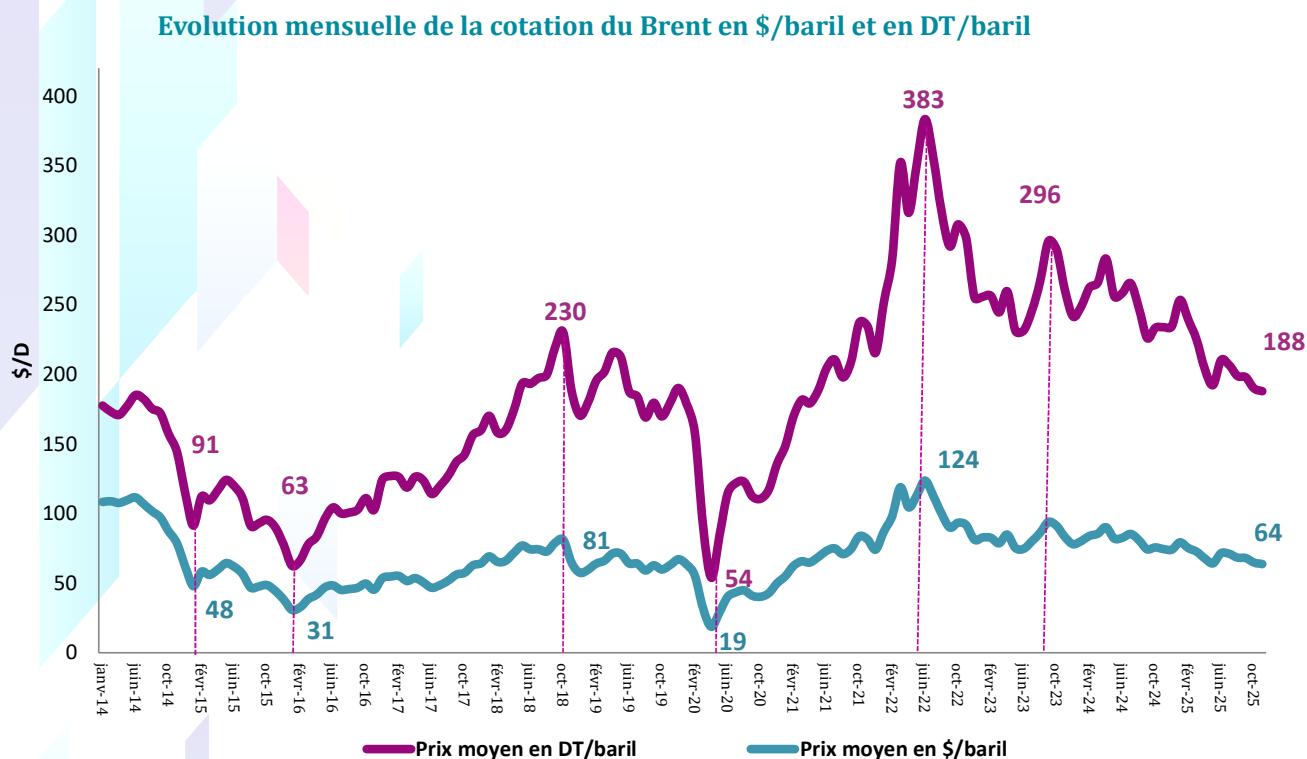


En effet, au cours du mois de novembre **2025**, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **11\$/bbl** par rapport au mois de novembre **2024** : **74.5\$/bbl** en novembre **2024** contre **63.7\$/bbl** en novembre **2025** et **64.7\$/bbl** courant le mois d'octobre **2025**.



# Echanges commerciaux

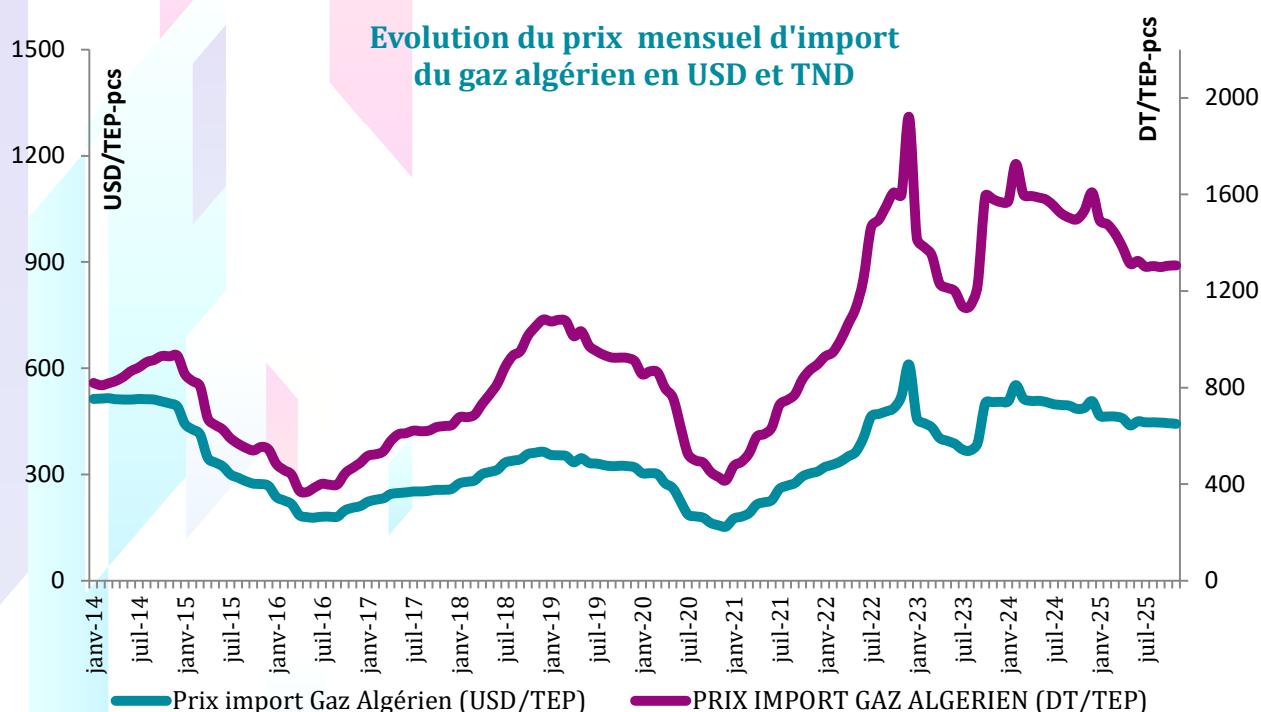
Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une baisse de 6% par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



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

- (+) Entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de **14%** : **81.4\$**/bbl contre **69.9\$**/bbl.
- (+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025** de **3%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs mois, atteignant **2,93** en octobre **2025**.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **14%** en DT et de **11%** en \$ entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**.

# Echanges 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 novembre **2025** ont diminué par rapport à fin novembre **2024** de **7%** en valeur.

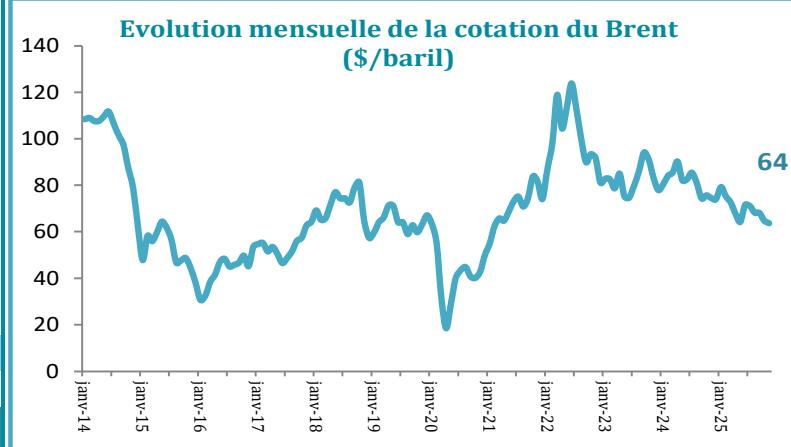
(+) Baisse des importations de pétrole brut en quantité de **10%** et en valeur de **32%** à fin novembre **2025** par rapport à fin novembre **2024**.

(-) Baisse des exportations des produits pétroliers de **37%** en quantité et de **60%** en valeur (Arrêt de l'unité de la STIR de janvier à avril **2025**).

## 1. Brent

### Prix de baril de Brent (\$/baril)

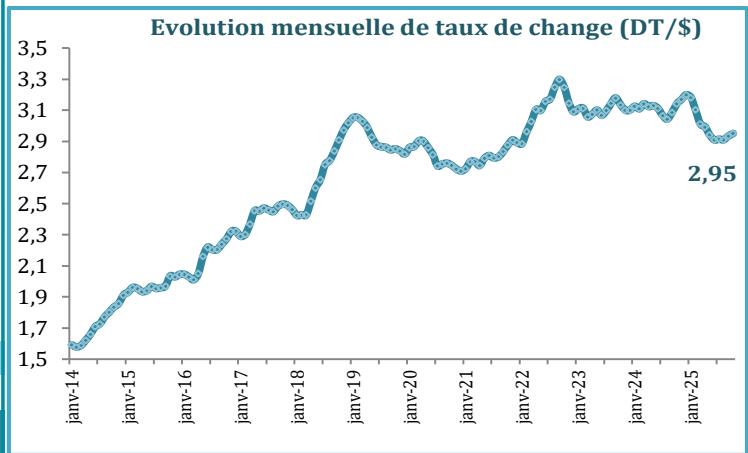
	2024	2025	Variat. 25/24
<b>Janvier</b>	80,3	79,2	-1%
Février	83,9	75,2	-10%
Mars	85,5	72,6	-15%
Avril	90,2	67,8	-25%
Mai	82,05	64,22	-22%
Juin	82,61	71,46	-13%
Juillet	85,3	70,99	-17%
Août	80,9	68,2	-16%
Septembre	74,3	68,02	-8%
Octobre	75,7	64,73	-14%
<b>Novembre</b>	<b>74,5</b>	<b>63,7</b>	<b>-15%</b>
Décembre	73,9		
<b>Prix annuel moyen</b>	<b>80,8</b>		



## 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%
<b>Aout</b>	<b>3,07</b>	<b>2,91</b>	<b>-5%</b>
Septembre	3,04	2,91	-4%
Octobre	3,09	2,93	-5%
<b>Novembre</b>	<b>3,14</b>	<b>2,95</b>	<b>-6%</b>
Décembre	3,17		
<b>Taux annuel moyen</b>	<b>3,11</b>		



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

Pétrole Brut (1)	A fin novembre 2025	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	225	76
Prix d'exportation ETAP <sup>(2)</sup> (FOB)	205	68,2

(1) Prix moyen pondéré

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

## 4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin novembre 2025					
	Unités	Prix import <sup>(1)</sup>	Pcession	Droits et Taxes <sup>(2)</sup>	Divers et marges <sup>(3)</sup>	Prix de vente <sup>(4)</sup>
Essence SSP	Millimes/litre	1716	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1782	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1764	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1406	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1866	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	24,25	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

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

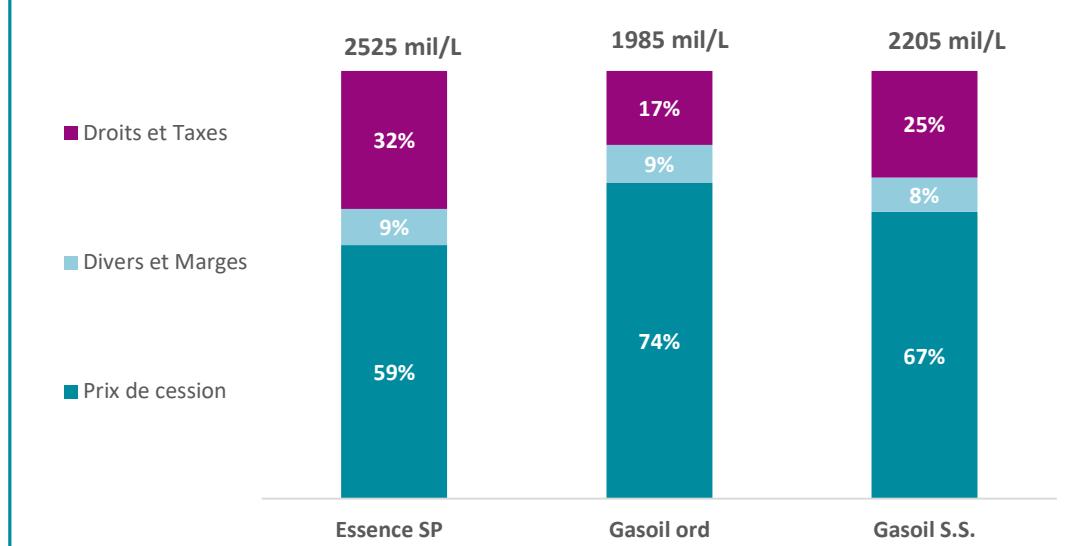
TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

(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 novembre 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 novembre 2025
1321	1567	1353

#### Prix de vente Global (hors taxe)

#### Coût de revient moyen

#### Résultat unitaire <sup>(1)</sup>

Année 2023	Année 2024
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

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

### ELECTRICITE (millimes/kWh)

#### Année 2023 Année 2024

#### Prix de vente Global (hors taxe)

288,1 290,3

#### Coût de revient moyen

472,5 481,3

#### Résultat unitaire <sup>(1)</sup>

-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.

# Chapitre 2

## Hydrocarbures



# Production des hydrocarbures

## 1. Pétrole Brut & GPL champs

### PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS<sup>(\*)</sup>

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2024	A fin novembre			Var (%)
		2024	2025	Var (%)	
El borma	175,0	159,5	151,7	-5%	
Ashtart	137,1	127,6	88,8	-30%	
Hasdrubal	67,2	63,2	59,8	-5%	
Adam	106,3	97,2	80,4	-17%	
M.L.D	47,3	42,8	41,6	-3%	
El Hajeb/Guebiba	88,3	81,4	70,5	-13%	
Cherouq	43,5	40,0	37,1	-7%	
Miskar	43,9	39,6	37,3	-6%	
Cercina	68,3	62,5	63,4	1%	
Barka	21,3	21,1	4,2	-80%	
Franig/Bag/Tarfa	33,2	31,2	25,3	-19%	
Ouedzar	37,2	34,1	34,1	0,1%	
Gherib	56,5	52,3	42,0	-20%	
Nawara	72,5	68,5	42,1	-39%	
Halk el Manzel	51,1	47,2	42,3	-10%	
Autres	293,7	269,1	276,9	3%	
<b>TOTAL pétrole (kt)</b>	<b>1 342</b>	<b>1 237</b>	<b>1 097</b>	<b>-11%</b>	
<b>TOTAL pétrole (ktep)</b>	<b>1 374</b>	<b>1 267</b>	<b>1 124</b>	<b>-11%</b>	
<b>TOTAL pétrole et Condensat (kt)</b>	<b>1 358</b>	<b>1 251</b>	<b>1 115</b>	<b>-11%</b>	
<b>TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)</b>	<b>1 390</b>	<b>1 281</b>	<b>1 141</b>	<b>-11%</b>	

### GPL Primaire

<b>TOTAL GPL primaire (kt)</b>	<b>130</b>	<b>115</b>	<b>109</b>	<b>-5%</b>
<b>TOTAL GPL primaire (Ktep)</b>	<b>142</b>	<b>126</b>	<b>120</b>	<b>-5%</b>

### Pétrole + Condensat + GPL primaire

<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)</b>	<b>1 488</b>	<b>1 367</b>	<b>1 224</b>	<b>-10%</b>
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)</b>	<b>1 533</b>	<b>1 408</b>	<b>1 261</b>	<b>-10%</b>

\* La production du mois de novembre 2025 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1097 kt** à fin novembre **2025** enregistrant ainsi une baisse de **11%** par rapport à fin novembre **2024**. Cette baisse a touché la plupart des champs à savoir à savoir Ashtart (-30%), Nawara (-39%), Barka (-80%), Adem (-17%), El Hajeb/Guebiba (-13%), Gherib (-20%), El borma (-5%), Halk el Manzel (-10%) et Miskar (-6%).

# Production des hydrocarbures

D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+44%), Gremda/El Ain (+419%), D.S.T (+31%), Bir Ben Tartar (+2%) et Cercina (+1%).

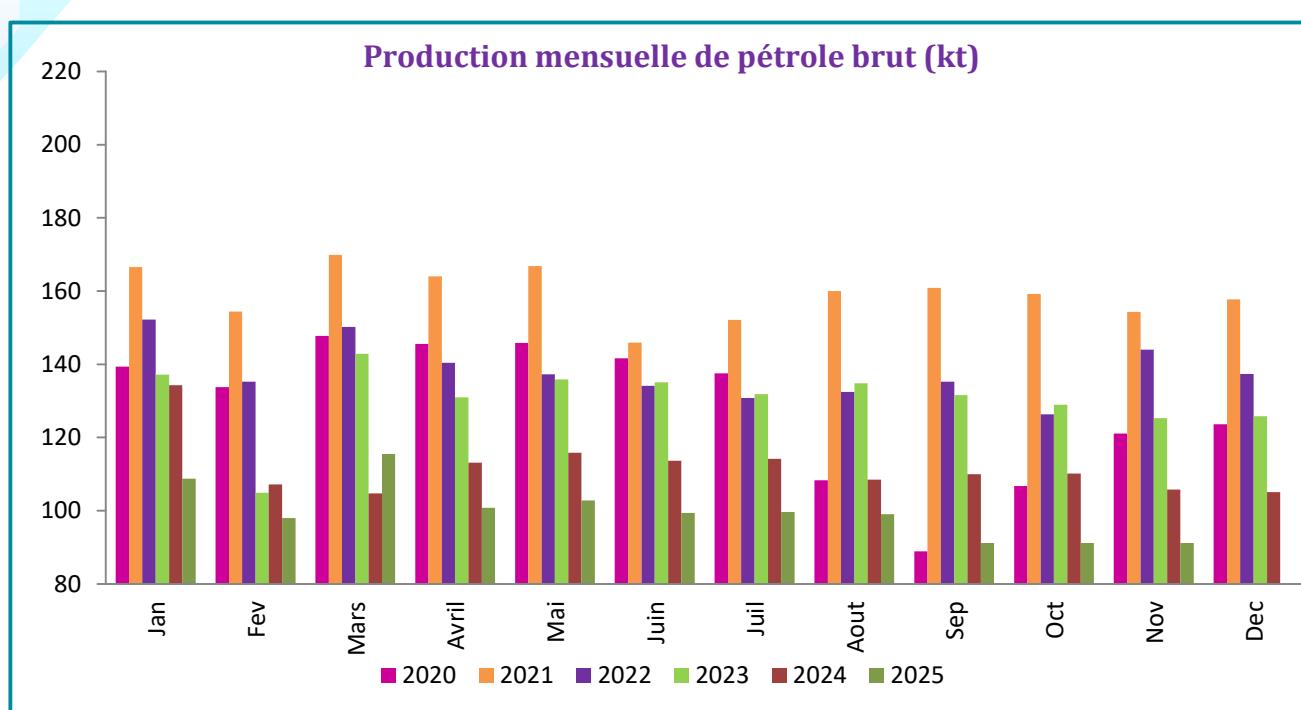
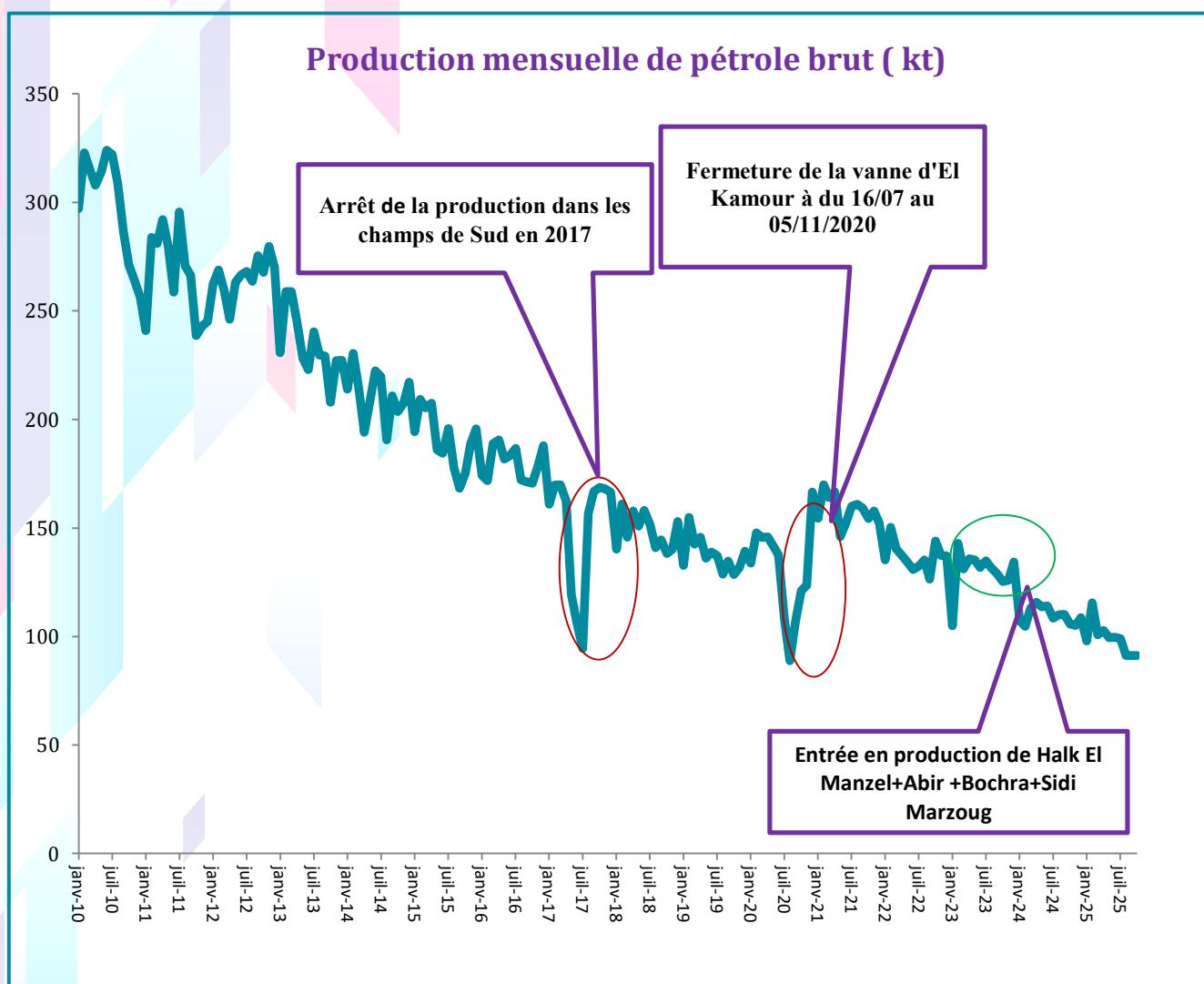
Il convient de noter :

- **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 **28.9** mille barils/j à fin novembre **2024** à **25.4** mille barils/j à fin novembre **2025**.

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

# Production des hydrocarbures



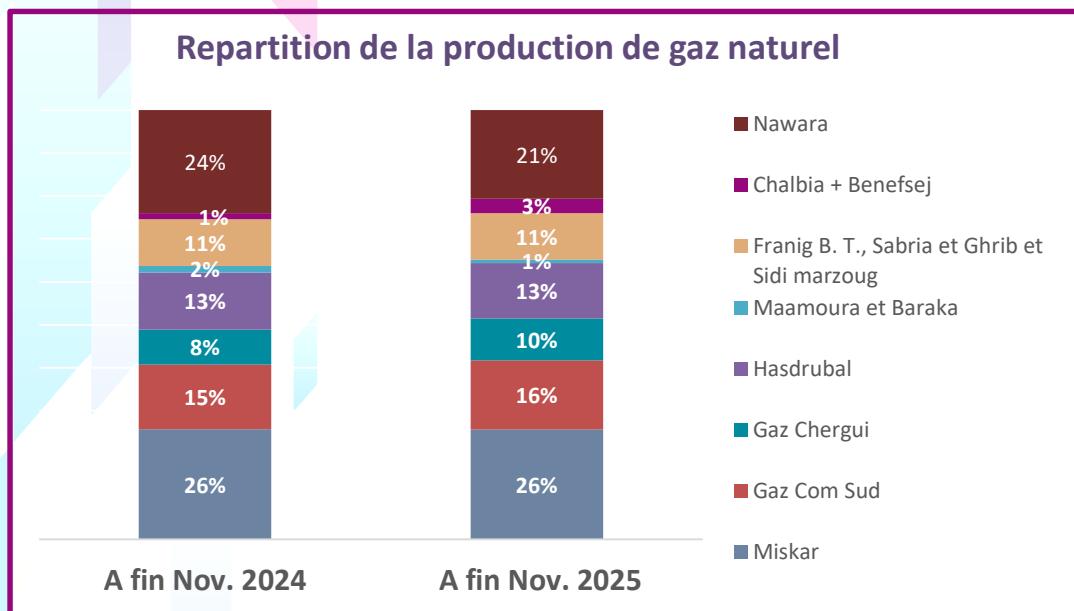
## 2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin novembre				
	2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)	
	Unité : ktep-pci					
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>						
<b>Production nationale</b>	<b>2 121</b>	<b>2 320</b>	<b>1 939</b>	<b>1 752</b>	<b>-10%</b>	<b>-3%</b>
<i>Miskar</i>	<b>1 213</b>	<b>2 027</b>	<b>1 115</b>	<b>1 026</b>	<b>-8%</b>	<b>-7%</b>
<i>Gaz Com Sud</i> <sup>(1) (3)</sup>	317	646	286	263	-8%	-9%
<i>Gaz Chergui</i>	181	293	169	165	-2%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	98	219	91	100	10%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	159	642	148	133	-11%	-15%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> <sup>(2)</sup>	19	93	17	8	-50%	-21%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	131	134	121	110	-9%	-2%
<i>Nawara</i> <sup>(4)</sup>	0	0	16	35	119%	-
<i>Redevance totale (Forfait fiscal)</i>	307	0	267	212	-21%	-
	<b>909</b>	<b>294</b>	<b>824</b>	<b>726</b>	<b>-12%</b>	<b>9%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 290</b>	<b>2 017</b>	<b>2 159</b>	<b>2 593</b>	<b>20%</b>	<b>3%</b>
Unité: ktep-pcs						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>						
<b>Production nationale</b>	<b>2 357</b>	<b>2 578</b>	<b>2 155</b>	<b>1 947</b>	<b>-10%</b>	<b>-3%</b>
<i>Miskar</i>	<b>1347</b>	<b>2252</b>	<b>1239</b>	<b>1140</b>	<b>-8%</b>	<b>-7%</b>
<i>Gaz Com Sud</i> <sup>(1) (3)</sup>	353	718	318	292	-8%	-9%
<i>Gaz Chergui</i>	201	325	187	184	-2%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	109	243	101	111	10%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	176	713	165	148	-11%	-15%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> <sup>(2)</sup>	22	103	19	9	-50%	-21%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	145	149	134	122	-9%	-2%
<i>Nawara</i> <sup>(4)</sup>	0	0	18	39	119%	-
<i>Redevance totale (Forfait fiscal)</i>	341	0	297	235	-21%	-
	<b>1010</b>	<b>326</b>	<b>916</b>	<b>807</b>	<b>-12%</b>	<b>9%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 544</b>	<b>2 242</b>	<b>2 399</b>	<b>2 881</b>	<b>20%</b>	<b>3%</b>
(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) <i>Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin novembre 2025 d'une quantité de 237 millions de Cm3 , en cours de regularization.</i>						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1752 ktep-pci**, à fin novembre **2025**, enregistrant ainsi une baisse de **10%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **8%**.

# Production des hydrocarbures

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



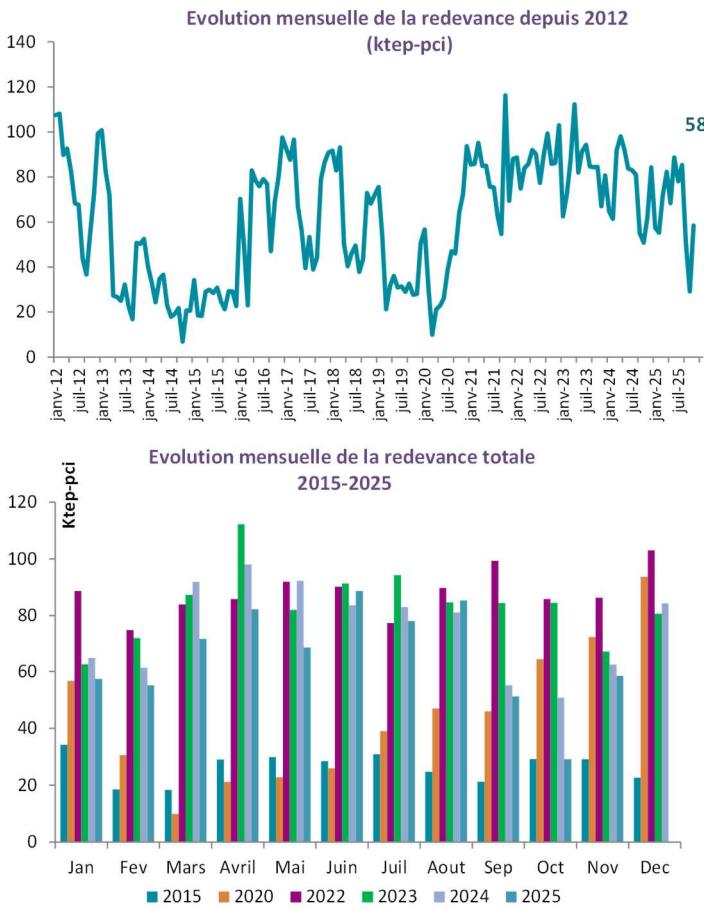
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **11%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **21%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **2%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **8%**.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **10%**.

Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **12%** à fin novembre **2025** par rapport à fin novembre **2024** en se situant à **726 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 à fin novembre **2025**.

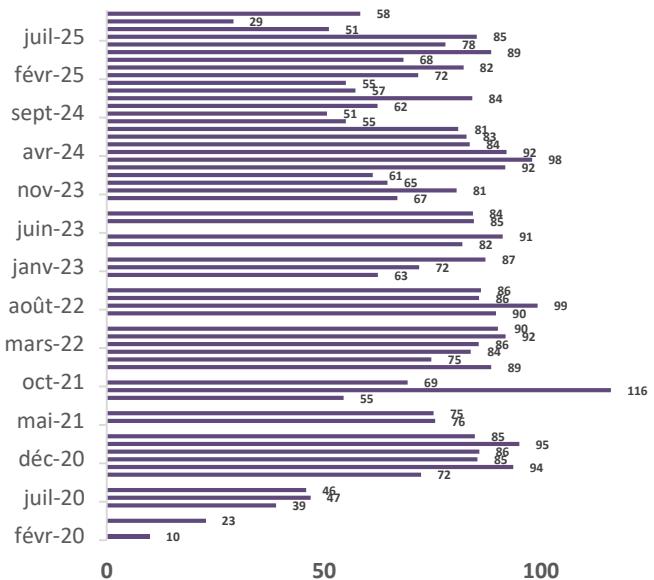
A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré à fin novembre **2025** d'une quantité de **237** millions de Cm<sup>3</sup>, en cours de régularisation.

# 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.

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



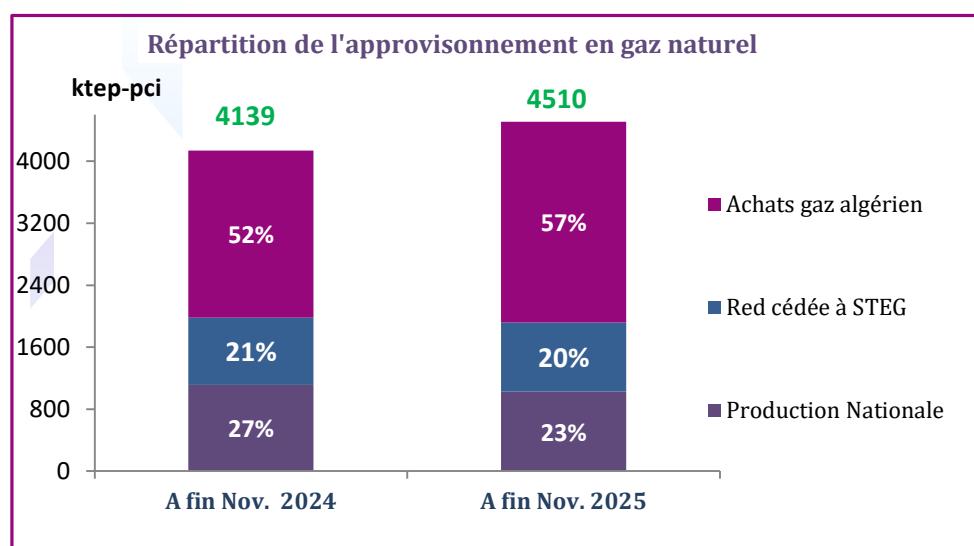
# Production des hydrocarbures

## Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **20%**, entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**, pour se situer à **2593 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **9 %** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025** pour se situer à **4510 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 **21%** à **20%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **52 %** à **57%**.



## 3. Production de produits pétroliers

### Les indicateurs de raffinage

	A fin novembre			Remarques
	2024 (a)	2025 (b)	Var (%) (b)/(a)	
<i>en ktep</i>				
<b>GPL</b>	21	14	<b>-31%</b>	
<b>Essence Sans Pb</b>	0	0	-	
<b>Petrole Lampant</b>	14	15	<b>4%</b>	
<b>Gasoil ordinaire</b>	477	316	<b>-34%</b>	
<b>Fuel oil BTS</b>	338	239	<b>-29%</b>	
<b>Virgin Naphta</b>	291	189	<b>-35%</b>	
<b>White Spirit</b>	10	8	<b>-21%</b>	
<b>Total production STIR</b>	<b>1152</b>	<b>780</b>	<b>-32%</b>	
<b>Taux couverture STIR (1)</b>	<b>28%</b>	<b>18%</b>	<b>-34%</b>	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
<b>Taux couverture STIR (2)</b>	<b>13%</b>	<b>8%</b>	<b>-34%</b>	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
<b>Jours de fonctionnement du Topping</b>	<b>303</b>	<b>210</b>	<b>-31%</b>	Arrêt technique de 01/11/2024 à 04/05/2025
<b>Jours de fonctionnement du Platforming</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	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. Depuis mai **2025**, l'unité de Topping a repris sa production.

# Consommation d'hydrocarbures

## 1. Produits pétroliers

### CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (\*)

Unité : ktep

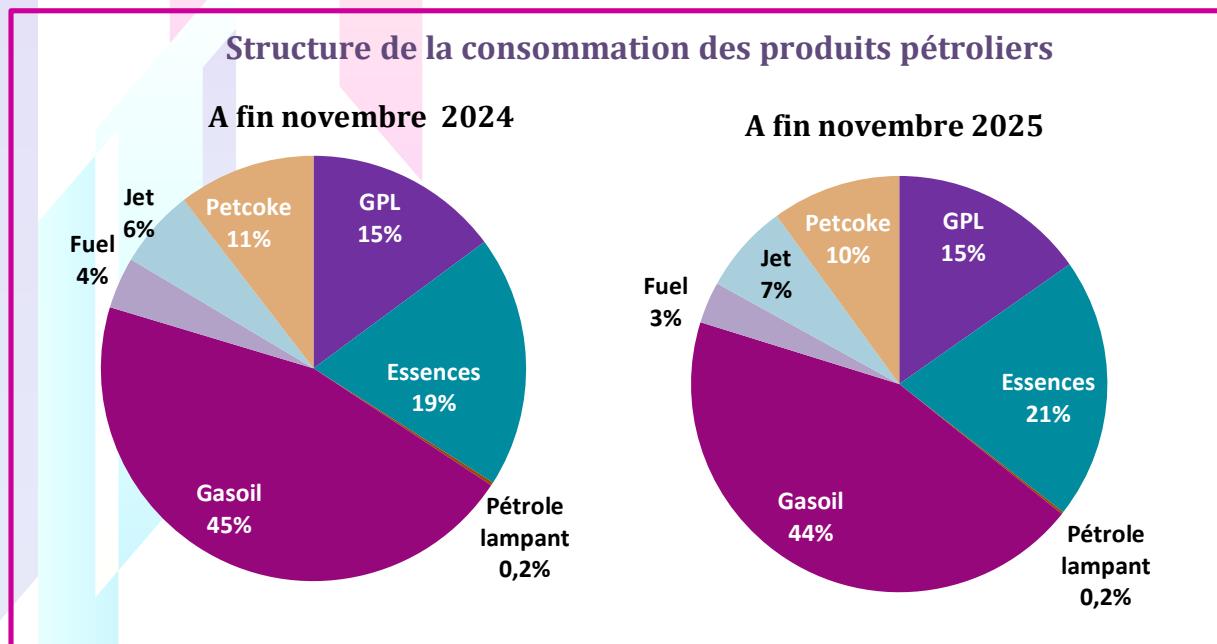
	Réalisation en 2024	A fin novembre				Var (%)	TCAM(%)
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	(c)/(b)		
<b>GPL</b>	690	529	619	655	6%	2%	
<b>Essences</b>	870	564	798	872	9%	4%	
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-	
<i>Essence Sans Pb</i>	859	564	788	859	9%	4%	
<i>Essence premium</i>	11	0	10,3	12	18%	-	
<b>Pétrole lampant</b>	12	47	9,7	7,9	-19%	-16%	
<b>Gasoil</b>	2 063	1817	1892	1893	0,05%	0,4%	
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 584	1563	1454	1406	-3%	-1%	
<i>Gasoil SS</i>	472	255	431	479	11%	7%	
<i>Gasoil premium</i>	7	0	6,02	7,62	27%	-	
<b>Fuel</b>	175	258	163	139	-15%	-6%	
<i>STEG &amp; STIR</i>	30	31	29	20	-31%	-4%	
<i>Hors (STEG &amp; STIR)</i>	145	227	134	119	-12%	-6%	
<b>Fuel gaz(STIR)</b>	0	0	0	0	-	-	
<b>Jet</b>	266	199	250	298	19%	4%	
<b>Coke de pétrole</b>	473	560	435	430	-1%	-3%	
<b>Total</b>	<b>4548</b>	<b>3974</b>	<b>4166</b>	<b>4293</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	
<b>Cons finale (Hors STEG&amp; STIR)</b>	<b>4519</b>	<b>3943</b>	<b>4137</b>	<b>4273</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	

\* La consommation du mois de novembre est estimée

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**, une hausse de **3 %**, pour atteindre **4293 ktep**. Cette évolution résulte notamment d'une augmentation de la consommation d'essence (+9 %) et de jet d'aviation (+19 %). En revanche, la demande de fuel a reculé de **15 %**, tandis que celle du gasoil est restée quasiment stable.

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**, à l'exception de quelques produits, notamment les essences dont la part est passée de **19%** à **21 %**, le gasoil dont la part est passée de **45 %** à **44%** et le Jet de **6%** à **7 %** sur la même période.

# Consommation d'hydrocarbures

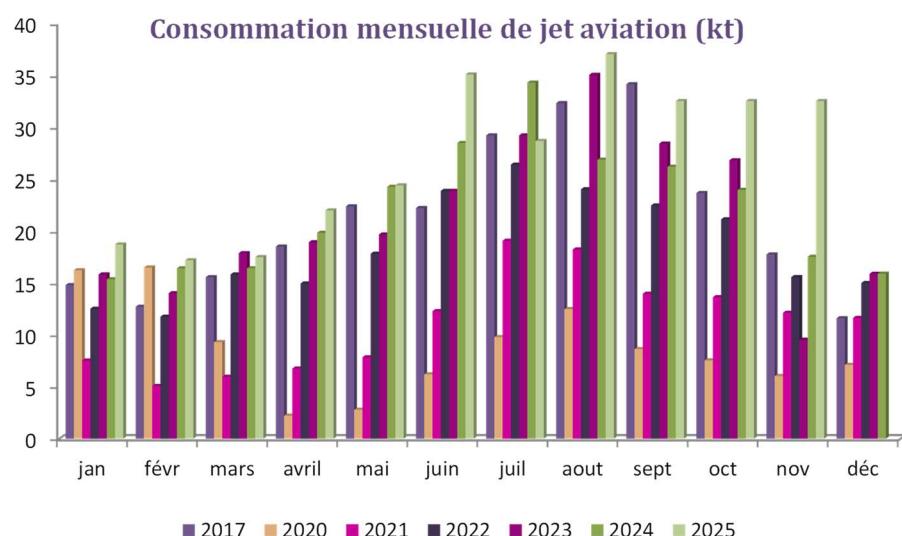


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**, une hausse de **3%**. Elle représente **65%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**, une hausse de **6%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une légère baisse de **1%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **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 importante de **19%** à fin novembre **2025** par rapport à la même période de l'année précédente.



## 2. Gaz Naturel

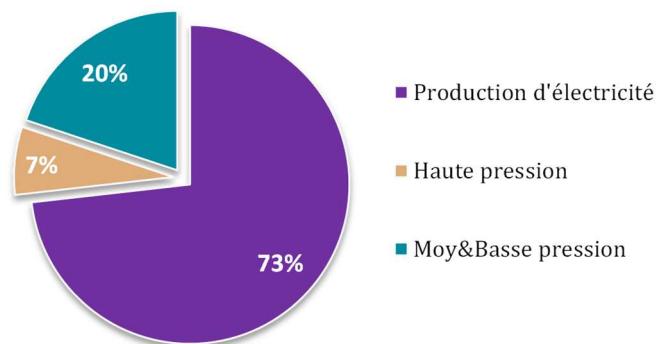
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin novembre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
<b>DEMANDE</b>	<b>4 450</b>	<b>4 267</b>	<b>4 125</b>	<b>4 485</b>	<b>9%</b>	<b>0%</b>
Production d'électricité	3 167	3 142	2 949	3 283	11%	0%
Hors prod élec	1 283	1 125	1 176	1 202	2%	1%
Haute pression	334	258	300	309	3%	2%
Moy&Basse pression	949	868	876	893	2%	0,3%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
<b>DEMANDE</b>	<b>4 944</b>	<b>4 742</b>	<b>4 584</b>	<b>4 983</b>	<b>9%</b>	<b>0%</b>
Production d'électricité	3 519	3 491	3 276	3 648	11%	0%
Hors prod élec	1 425	1 250	1 307	1 335	2%	1%
Haute pression	371	286	333	343	3%	2%
Moy&Basse pression	1 054	964	974	992	2%	0,3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **9%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025** pour se situer à **4 485 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 novembre **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 **1 202 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 novembre 2025



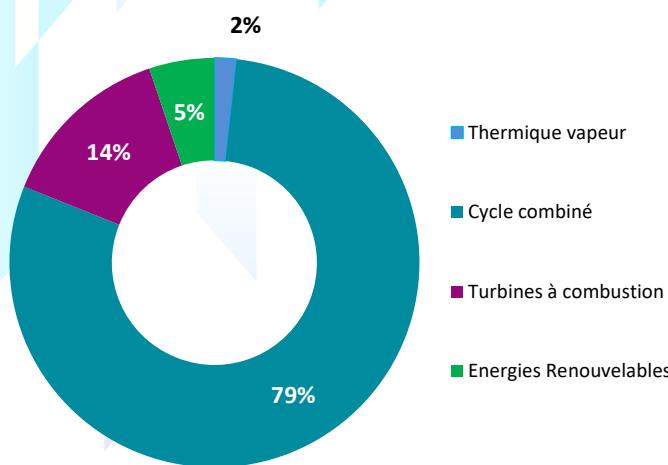
# Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **5%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025** pour se situer à **206 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **5%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**.

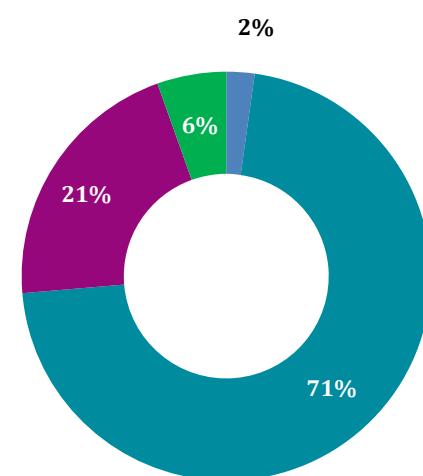
Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **79%** à **71%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**.

**Répartition de la production électrique par moyen de production**



**A fin novembre 2024**

*Y compris l'autoproduction photovoltaïque*



**A fin novembre 2025**

## 3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Novembre		A fin novembre	
		2024	2025	2024	2025
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	0	3
Nb total des permis	15	16	14	16	12
Nb de forages explo.	1	0	0	1	1
Nb forages dévelop.	0	0	1	0	3
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

### Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin novembre **2025**, est de **12** dont **11** 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](http://www.energiemines.gov.tn)*).

Il convient de noter :

- Fin de validité de permis de recherche « **Mahdia** » le **19** janvier **2025**.
- Fin de validité de permis de recherche « **Zarat** » le **11** août **2025**.
- Fin de validité de permis de recherche « **Borj El Khadra** » le **7** juillet **2025**.
- Attribution d'une concession d'exploitation : « **Sabah** » le **7** octobre **2025**.
- Attribution d'une concession d'exploitation : « **Aziza** » le **7** juillet **2025**.
- Fin de validité de la concession « **Birsa** » le **13** mai **2025**

Le nombre total de concessions est de **57** 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](http://www.energiemines.gov.tn)*).

### Exploration

#### Acquisition sismique à fin novembre 2025

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

# Exploration et développement

## Forage d'un (1) puits d'exploration à fin novembre 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. <b>Abandon du puits.</b>  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.  Démarrage de test du puits le 21/11/2025.

## Développement

- Forage de trois (3) nouveaux puits de développement à fin novembre 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.
03	PDG-5	Djbel Grouz	26/11/2025	Profondeur actuelle : 1505 m. Forage en cours.

# Exploration et développement

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

## 1. Electricité

### PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

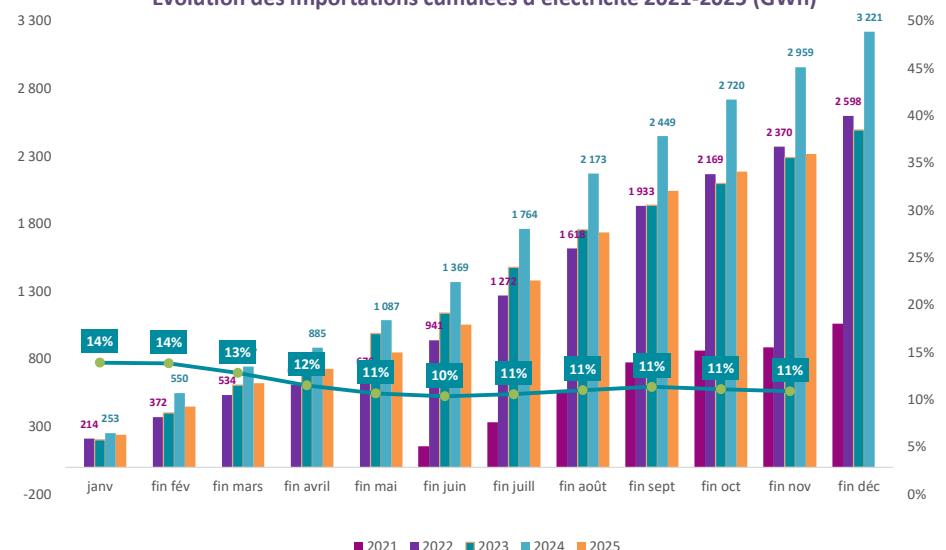
	Réalisé 2024	A fin novembre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
<b>STEG</b>	<b>18622</b>	<b>13 711</b>	<b>17 252</b>	<b>18011</b>	<b>4%</b>	<b>3%</b>
FUEL + GASOIL	72	874	71,90	18	-75%	-32%
GAZ NATUREL	18161	12337	16821	17705	5%	4%
HYDRAULIQUE	15	66	15	12	-18%	-16%
EOLIENNE	337	434	310	242	-22%	-6%
SOLAIRE	37	0	34	34,6	1%	-
<b>IPP (GAZ NATUREL)</b>	<b>0</b>	<b>3007</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-100%</b>
<b>IPP Solaire<sup>(3)</sup></b>	<b>36</b>	<b>0</b>	<b>34</b>	<b>64</b>	<b>87%</b>	<b>-</b>
<b>AUTOPRODUCTEURS Solaire<sup>(1) (3)</sup></b>	<b>557</b>	<b>0</b>	<b>519</b>	<b>671</b>	<b>29%</b>	<b>-</b>
<b>ACHAT TIERS</b>	<b>227</b>	<b>76</b>	<b>208</b>	<b>208</b>	<b>0,0%</b>	<b>11%</b>
<b>PRODUCTION NATIONALE</b>	<b>19442</b>	<b>16 795</b>	<b>18 013</b>	<b>18 953</b>	<b>5%</b>	<b>1%</b>
<b>Echanges</b>	<b>-1,1</b>	<b>-41</b>	<b>-5</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Achat Sonelgaz (Algérie) &amp; Gecol (Libye)</b>	<b>3125</b>	<b>0</b>	<b>2959</b>	<b>2316</b>	<b>-22%</b>	<b>-</b>
<b>Ventes Gecol (Libye)</b>	<b>8</b>	<b>48</b>	<b>8</b>	<b>0,3</b>	<b>-96%</b>	<b>-40%</b>
<b>Disponible pour marché local<sup>(2)</sup></b>	<b>21810</b>	<b>16 706</b>	<b>20 959</b>	<b>21 275</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>

(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 novembre **2025**, une hausse de **5%** pour se situer à **18953 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **18013 GWh** à fin novembre **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 novembre **2025**.

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

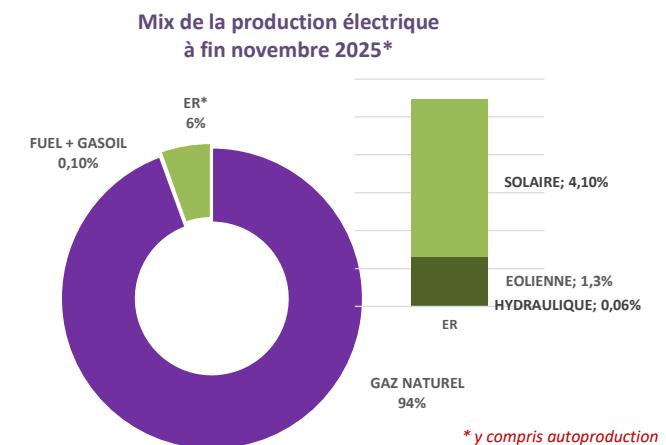


*A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».*

*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 **95%** de la production nationale à fin novembre **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 novembre **2025**.



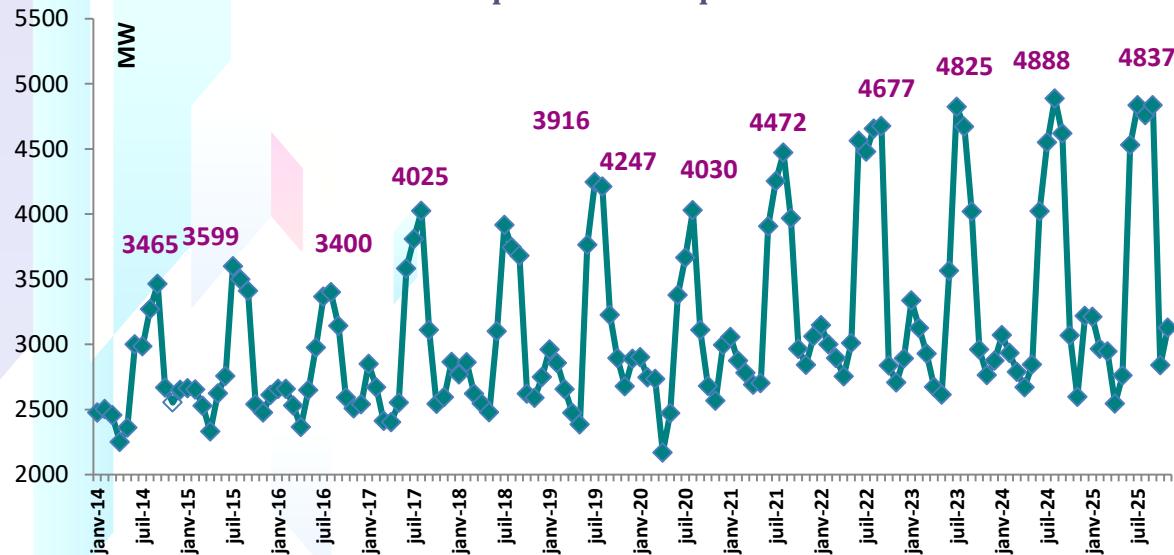
*Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) a partir de janvier 2024.*

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

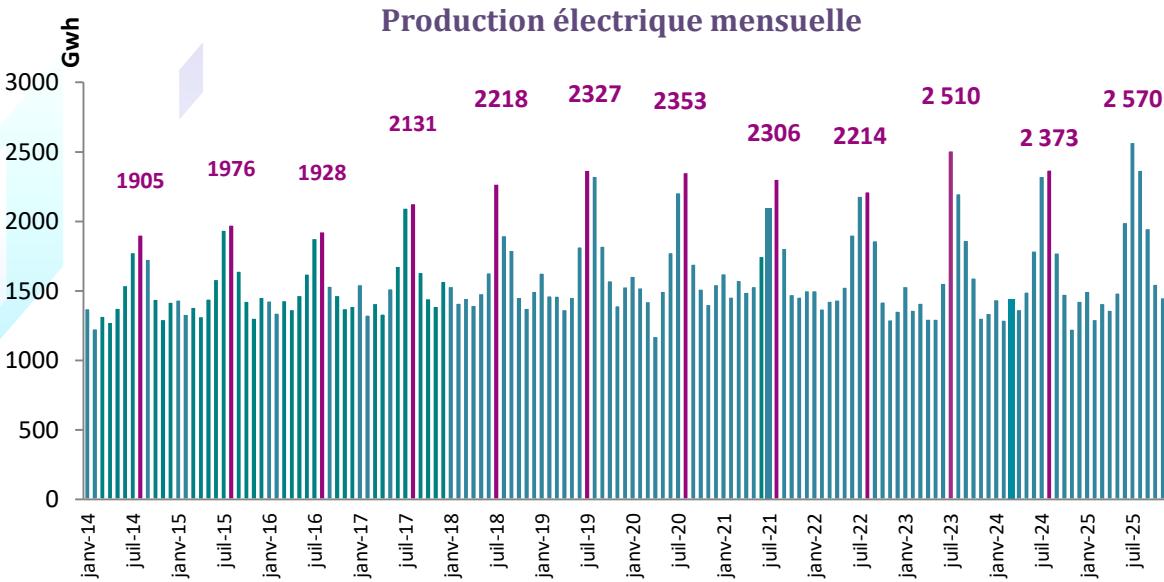
La pointe a enregistré une baisse de **1%** pour se situer à **4837 MW** à fin novembre **2025** contre **4888 MW** à fin novembre **2024**.

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 novembre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1175	1283	1062	1243	17%	-0,3%
Moyenne tension	7067	6022	6555	6549	-0,1%	0,8%
Basse tension	8868	6476	8165	8197	0,4%	2%
<b>TOTAL VENTES **</b>	<b>17110</b>	<b>13 781</b>	<b>15 782</b>	<b>15 989</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>

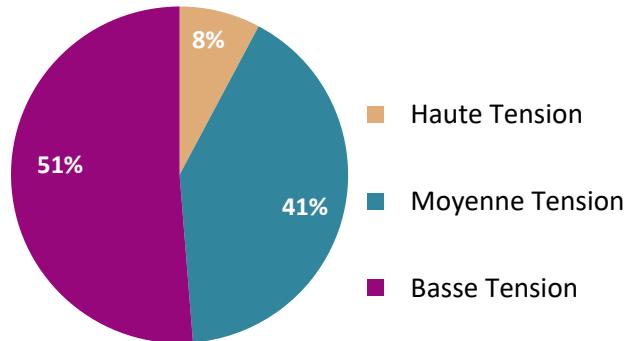
\*\* sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d' électricité ont enregistré une légère hausse de 1% entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de 17%, 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.

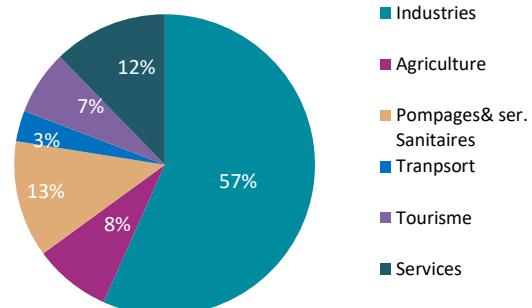
Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec 57% de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin novembre **2025**.

Plusieurs secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les ventes du l'industrie du papier et de l'édition (+9%) , le pompage d'eau et service sanitaire(+9%) et les industries extractives (+6%) contre une baisse du pompage agricole (-4%) et les industries du textile et de l'habillement (-3%).

Répartition des ventes d'électricité à fin novembre 2025



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



# Energies Renouvelables

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

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><b>Projet Kairouan de 100MW :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Mise en service en décembre 2025.</b></li> </ul> <p><b>Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Etat d'avancement environ <b>95%</b>, entré en service au premier trimestre de <b>2026</b>.</li> </ul> <p><b>Projets de Gafsa 100 MW :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Signature de l'accord de projet le 08 mai 2024, entré en service prévu fin 2026.</li> </ul>
		<p>Appel d'offres AO-01-2022 de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)</p>	<p><b>1<sup>er</sup> Round :</b></p> <p><b>Attribution de trois projets d'une puissance de 100 MW chacun :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Qair International SAS à El Ksar (Gafsa)</li> <li>• SCATEC ASA à Mezzouna (Sidi Bouzid)</li> <li>• VOLTALIA SA à Menzel Habib (Gabes)</li> </ul> <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><b>2<sup>ème</sup> Round :</b></p> <p>Le ministère a reçu trois offres le <b>30 juin 2025</b>, le dépouillement a été achevé. Attribution de deux projets d'une puissance de <b>100 MW</b> chacun.</p>
	AUTORISATION	<p>Programme 2017-2020 : 4 appels à projets ont été effectués</p>	<p>Octroi de 54 accords de principe d'une puissance totale de 261MW (31 projets catégorie 1MW + 23 projets catégorie 10MW)</p> <p><b>Etat d'avancement :</b> Mise en service de 15 projets :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 04 projets de 10 MW chacun.</li> <li>• 11 Projets de 1MW chacun.</li> </ul>

EOLIEN		5 <sup>ème</sup> 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 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.  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)	<p><b><u>1<sup>er</sup> round :</u></b></p> <p>Attribution d'un (1) projet d'une puissance de 75 MW.</p>

# Abréviations

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