

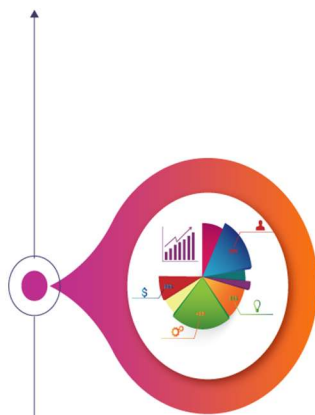
REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Août 2026



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



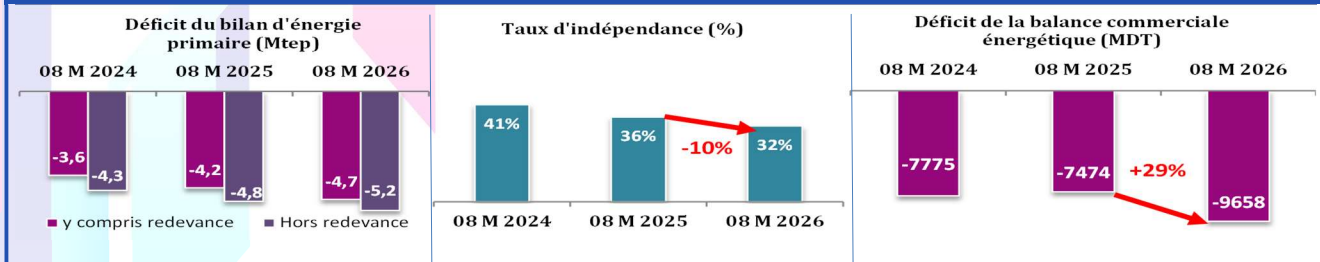
Electricité et Energies renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

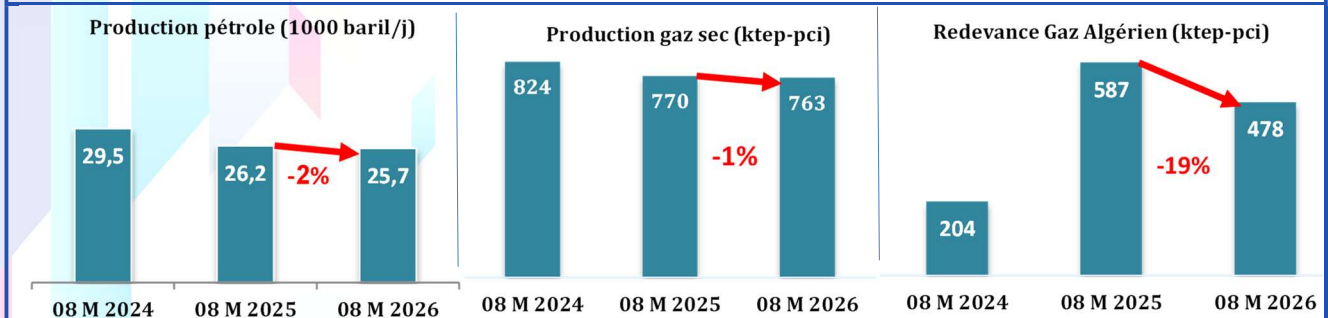
Date de la publication : 12 octobre 2026

Faits marquants du mois d'août 2026

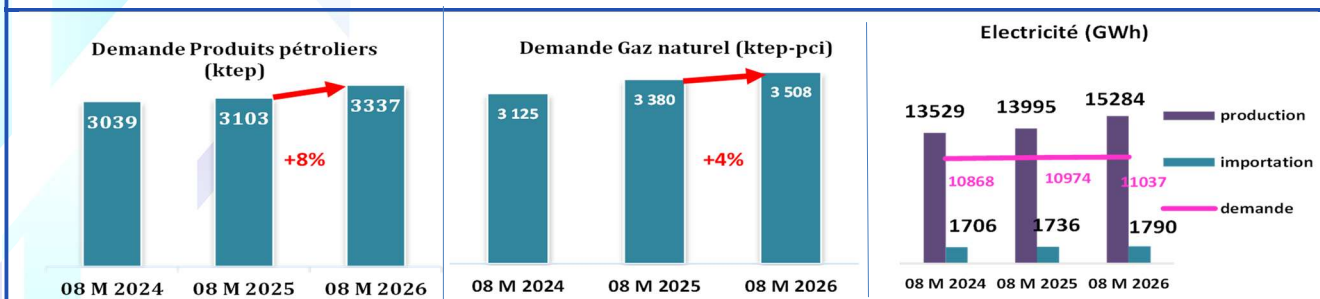
Bilan d'énergie et échanges commerciaux



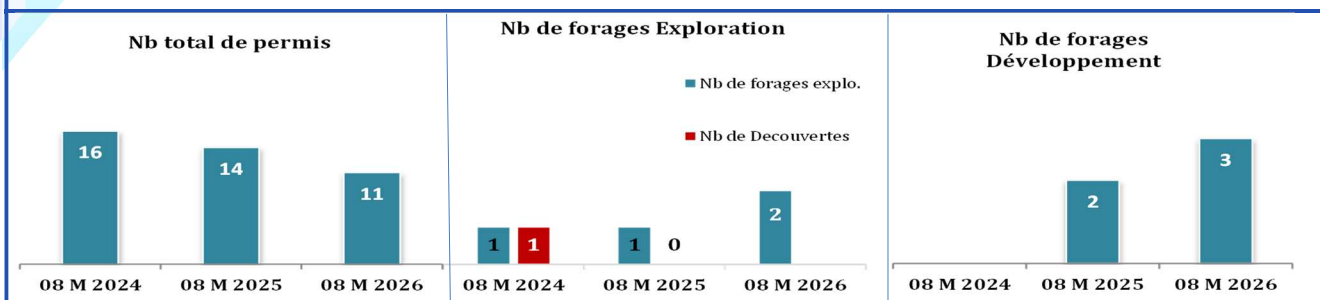
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



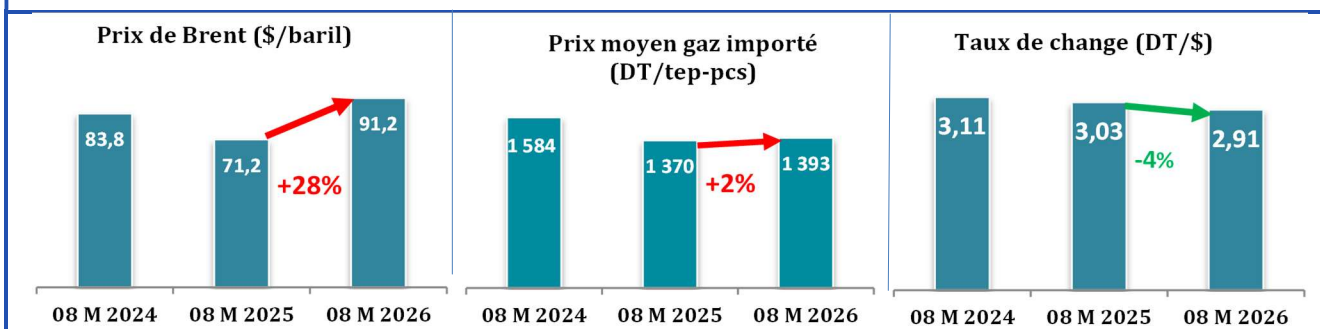
Demande des hydrocarbures et d'électricité



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2025	2015	A fin août 2025	2026	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)

RESSOURCES	3390	3554	2366	2254	-5%	-4%
Pétrole ^{(1)(*)}	1238	1659	856	828	-3%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	130	161	87	76	-12%	-7%
Gaz naturel	1926	1702	1357	1241	-9%	-3%
<i>Production</i>	1133	1488	770	763	-1%	-6%
<i>Redevance</i>	793	214	587	478	-19%	8%
Elec primaire	96	32	67	109	64%	12%

DEMANDE	9639	6121	6550	6955	6%	1%
Produits pétroliers	4702	3186	3103	3337	8%	0,4%
Gaz naturel	4842	2903	3380	3508	4%	2%
Elec primaire	96	32	67	109	64%	12%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-6249	-2567	-4184	-4701
---	--------------	--------------	--------------	--------------

Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-7042	-2782	-4772	-5179
---	--------------	--------------	--------------	--------------

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

(5) Importation d'électricité net = Electricité importé -Electricité exporté +Solde d'échange

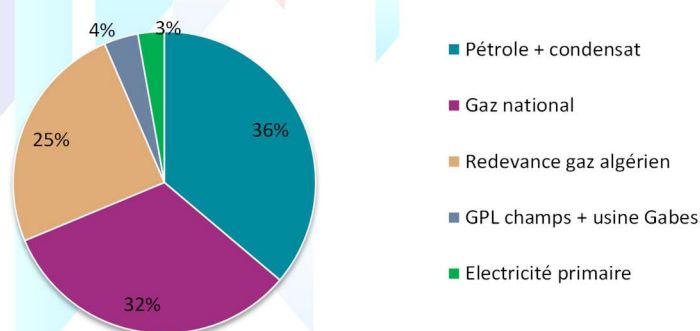
() Données provisoires pour le mois d'août 2026*

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.3 Mtep** à fin août **2026**, enregistrant ainsi une baisse de **5%** par rapport à la même période de l'année précédente. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du GPL.

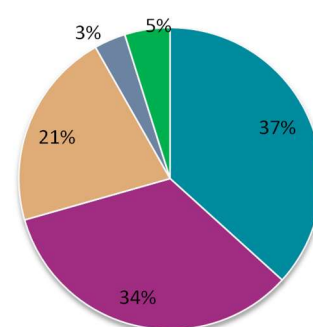
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **71%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **5%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **19%** à fin août **2026** par rapport à fin août **2025**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin août 2025



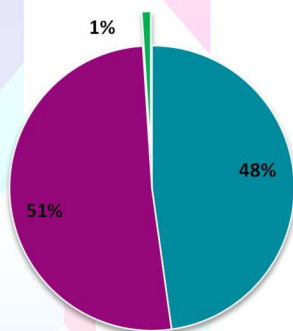
Répartition des ressources en énergie primaire à fin août 2026



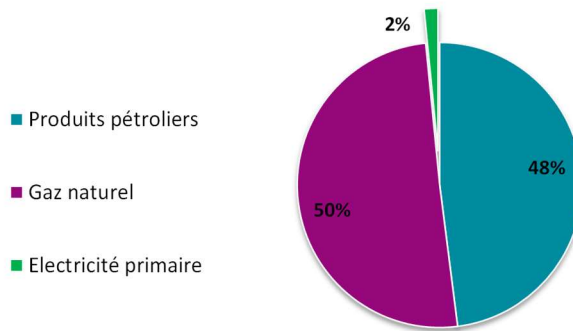
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin août **2026** et fin août **2025** une hausse de **6%** : La demande du gaz naturel a enregistré une hausse de **4%** entre fin août **2025** et fin août **2026**, tandis que celle des produits pétroliers a augmenté de **8%** durant la même période. Par ailleurs, la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables a progressé de **64%**.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement. En effet, la part de la demande des produits pétroliers a affiché une quasi-stabilité autour de **48 %** entre fin août **2025** et fin août **2026**. En revanche, la part du gaz naturel a diminué, de **51 %** à fin août **2025** à **50 %** à fin août **2026**. À l'inverse, la part de l'électricité primaire a augmenté, passant de **1%** à **2%** sur la même période.

Répartition de la demande en énergie
à fin août 2025



Répartition de la demande en énergie
à fin août 2026



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin août **2026, un déficit de 4.7 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **12%** par rapport à fin août **2025**. Le **taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation, s'est situé à **32%** à fin août **2026** contre **36%** à fin août **2025**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **26%** à fin août **2026** contre **27%** à fin août **2025**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin août			A fin août			A fin août		
	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)
EXPORTATIONS							1521	2253	48%
PETROLE BRUT⁽¹⁾			-			-	1216	1372	13%
ETAP	601	556	-8%	616	569	-8%	964	1128	17%
PARTENAIRES ⁽⁷⁾			-			-	252	243	-3%
GPL Champs	9,4	16,0	71%	10,4	17,7	71%	13	24	80%
ETAP	9,4	16,0	71%	10,4	17,7	71%	13	24	80%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	194	449	131%	197	452	129%	292	858	193%
Fuel oil (BTS)	103	280	172%	101	275	172%	146	510	250%
Virgin naphta	91	169	85%	96	178	85%	146	348	138%
Pétrole	0	0	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				0	0	-	0	0	-
IMPORTATIONS				5769	5962	3%	8995	11911	32%
PETROLE BRUT⁽³⁾	433	613	42%	445	630	42%	766	1309	71%
PRODUITS PETROLIERS	2813	2828	1%	2814	2846	1%	5302	7494	41%
GPL	373	389	4%	413	430	4%	719	968	35%
Gasoil ordinaire	858	769	-10%	881	790	-10%	1813	2394	32%
Gasoil S.S. ⁽⁴⁾	319	385	21%	328	395	21%	672	1232	83%
Jet	204	208	2%	212	215	2%	456	726	59%
Essence Sans Pb	552	633	15%	577	662	15%	1232	1775	44%
Fuel oil (HTS)	84	72	-14%	82	71	-14%	121	127	5%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	422	372	-12%	322	283	-12%	289	271	-6%
GAZ NATUREL				2510	2486	-1%	2927	3109	6%
Redevance totale ⁽²⁾				587	478	-19%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1923	2008	4%	2927	3109	6,2%

(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdruhal 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 août 2026 d'une quantité de 355 millions de Cm3, en cours de régularisation.**

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) Chiffres estimés.

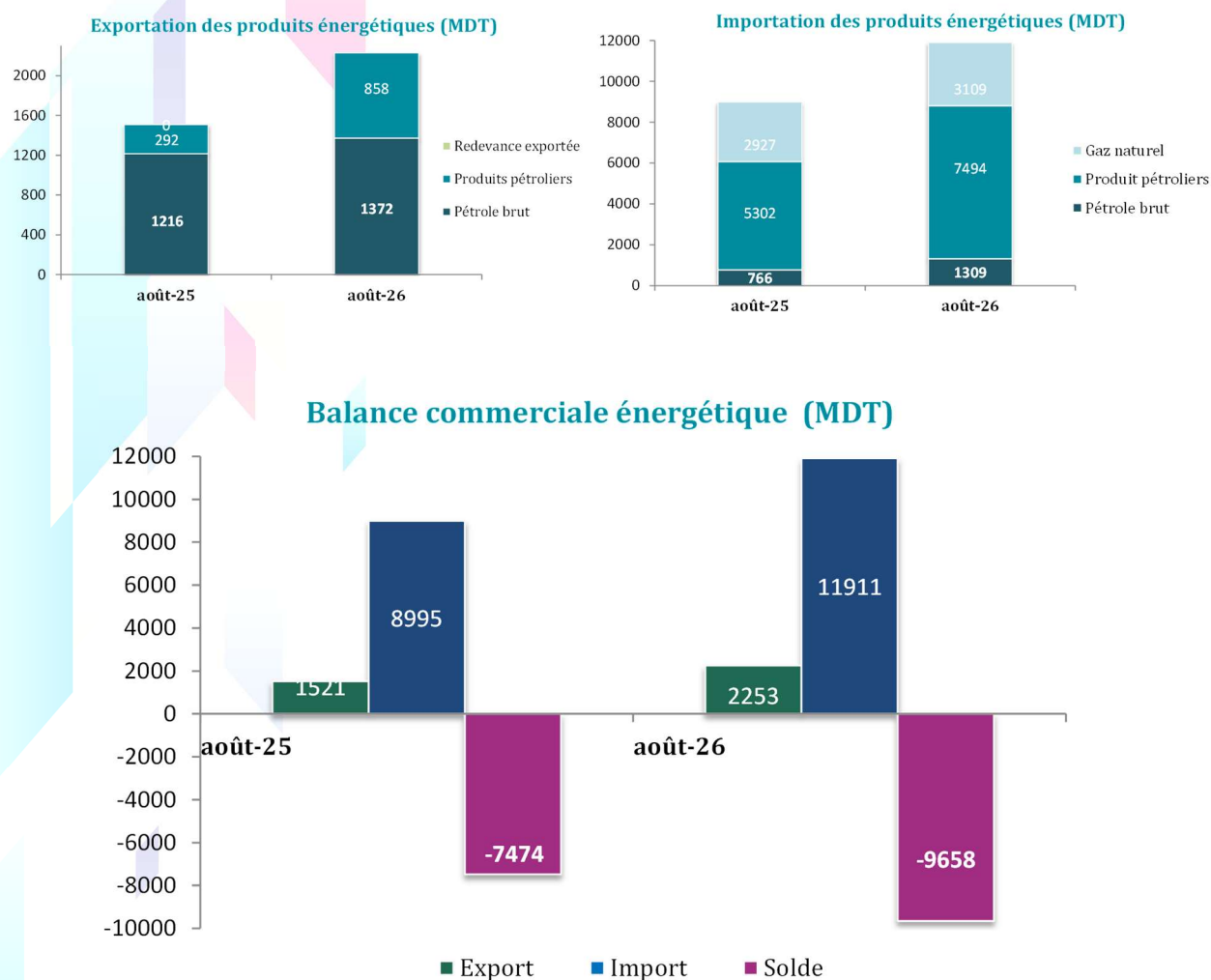
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

(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) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS.

(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.

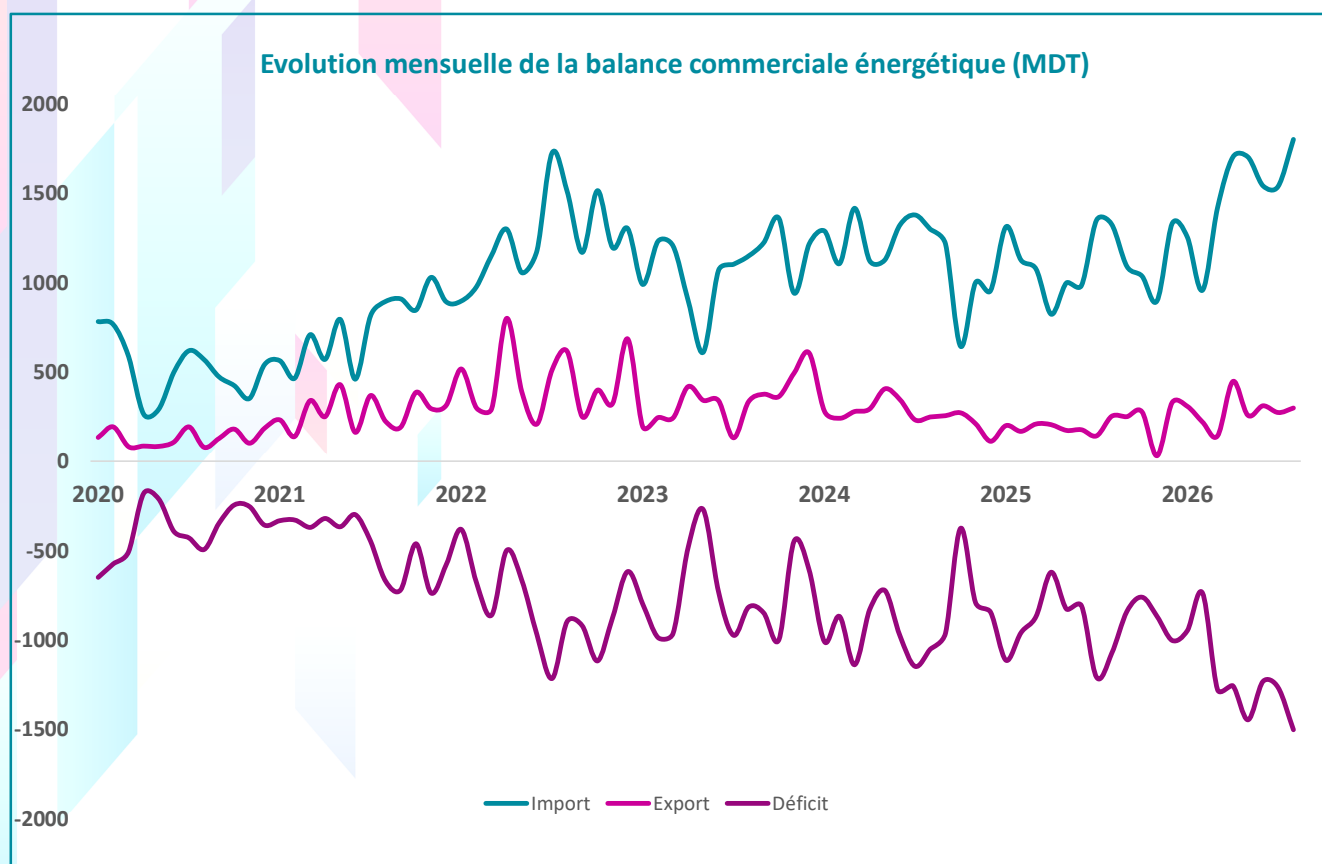
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **48%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **32%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **7474 MDT** à fin août **2025** à **9658 MDT** à fin août **2026**, soit une hausse de **29%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



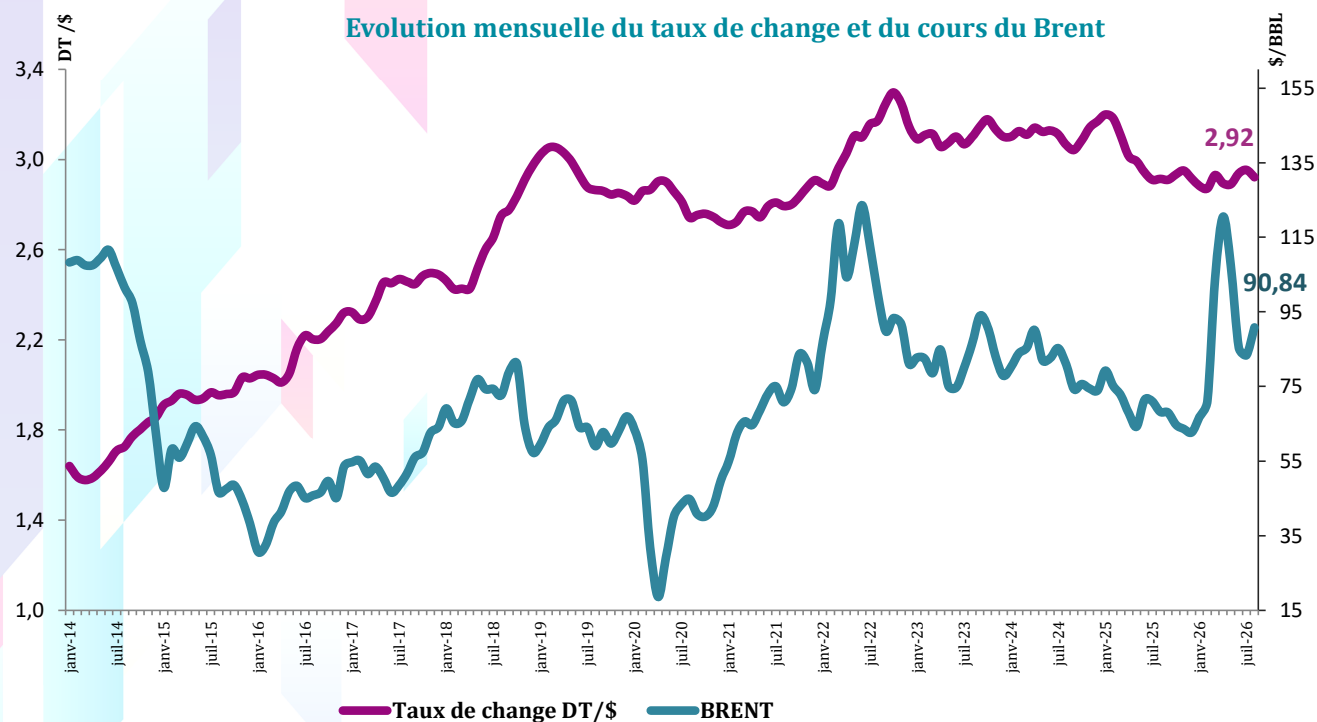
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est amélioré (+), les quantités échangées ont baissé (-) et le cours du Brent a connu une progression (-) à fin août 2026 par rapport à fin août 2025.

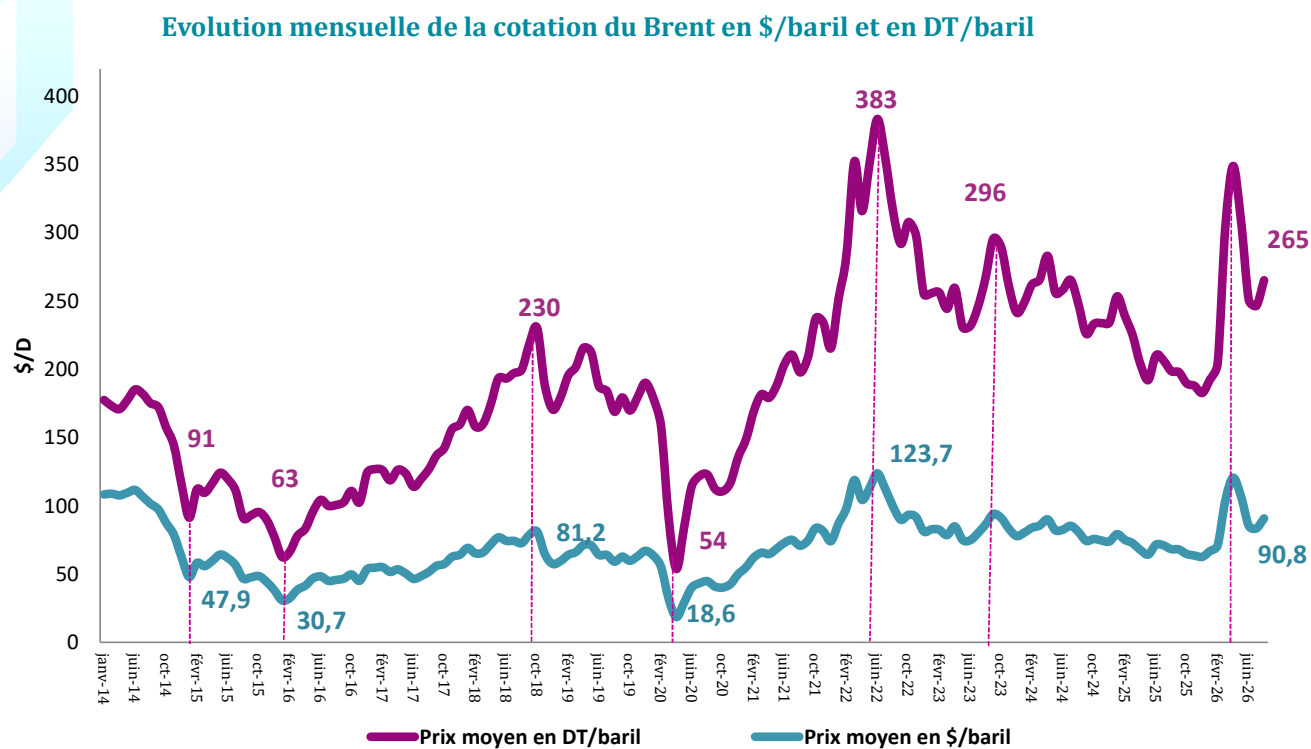
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis 2020.



En effet, au cours du mois d'août **2026**, les cours du Brent ont augmenté de **23 \$/bbl** par rapport au mois d'août **2025**, sous l'effet de l'escalade des tensions au Moyen-Orient, en particulier du conflit dans la région et des risques pesant sur le transit pétrolier à travers le détroit d'Hormuz: **68\$/bbl** en août **2025** contre **91 \$/bbl** en août **2026** et **83\$/bbl** courant le mois de juillet **2026**.



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

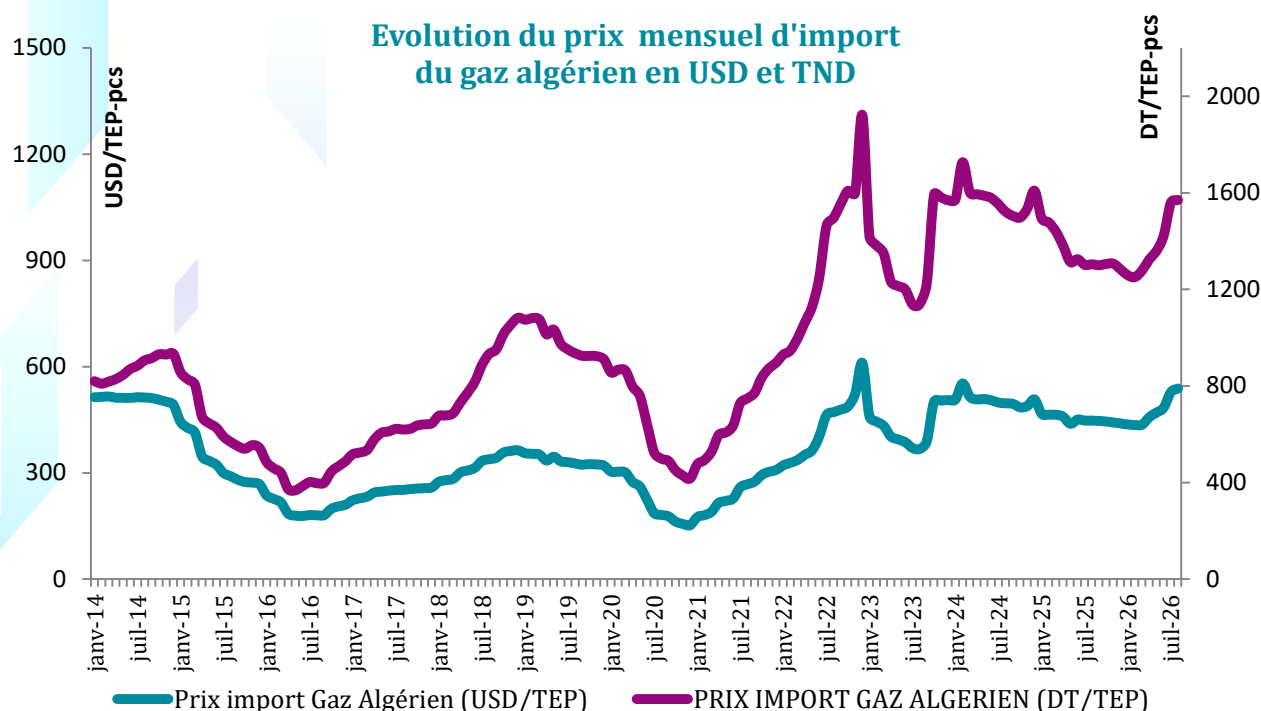


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(-) Entre fin août **2025** et fin août **2026**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une hausse de **28%** : **71\$/bbl** contre **91\$/bbl**.

(+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin août **2025** et fin août **2026** de **4%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs mois, atteignant **2,87** en février **2026**.

(++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **2%** en DT et , par contre, une hausse de **5%** en \$ entre fin août **2025** et fin août **2026**.



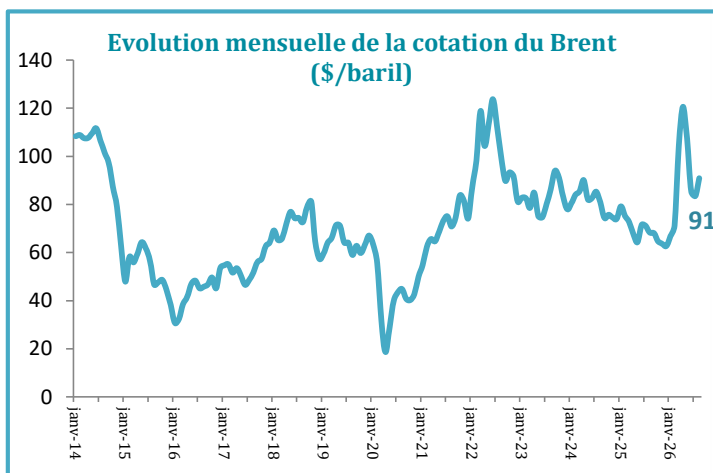
Depuis **2020**, le dinar tunisien s'est déprécié face au dollar en raison de la pandémie de COVID-19 et de la hausse des prix de l'énergie. Après avoir atteint un point bas en décembre **2020**, les prix du gaz ont connu une reprise en janvier **2021**. Une nouvelle baisse a été observée en janvier **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** jusqu'en avril **2026**, où ils ont commencé à augmenter.

- (-) Les importations des produits pétroliers à fin août **2026** ont enregistré une hausse par rapport à fin août **2025** en valeur de **41%**.
- (-) Les importations de pétrole brut ont augmenté entre fin août **2025** et fin août **2026** de **42%** en quantité et de **71%** en valeur.
- (+) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité et en valeur à fin août **2026**.

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

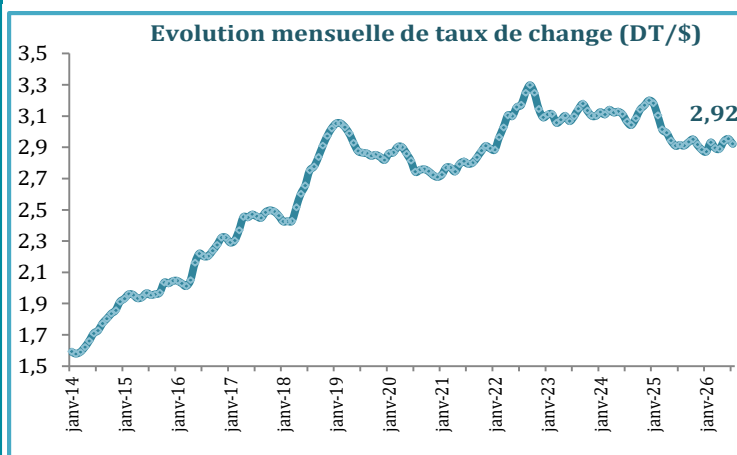
	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	79,2	66,8	-16%
Février	75,2	71,2	-5%
Mars	72,6	103,9	43%
Avril	67,8	120,5	78%
Mai	64,2	107,6	67%
Juin	71,5	85,5	20%
Juillet	71,0	83,4	17%
Août	68,2	90,8	33%
Septembre	68,02		
Octobre	64,7		
Novembre	63,7		
Décembre	62,7		
Prix annuel moyen	69,1		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	3,20	2,88	-10%
Février	3,18	2,87	-10%
Mars	3,10	2,93	-6%
Avril	3,01	2,90	-4%
Mai	2,99	2,89	-3%
Juin	2,94	2,94	0%
Juillet	2,91	2,95	2%
Août	2,91	2,92	0,2%
Septembre	2,91		
Octobre	2,93		
Novembre	2,95		
Décembre	2,92		
Taux annuel moyen	3,00		



Prix de l'énergie

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

Pétrole Brut ⁽¹⁾

A fin août 2026

DT /bbl \$/bbl

Prix de l'importation STIR (CIF)

281 97

Prix d'exportation ETAP⁽²⁾ (FOB)

261 89,7

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS

A fin août 2026

Essence SSP
Gasoil ordinaire
Gasoil S.S.
Fuel oil lourd (N°2) HTS
GPL domestique
GPL (Bouteille 13kg)

Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Millimes/litre	2162	1498	815	211	2525
Millimes/litre	2628	1464	345	176	1985
Millimes/litre	2701	1478	550	177	2205
DT/ t	1766	846	140	44	1030
Millimes/ kg	2487	264	85	328	677
DT/ Bouteille	32,33	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

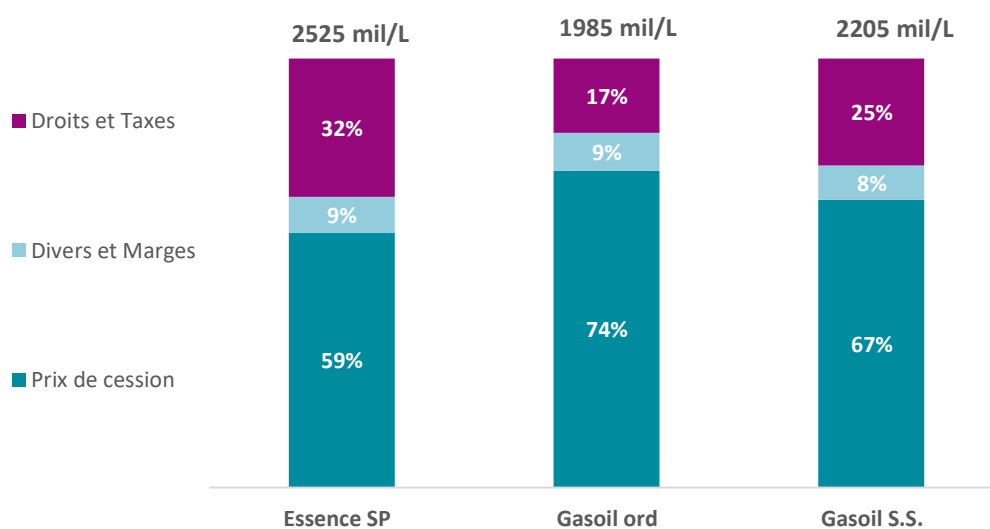
(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) +

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 2026



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 2024	Année 2025 ^(*)	A fin août 2026
Prix d'importation Gaz Algérien	1567	1347	1393

	Année 2024	Année 2025 ^(*)
Prix de vente Global (hors taxe)	647,4	645,2
Coût de revient moyen	1622,8	1497,7
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-1107,6	-852,5

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

(2) provisoire

6. Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)

	Année 2024	Année 2025 ^(*)
Prix de vente Global (hors taxe)	290,4	290,7
Coût de revient moyen	480,9	456,3
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-190,5	-165,6

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

(*) 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 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 2025	A fin août		Var (%)
		2025	2026	
El borma	166	110	108	-1%
Ashtart	92	74	54	-27%
Hasdrubal	64	44	38	-15%
Adam	89	61	59	-4%
M.L.D	46	32	24	-25%
El Hajeb/Guebiba	77	52	44	-14%
Cherouq	41	29	25	-16%
Miskar	40	28	27	-3%
Cercina	70	46	50	7%
Barka	3	3	0	-100%
Franig/Bag/Tarfa	25	20	12	-41%
Ouedzar	37	25	24	-1,4%
Gherib	44	31	17	-46%
Nawara	46	29	26	-10%
Halk el Manzel	45	31	20	-35%
Sidi marzoug	123	77	166	117%
Autres	182	132	104	-22%
TOTAL pétrole (kt)	1 191	824	797	-3%
TOTAL pétrole (ktep)	1 219	843	817	-3%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 209	836	807	-3%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 238	856	828	-3%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	119	79	69	-12%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	130	87	76	-12%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 327	915	876	-4%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 369	943	904	-4%

***La production du mois d'août 2026 est provisoire.**

La production nationale de pétrole brut s'est située à **797 kt** à fin août **2026** enregistrant ainsi une baisse de **3%** par rapport à fin août **2025**. Cette baisse a touché la plupart des champs à savoir

à savoir Ashtart (-27%), Ezzaouia(-100%), Gherib (-46%), Franig/Bag/Tarfa (-41%), M.L.D (-25%) , Hasdrubal (-15%) et El Hajeb/Guebiba (-14%).

D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Sidi marzoug (+117%), Cercina (+7%), Jbel Grouz (+25%) , Chergui (+40%) et Gremda/El Ain (+1%).

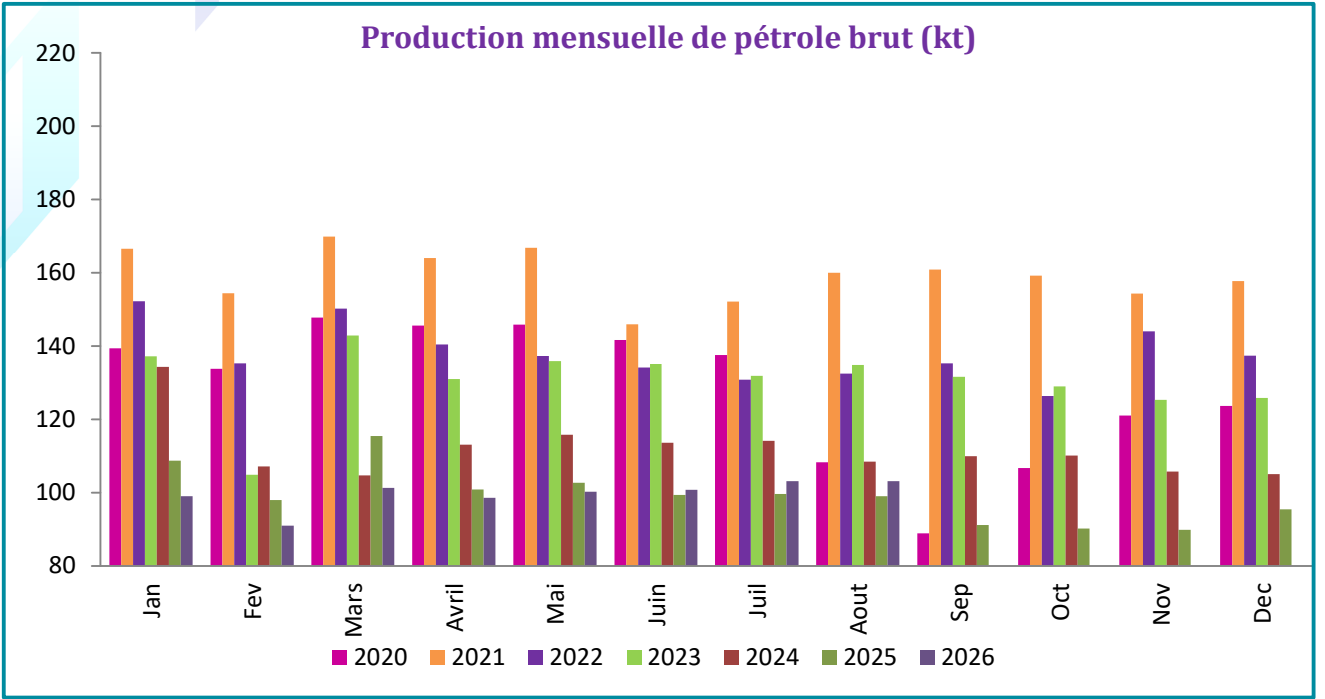
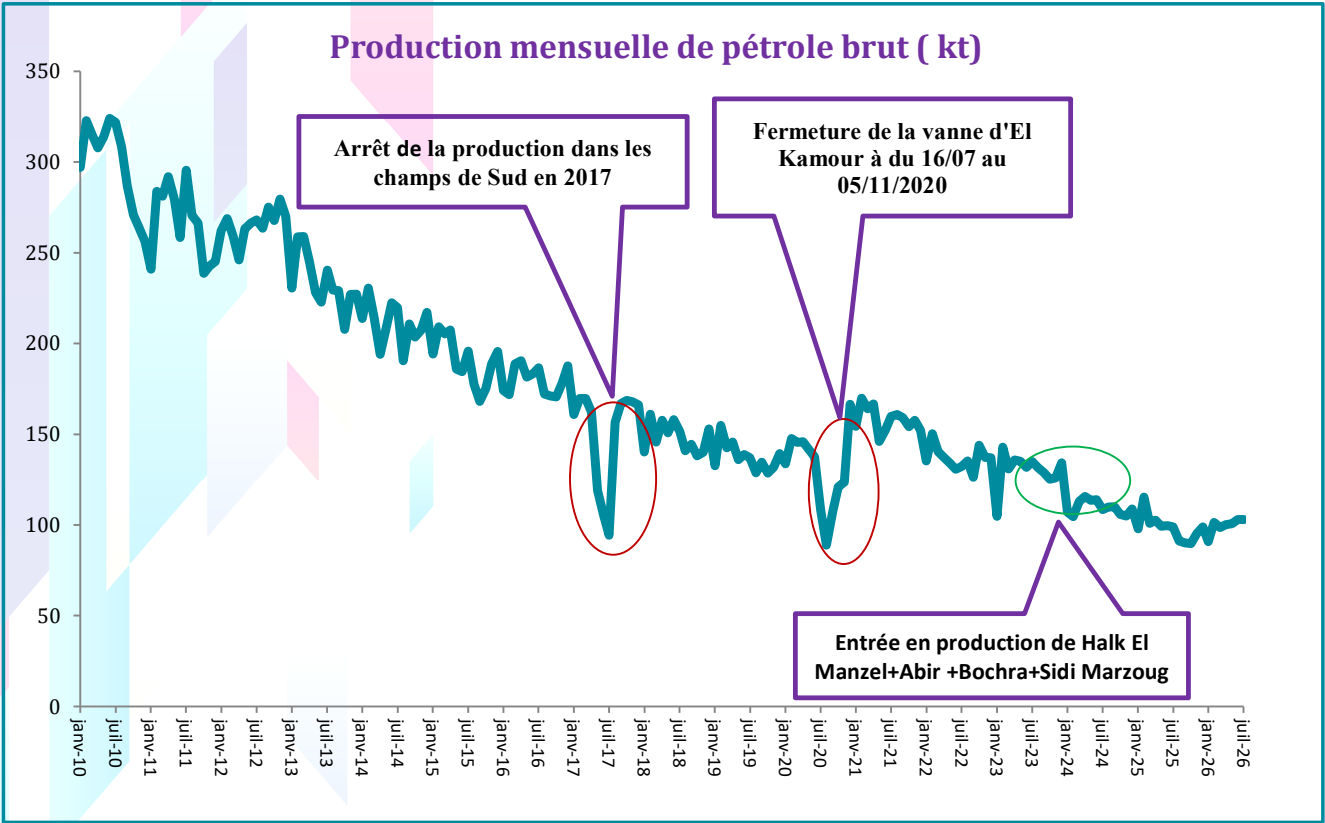
Il convient de noter :

- **Concessions Cherouq, Durra, Anaguid Est, Jinane, Benefsej Sud** : Arrêt de la production depuis le **23 septembre 2025** pour des travaux de maintenance. La production a repris en **2026**.
- Les concessions **Jinane, Benefsej sud, Shalbia, Robbana, El bibane, Ezzaouia, Mazrane, Beni khaled, Rhemoura, Maamoura, Baraka, Abir** et **Bochra** sont en arrêt de production jusqu'à le mois de mai **2026**.

- ✓ Redémarrage de la production à partir de la concession **Shalbia** en date du **10 juin 2026**
- ✓ Redémarrage de la production à partir de la concession **mazrane** en date du **27 juillet 2026**
- ✓ Redémarrage de la production à partir de la concession **Ezzaouia** en date du **5 août 2026**

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **26.2**mille barils/j à fin août **2025** à **25.7** mille barils/j à fin août **2026**.

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 2025	A fin août				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	1 926	1 702	1 357	1 241	-9%	-3%
Production nationale	1 133	1 488	770	763	-1%	-6%
<i>Miskar</i>	294	466	206	204	-1%	-7%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	184	216	123	131	6%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	111	154	71	78	9%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	144	495	98	86	-12%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	8	71	8	0	-100%	-100%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	123	85	81	113	39%	3%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	35	0	30	12	-61%	-
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	234	0	152	140	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	793	214	587	478	-19%	8%
Achats	2 824	1 473	1 923	2 008	4%	3%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 140	1 891	1 507	1 379	-9%	-3%
Production nationale	1259	1653	855	848	-1%	-6%
<i>Miskar</i>	327	518	229	226	-1%	-7%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	204	240	137	145	6%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	124	171	79	86	9%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	160	550	108	96	-12%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	9	79	9	0	-100%	-100%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	137	95	90	125	39%	3%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	39	0	33	13	-61%	-
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	260	0	169	156	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	881	238	652	531	-19%	8%
Achats	3 137	1 637	2 137	2 231	4%	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

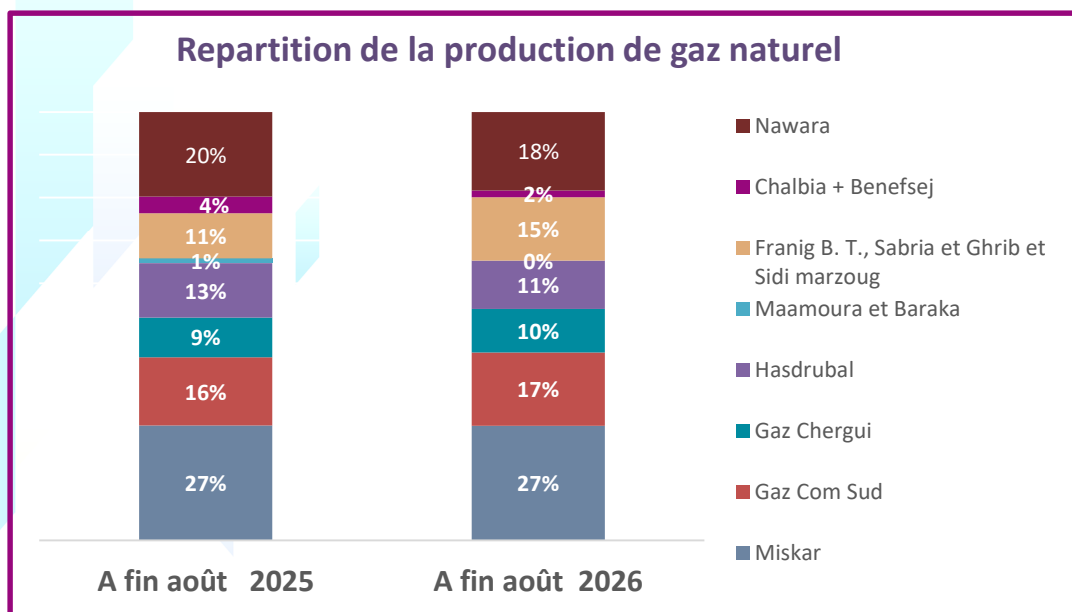
(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin août 2026 d'une quantité de 355 millions de Cm³, en cours de regularisation.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1241** ktep-pci, à fin août **2026**, enregistrant ainsi une baisse de **9%** par rapport à la même période de l'année

précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a enregistré une légère baisse de 1%.

Le graphique suivant présente la structure de la production mensuelle du gaz entre fin août 2025 et fin août 2026.



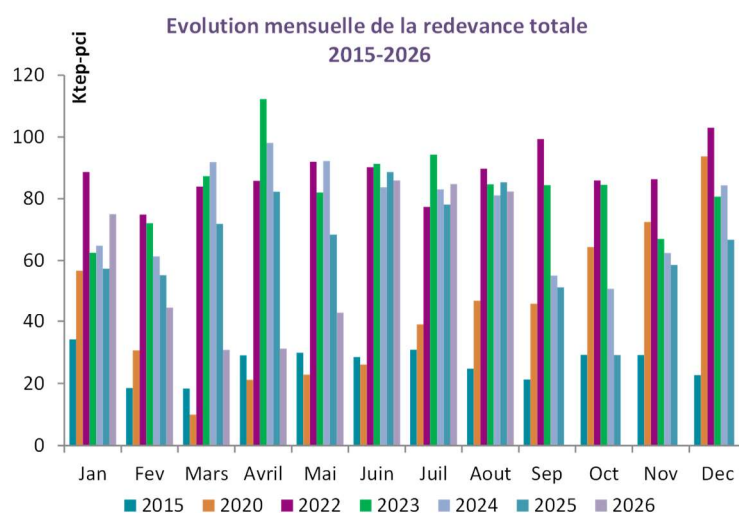
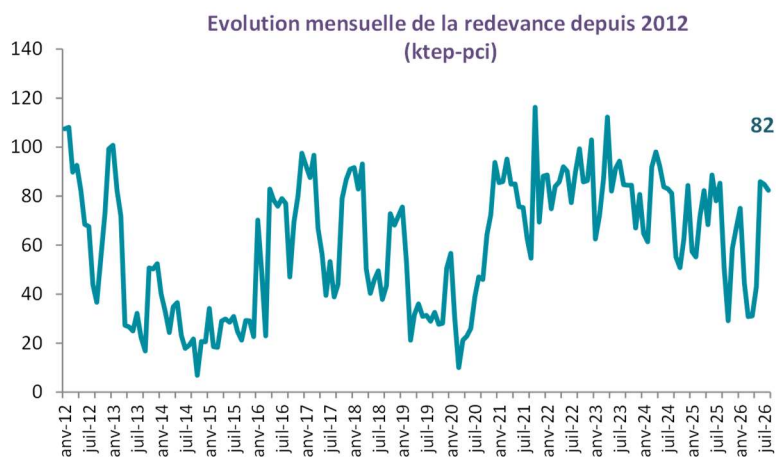
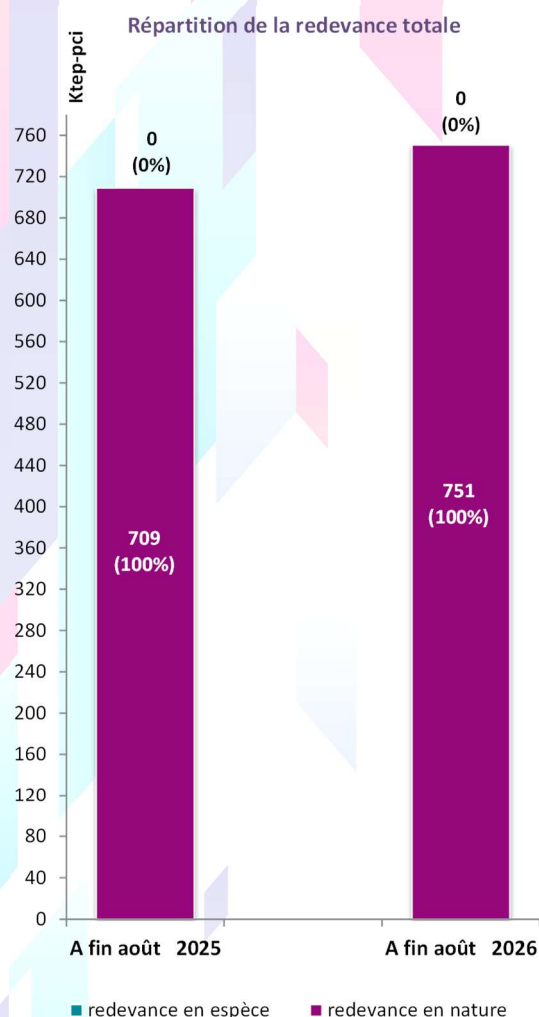
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **8%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **6%**.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **9%**.

Baisse du forfait fiscal sur le transit de gaz d'origine algérienne de **19%** à fin août **2026** par rapport à fin août **2025** en se situant à **478** 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 août **2026**.

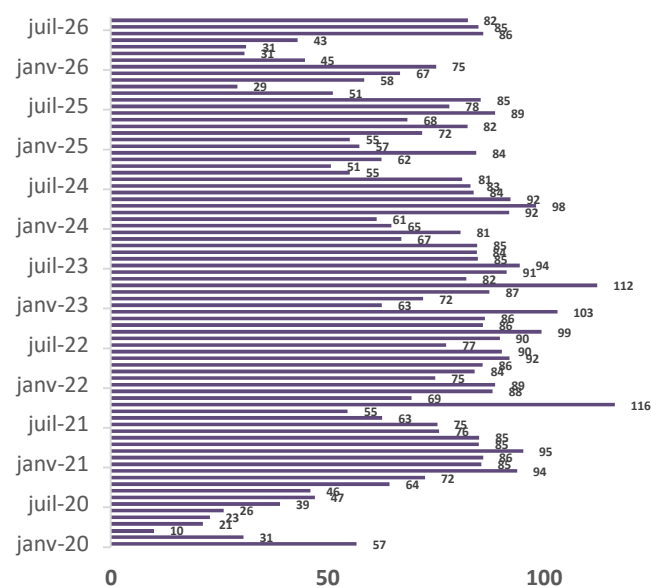
A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin août **2026** d'une quantité de **355** millions de Cm³, en cours de régularisation.

Production des hydrocarbures



Le forfait fiscal lié au transit du gaz algérien a fortement diminué au cours du premier semestre **2020**, atteignant son niveau le plus bas en milieu d'année, dans un contexte marqué par la pandémie de COVID-19 et le recul de la demande de gaz en Europe, notamment en Italie. Une reprise progressive a été observée à partir du second semestre **2020**, avec une nette amélioration en **2021**. Le forfait fiscal a ensuite atteint des niveaux élevés en **2022** et **2023**, culminant à environ **112** ktep-pci en début de **2023**. Depuis **2024**, une tendance globalement baissière est observée, avec un recul progressif du forfait fiscal jusqu'en **2026**.

**Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci)
Année 2020-2026**

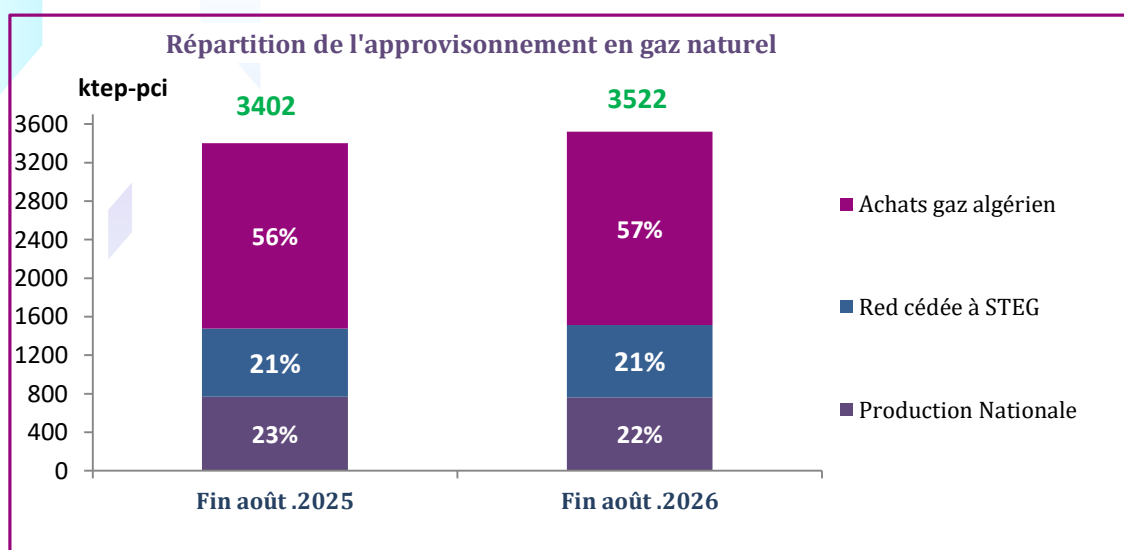


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **4%** entre fin août **2025** et fin août **2026**, pour se situer à **2008 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse **4%** entre fin août **2025** et fin août **2026** pour se situer à **3522 ktep-Pci**. 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 **23 %** à **22%**.
2. Quasi-stabilité de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG autour de **21%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **56 %** à **57%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin août			Remarques
	2025	2026	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	8	16	95%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	6	10	62%	
Gasoil ordinaire	186	279	50%	
Fuel oil BTS	123	293	138%	
Virgin Naphta	113	198	76%	
White Spirit	6	7	32%	
Total production STIR	442	803	82%	
Taux couverture STIR (1)	14%	24%	69%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	7%	9%	41%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	114	239	110%	Arrêt technique de 07/04 au 08/04 et de 26/04 au 28/04 2026.
Jours de fonctionnement du Platforming	0	0	-	Arrêt de l'unité de la Platforming depuis janvier 2024

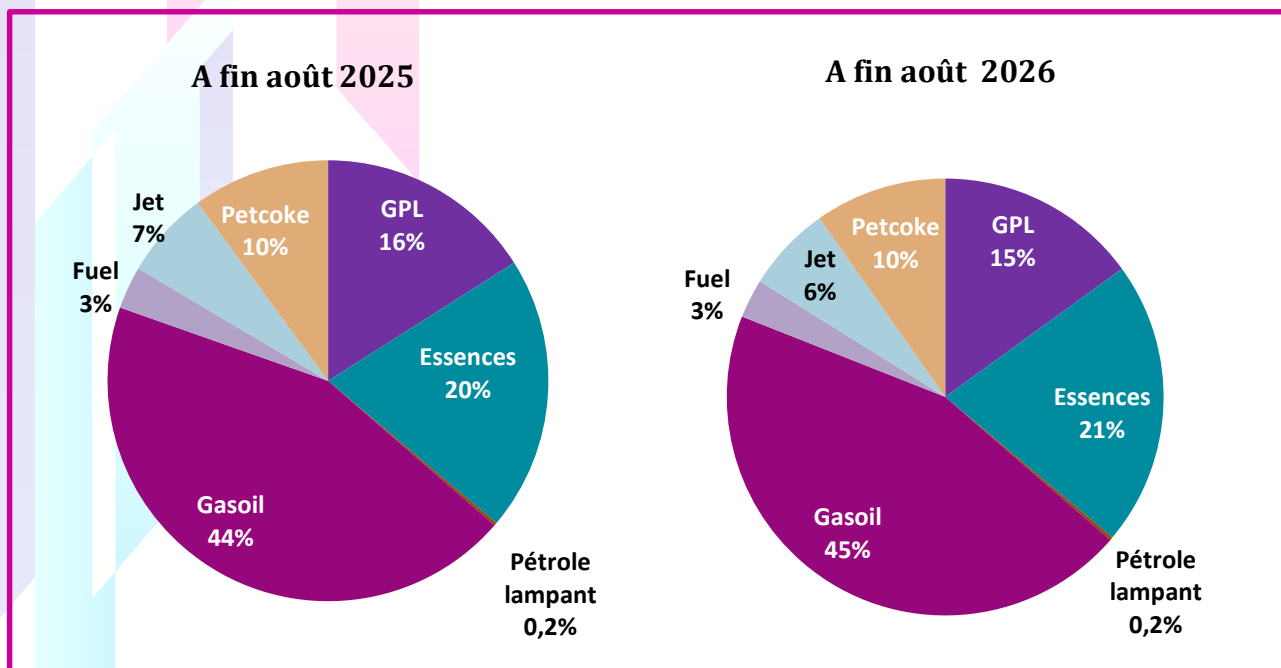
La STIR est à l'arrêt de janvier à avril 2025 pour des opérations de maintenance. Depuis mai 2025, l'unité de Topping a repris sa production.

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2025	A fin août				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	753	398	497	501	1%	2%
Essences	942	430	625	704	13%	5%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	930	430	617	693	12%	4%
<i>Essence premium</i>	13	0	9	11	25%	-
Pétrole lampant	10	35	6	8	22%	-13%
Gasoil	2 090	1343	1366	1490	9%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 555	1158	1019	1100	8%	0%
<i>Gasoil SS</i>	527	185	342	384	12%	7%
<i>Gasoil premium</i>	8	0	5	6	14%	-
Fuel	143	203	97	96	-0,4%	-7%
<i>STEG & STIR</i>	23	38	12	21	84%	-5%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	120	165	85	75	-12%	-7%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	293	155	200	212	6%	3%
Coke de pétrole	470	423	312	326	4%	-2%
Total	4702	2987	3103	3337	8%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4679	2949	3092	3316	7%	1%

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre fin août **2025** et fin août **2026**, une hausse de **8%**, pour atteindre **3337** ktep. Cette évolution résulte notamment d'une augmentation de la consommation des essences (**+13%**), des gasoils (**+9 %**), de coke de pétrole (**+4 %**) et de jet (**+6%**).

La structure de la consommation des produits pétroliers a connu une évolution limitée entre fin août **2025** et fin août **2026**. La part du GPL a légèrement diminué, passant de **16 %** à **15 %**, tandis que celle des essences a augmenté de **20 %** à **21 %**. La part du gasoil, principal produit consommé, a progressé de **44 %** à **45 %**. Les parts du pétrole lampant, du fuel, et du petcoke sont restées globalement stables.

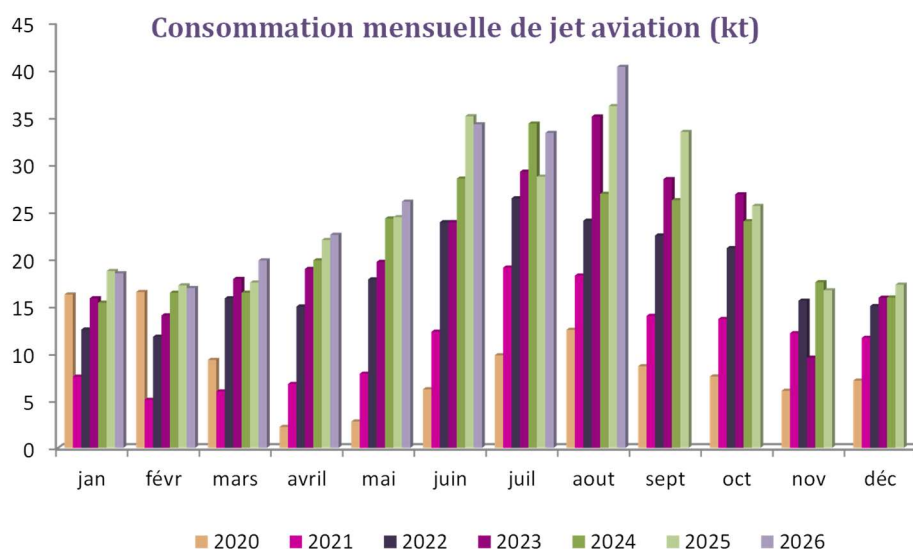


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin août **2025** et fin août **2026**, une hausse de **10%**. Elle représente **66%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin août **2025** et fin août **2026** une légère hausse de **1%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de **4%** entre fin août **2025** et fin août **2026** (données partiellement estimées), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse de **6%** à fin août **2026** par rapport à la même période de l'année précédente.

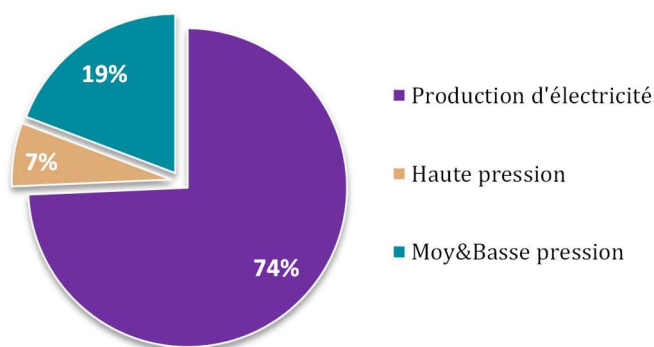


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2025	A fin août				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité: ktep-pci						
DEMANDE	4 842	3 121	3 380	3 508	4%	1%
Production d'électricité	3 542	2 267	2 479	2 607	5%	1%
Hors prod élec	1 300	855	901	901	0,04%	0,5%
Haute pression	339	189	229	226	-1%	2%
Moy&Basse pression	961	666	672	675	1%	0,1%
Unité: ktep-pcs						
DEMANDE	5 380	3 468	3 756	3 898	4%	1%
Production d'électricité	3 935	2 518	2 755	2 897	5%	1%
Hors prod élec	1 445	950	1 001	1 001	0,04%	0,5%
Haute pression	377	210	255	251	-1%	2%
Moy&Basse pression	1 068	740	746	750	1%	0,1%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **4%** entre fin août **2025** et fin août **2026** pour se situer à **3508** ktep-pci. La demande destinée à la production d'électricité a enregistré une hausse de **5%** et la demande destinée à la consommation finale a enregistré une quasi satabilité. Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**74%** de la demande totale à fin août **2026**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ **91%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin août 2026



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une quasi stabilité pour se situer à **901** ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une légère hausse de **1%** et celle des clients haute pression a enregistré une baisse de **1%**.

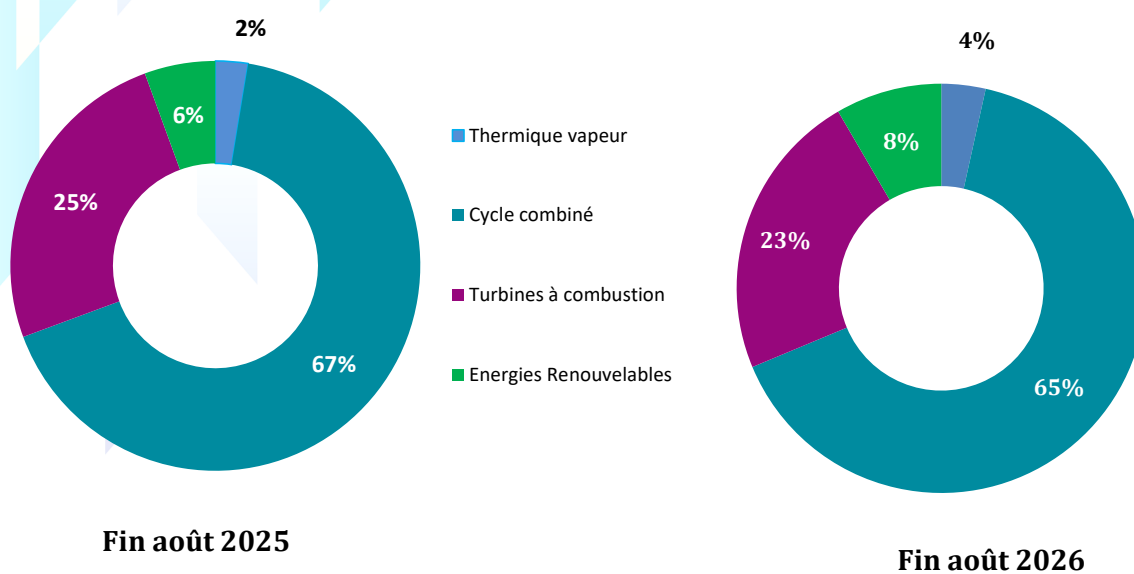
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une quasi-stabilité entre fin août 2025 et fin août 2026 pour se situer à **211 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **6%** entre fin août 2025 et fin août 2026.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **67%** à **65%** entre fin août 2025 et fin août 2026.

Répartition de la production national électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2025	Août		A fin août	
		2025	2026	2025	2026
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	3	1	0	1	1
Nb total des permis	12	14	11	14	11
Nb de forages explo.	0	1	0	1	2
Nb forages développ.	4	0	0	2	3
Nb de découvertes	0	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin août **2026**, est de **11** dont **10** 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*).

Il convient de noter :

- Fin de validité de permis de de recherche « **Jenein sud** » le **19 avril 2026**.

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 totalement dans **3** concessions (*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 2026

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin août **2026**.

Forage d'exploration à fin août 2026

Forage de deux (2) puits d'exploration à fin août 2026 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	LMG-3	Nefzaoua	18/05/2026	Profondeur actuelle : 2305 m. Forage en cours
02	Bouhrara-1 (Re-entry)	Bouhrara	20/06/2026	Profondeur actuelle : 2964 m. Forage en cours

Développement

- Forage de trois (3) puits de développement à fin août 2026.

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	SMG-NW1	Sidi Marzoug	01/02/2026	Requalification du puits en puits de développement en date du 29 mai 2026. Profondeur actuelle : 3727 m. Test de puits.
02	SAB-W1 ST	Sabria	05/06/2026	Profondeur actuelle : 3985 m. Test de puits.
03	NOUR-3 DIR A	Adam	25/06/2026	Profondeur actuelle : 3612 m. Forage en cours

Poursuite de forage d'un (1) puits de développement entamé en 2025 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	PDG-5	Djbel Grouz	26/11/2025	Profondeur actuelle : 2722 m. Forage achevé.



Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

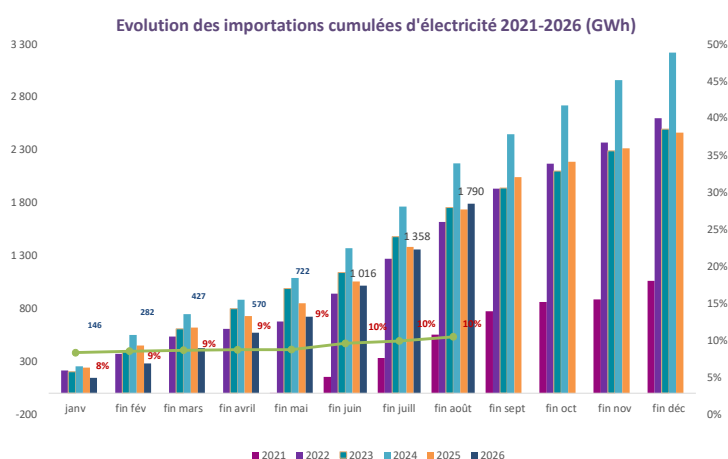
1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2025	A fin août				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19510	10 211	13 298	13987	5%	3%
FUEL + GASOIL	18	874	17	58	242%	-22%
GAZ NATUREL	19183	8961	13056	13808	6%	4%
HYDRAULIQUE	13	53	9	11	16%	-14%
EOLIENNE	259	324	191	85	-55%	-11%
SOLAIRE	37	0	26	25	-2%	-
IPP Solaire ⁽³⁾	81	0	46	424	818%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	721	0	501	724	44%	-
ACHAT TIERS	221	55	149	149	0%	9%
PRODUCTION NATIONALE	20533	12 419	13 995	15 284	9%	2%
Echanges	26,5	-23	42	32	-24%	-203%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2461	0	1736	1790	3%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,0	27	0	0	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21810	12419	15773	17106	8%	3%

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

La production nationale d'électricité a enregistré, à fin août 2026, une hausse de 9% pour se situer à 15284 GWh (y compris autoproduction renouvelable) contre 13995 GWh à fin août 2025. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 8%.

Ainsi les achats d'électricité principalement de l'Algérie ont couvert 10% des besoins du marché local à fin août 2026.



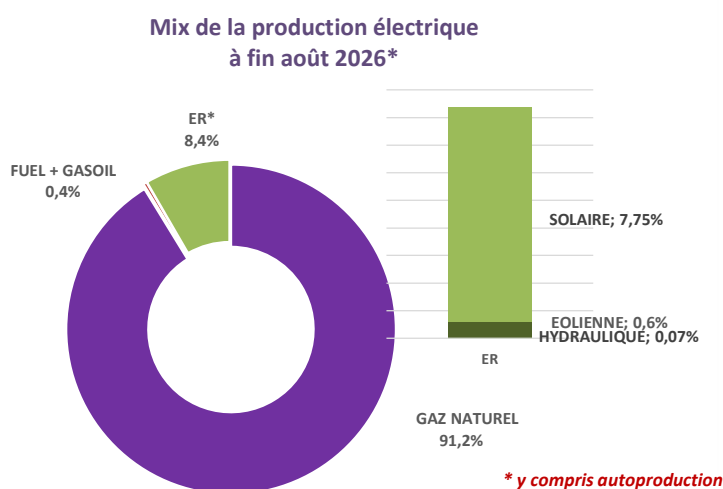
A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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

À partir de décembre 2025, la production des stations solaires dans le cadre du régime des concessions est comptabilisée dans la production des IPP solaires.

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **92%** de la production nationale à fin août **2026**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **8.4%**.

Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin août **2026**.

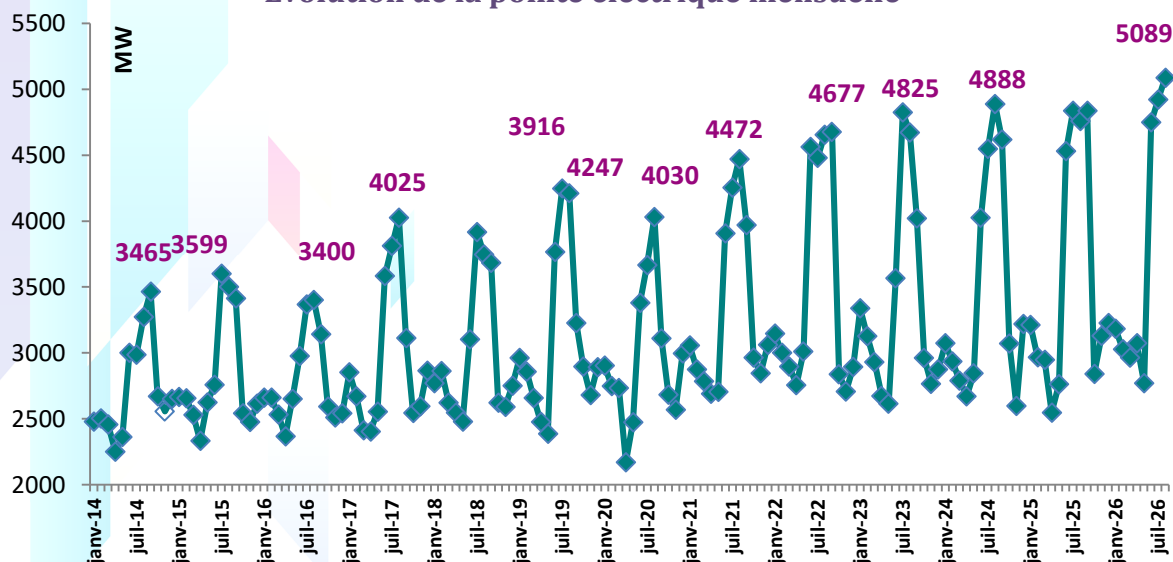


Par ailleurs, environ **528 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin août **2026** dans le secteur résidentiel et **140 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

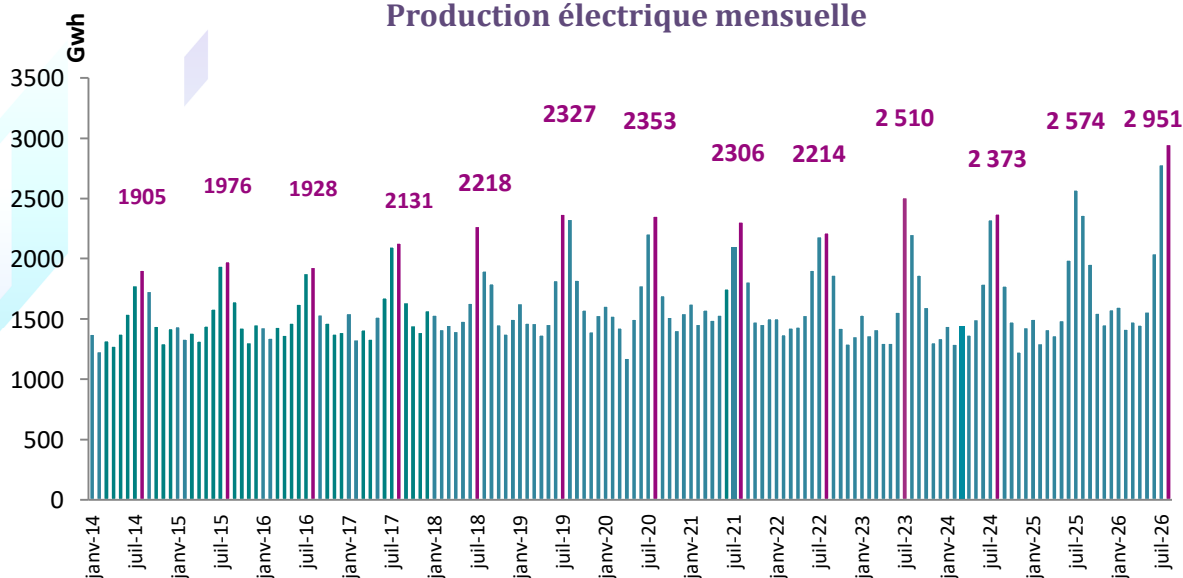
La pointe de la demande d'électricité a enregistré une hausse de **5.2 %**, atteignant **5 089 MW** à fin août **2026**, contre **4 837 MW** à fin août **2025**, établissant ainsi un nouveau record national.

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 2025	A fin août				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1351	943	878	846	-4%	-1%
Moyenne tension	7107	4383	4671	4753	2%	1%
Basse tension	9068	4525	5426	5437	0,2%	2%
TOTAL VENTES **	17526	9 851	10 974	11 037	1%	1%

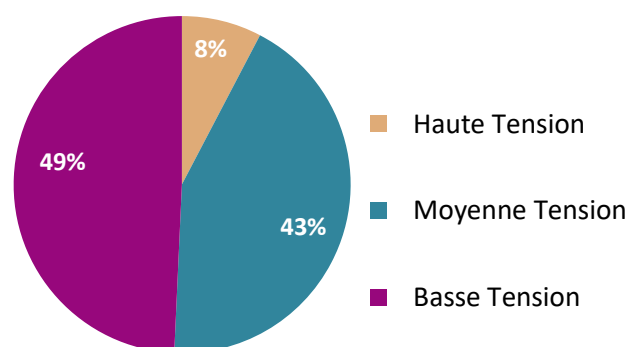
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une légère hausse de **1%** entre fin août **2025** et fin août **2026**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de **4%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré hausse de **2%**. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

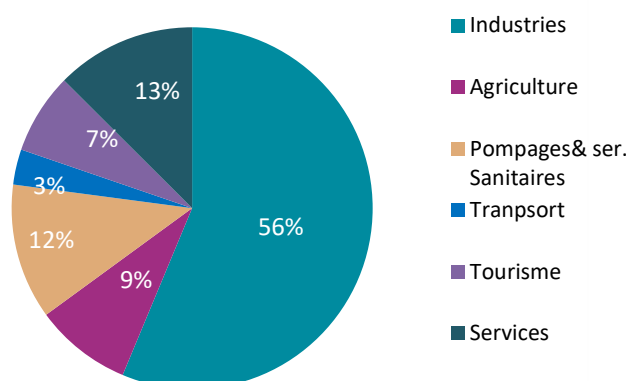
Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **56%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin août **2026**.

Plusieurs secteurs ont enregistré une baisse des ventes, notamment l'industrie chimique et pétrolière (**-5%**) ainsi que l'industrie extractives (**-4%**). En revanche, d'autres secteurs ont connu une hausse des ventes, principalement le tourisme (**+6%**) et le pompage agricole (**+5%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin août 2026



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin août 2026



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 : - Mise en service en décembre 2025. Projet de Sidi Bouzid de 50 MW Mise en service en avril 2026. Projet de Tozeur 50 MW : Mise en service en avril 2026 Projets de Gafsa 100 MW : - Validation de l'accord de projet par l'ARP et le CNRR.
		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) - Validation de l'accord de projet par l'ARP et le CNRR. - Mise en service prévu en 2027.
			2^{ème} Round : Attribution de deux projets d'une puissance de 100 MW chacun en janvier 2026 : - Un (1) à Menzel Habib – Gabes - Un (1) à Ramada - Tataouine
		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. Validation de l'accord de projet par l'ARP et le CNRR.

	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 16 projets : 04 projets de 10 MW chacun. 12 Projets de 1MW chacun.
		5 ^{ème} appel à projets (octobre 2024-juin 2025)	Octroi de 186 accords de principe d'une puissance totale de 288MW (116 projets catégorie 1MW + 66 projets catégorie 2MW + 04 projets catégorie 10MW). Etat d'avancement : Mise en service de 05 projets : 04 projets de 2 MW chacun. 01 projet de 1 MW.
		6 ^{ème} appel à projets (Avril 2026-Juin 2026)	Lancement de l'appel à projets pour la production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque le 15 avril 2026. 309 demandes ont été accordées (capacité totale de 455MW) : 187 projets de 1MW 119 projets de 2MW 3 projets de 10MW
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	Environ 528 MW installés
		MT/HT	Mise en service des projets d'une puissance totale de 140 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)	Préparation des sites de Djebel Abderrahmen à Nabeul de 200MW, Djebel Tbagha à Kébili de 100MW à 600MW, El Guetar à Gafsa d'une puissance de 200MW et à Fériana (Kassserine) d'une puissance de 100MW pour le lancement de la campagne de mesure de vent.
		Appel d'offres AO-02-2022 de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	1^{er} round : Attribution d'un (1) projet d'une puissance de 75 MW à El fahs en janvier 2026.

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