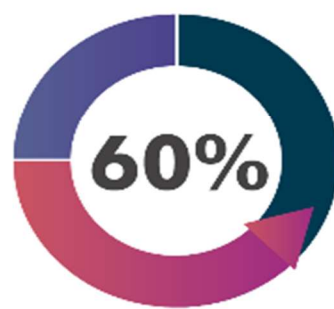


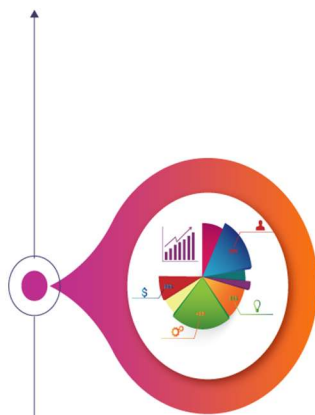
REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Juillet 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



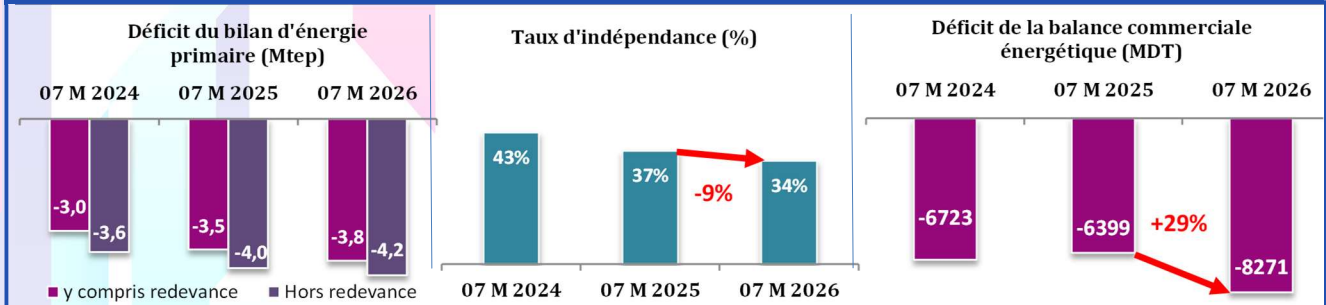
Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

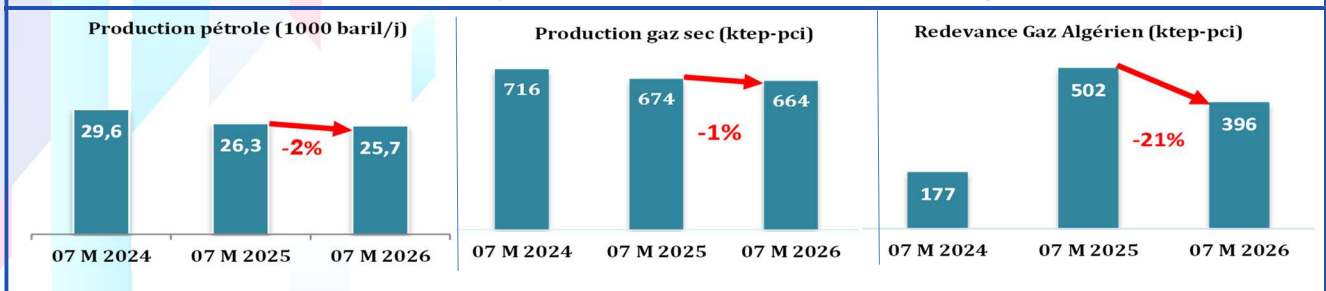
Date de la publication : 14 septembre 2026

Faits marquants du mois de juillet 2026

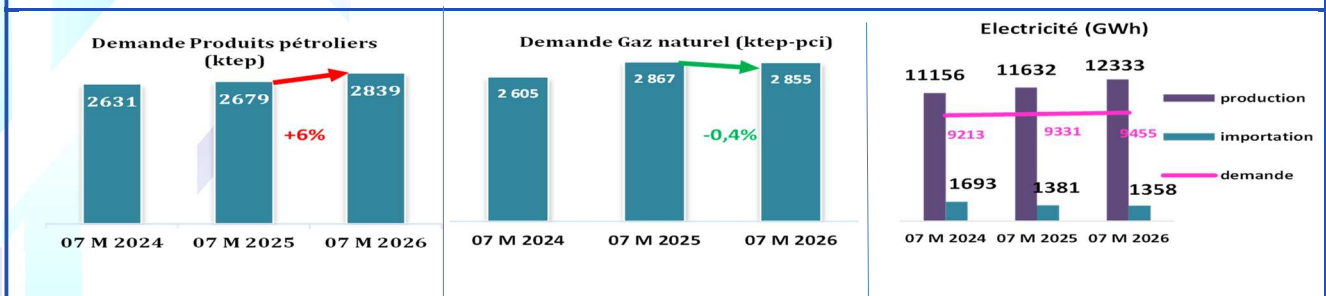
Bilan d'énergie et échanges commerciaux



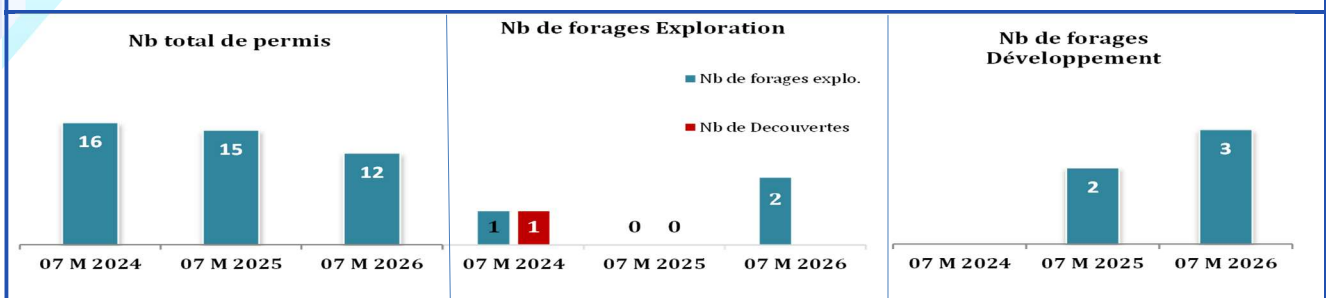
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



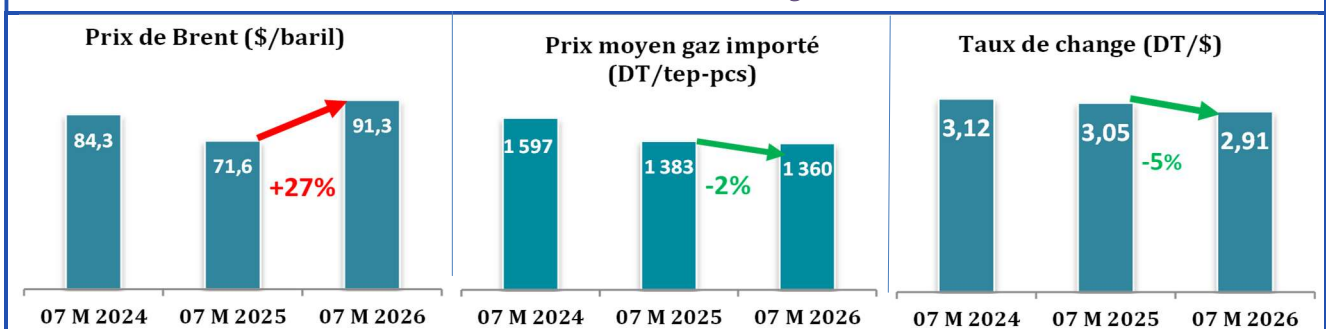
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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	A fin juillet				Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)			
RESSOURCES	3389	3093	2060	1940	-6%	-4%	
Pétrole ^{(1)(*)}	1237	1455	752	722	-4%	-6%	
GPL primaire ^{(2)(*)}	130	137	75	66	-12%	-6%	
Gaz naturel	1926	1472	1175	1060	-10%	-3%	
<i>Production</i>	1133	1282	674	664	-1%	-6%	
<i>Redevance</i>	793	189	502	396	-21%	7%	
Elec primaire	96	30	57	92	61%	11%	
DEMANDE	9639	5337	5603	5787	3%	1%	
Produits pétroliers ^(*)	4702	2806	2679	2839	6%	0,1%	
Gaz naturel	4842	2501	2867	2855	-0,4%	1%	
Elec primaire	96	30	57	92	61%	11%	

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-6250	-2244	-3543	-3847
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-7043	-2433	-4045	-4243

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 /ierfa 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 de juillet 2026*

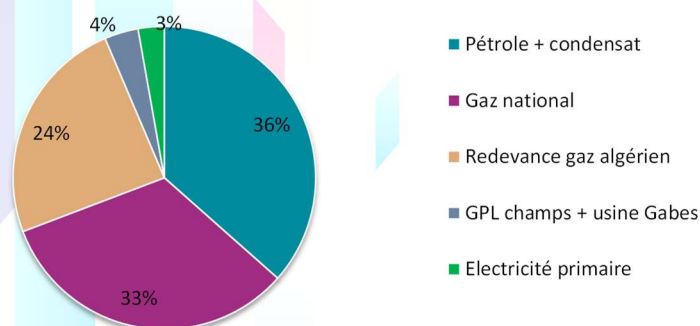
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.9 Mtep** à fin juillet **2026**, enregistrant ainsi une baisse de **6%** par rapport à la même période de l'année précédente. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du GPL.

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.

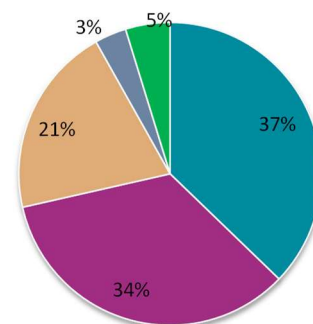
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **5%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **21%** à fin juillet **2026** par rapport à fin juillet **2025**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin juillet 2025



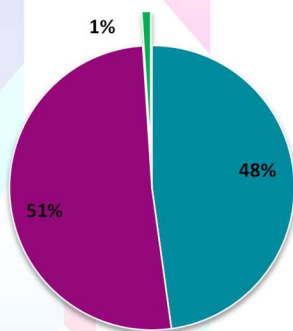
Répartition des ressources en énergie primaire à fin juillet 2026



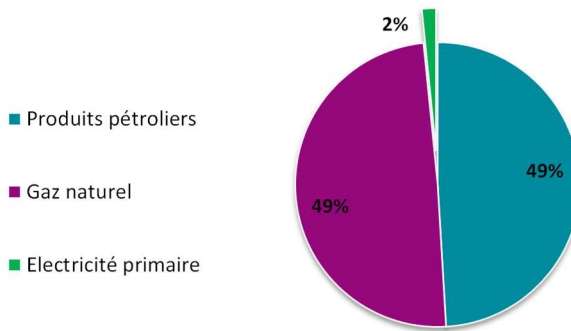
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin juillet **2026** et fin juillet **2025** une hausse de **3%** : La demande de gaz naturel a enregistré une quasi-stabilité entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026**, tandis que celle des produits pétroliers a augmenté de **6%** durant la même période. Par ailleurs, la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables a progressé de **61%**.

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 légère hausse, passant de **48 %** à **49%** entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026**. En revanche, la part du gaz naturel a diminué, de **51 %** à fin juillet **2025** à **49 %** à fin juillet **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 juillet 2025



Répartition de la demande en énergie
à fin juillet 2026



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juillet **2026, un déficit de 3.8 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **9%** par rapport à fin juillet **2025**. Le **taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation, s'est situé à **34%** à fin juillet **2026** contre **37%** à fin juillet **2025**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **27%** à fin juillet **2026** contre **28%** à fin juillet **2025**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juillet			A fin juillet			A fin juillet		
	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)
EXPORTATIONS							1270	1840	45%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-		-		1030	1059	3%
ETAP	475	453	-5%	486	466	-4%	778	931	20%
PARTENAIRES ⁽⁷⁾		-			-		252	128	-49%
GPL Champs	9,4	11,8	26%	10,4	13,1	26%	13	18	34%
ETAP	9,4	11,8	26%	10,4	13,1	26%	13	18	34%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾		-			-				-
PRODUITS PETROLIERS	150	400	167%	152	404	166%	227	764	236%
Fuel oil (BTS)	79	232	193%	77	227	193%	113	416	269%
Virgin naphta	71	169	138%	75	178	138%	114	348	204%
Pétrole	0	0	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				0	0	-	0	0	-
IMPORTATIONS				4885	5165	6%	7669	10111	32%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	312	552	77%	320	567	77%	542	1164	115%
PRODUITS PETROLIERS	2448	2507	2%	2455	2511	2%	4657	6391	37%
GPL	343	358	4%	380	396	4%	670	910	36%
Gasoil ordinaire	794	675	-15%	816	693	-15%	1680	2041	21%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	265	328	24%	272	337	24%	558	1008	81%
Jet	153	164	7%	158	170	7%	344	559	62%
Essence Sans Pb	464	546	18%	485	571	18%	1042	1493	43%
Fuel oil (HTS)	84	57	-32%	82	56	-32%	121	103	-15%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	344	380	10%	262	289	10%	242	277	14%
GAZ NATUREL				2110	2087	-1%	2471	2556	3%
Redevance totale ⁽²⁾				502	396	-21%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1608	1691	5%	2471	2556	3,4%

(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 prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin juillet 2026 d'une quantité de 169 millions de Cm3 , en cours de regularisation.**

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) Chiffres estimés.

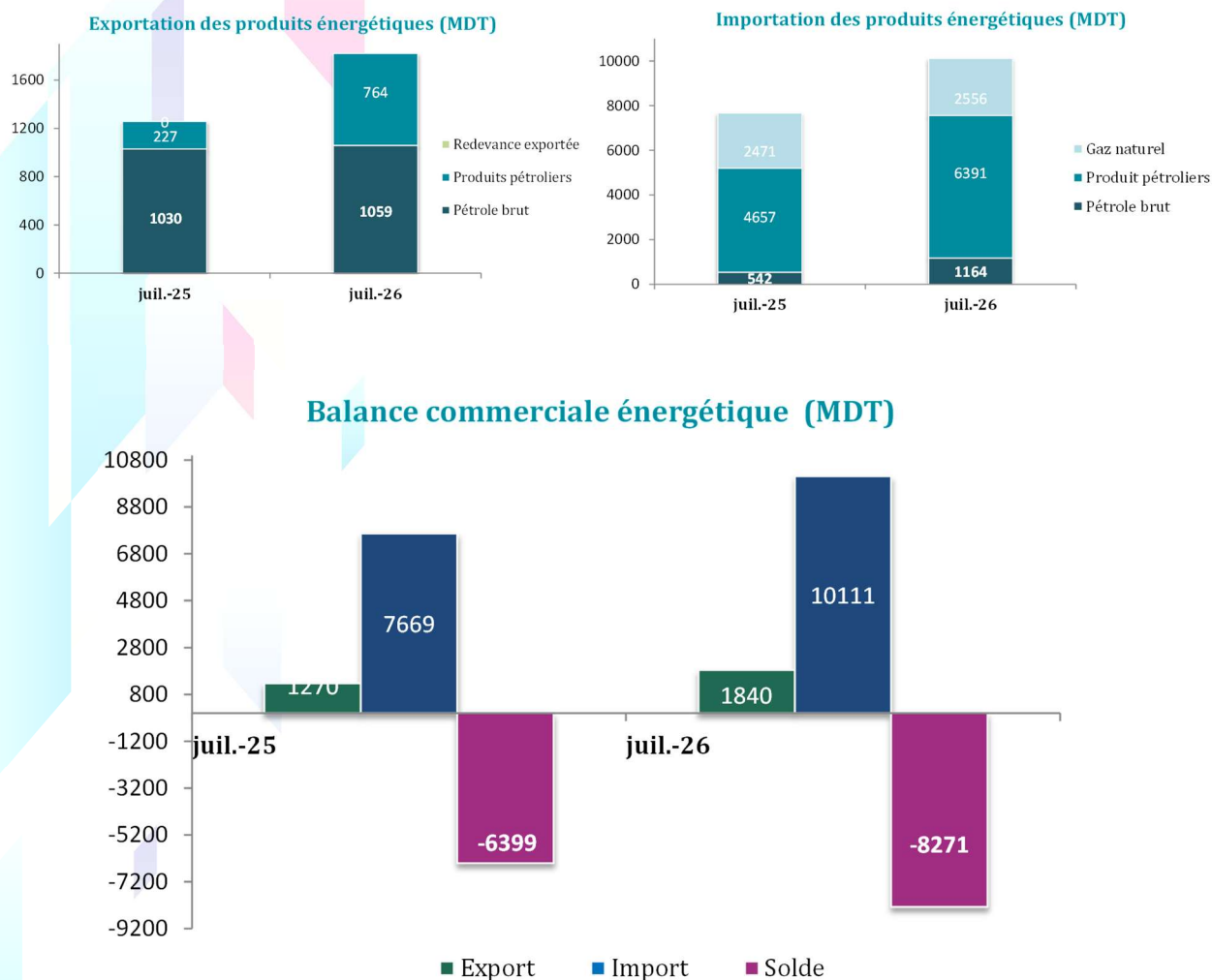
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

(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.

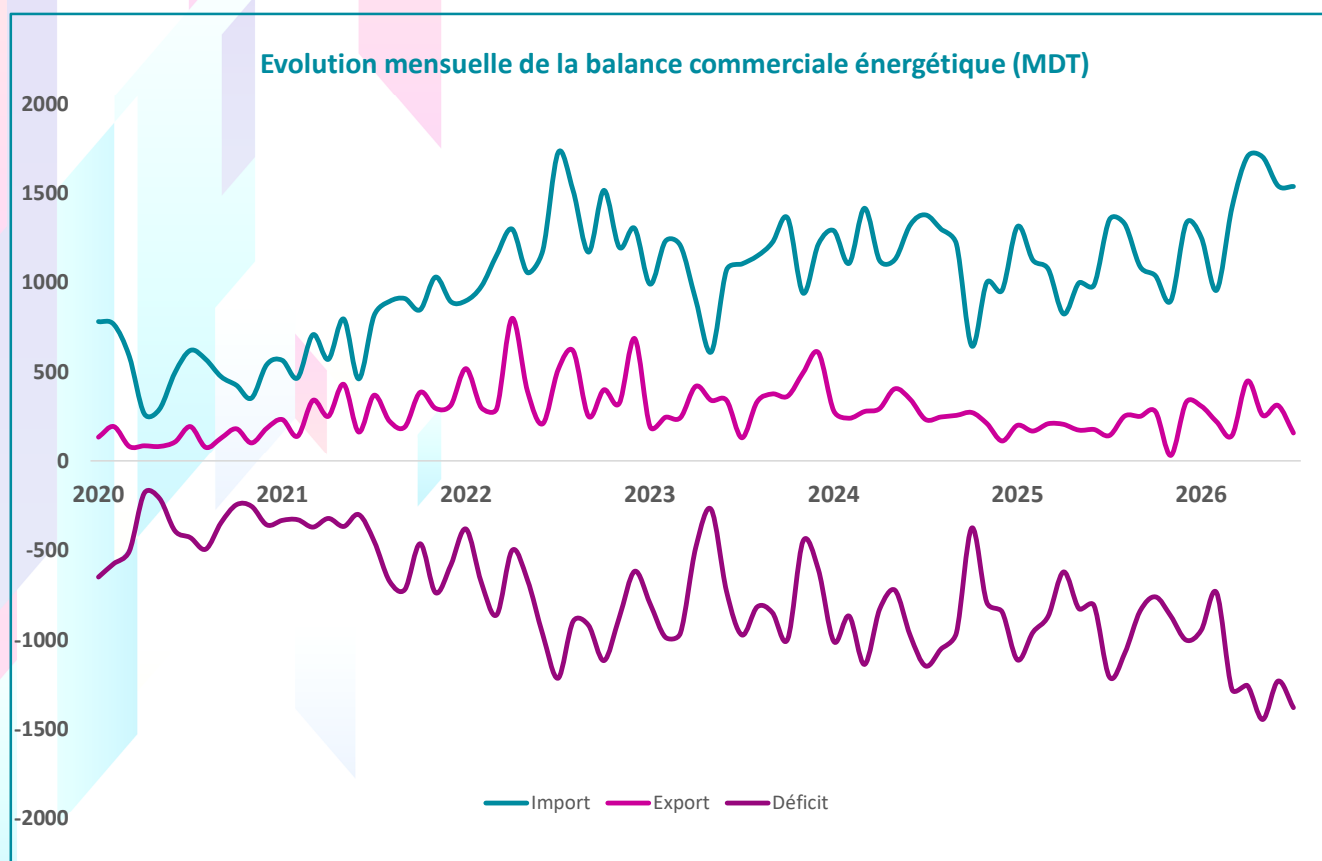
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **45%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **32%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **6399 MDT** à fin juillet **2025** à **8271 MDT** à fin juillet **2026**, soit une hausse de **29%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



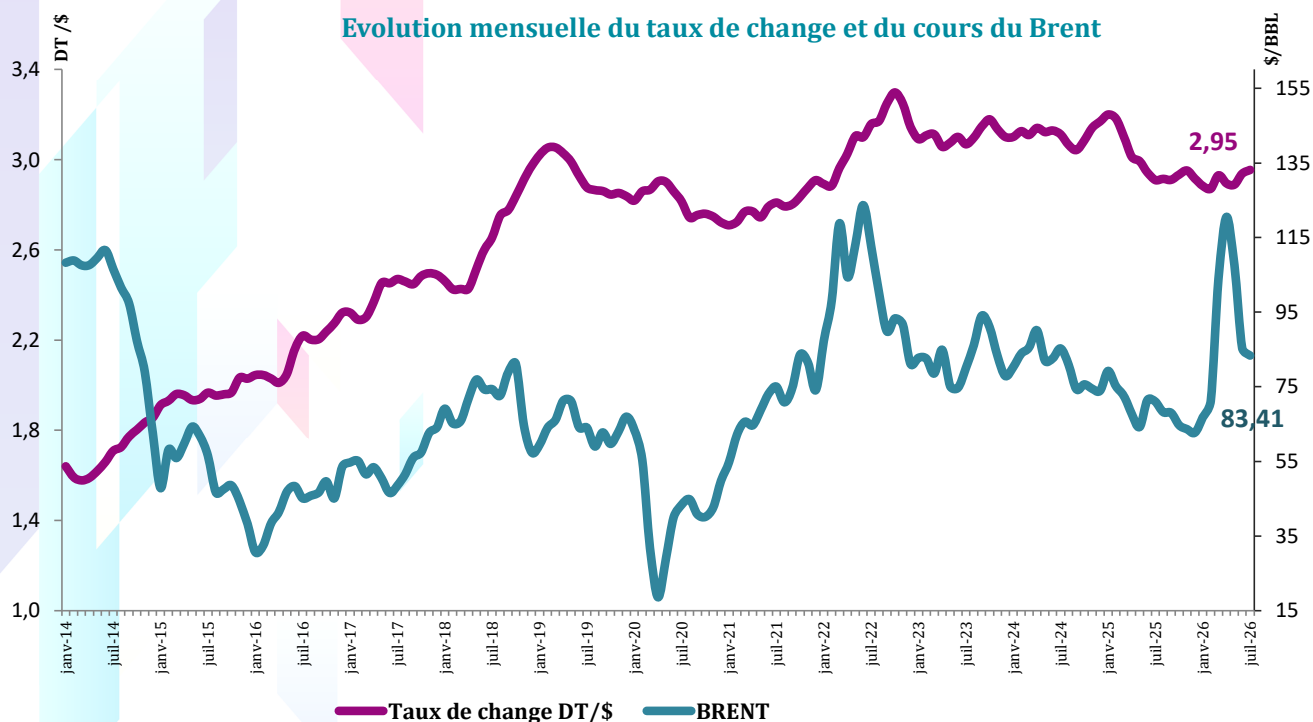
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

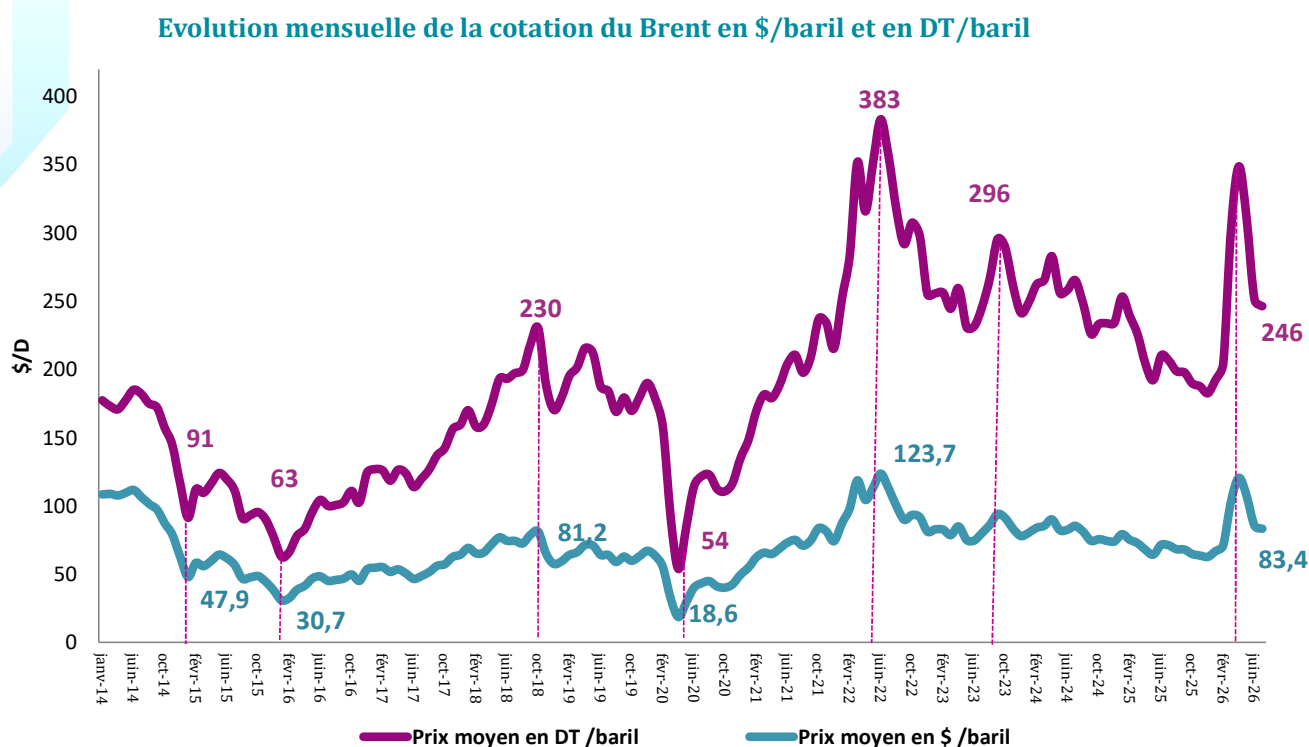
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis 2020.



En effet, au cours du mois de juillet **2026**, les cours du Brent ont augmenté de **12.4 \$/bbl** par rapport au mois de juillet **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: **71\$/bbl** en juillet **2025** contre **83.4 \$/bbl** en juillet **2026** et **85.5\$/bbl** courant le mois de juin **2026**.



Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une hausse de **2%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

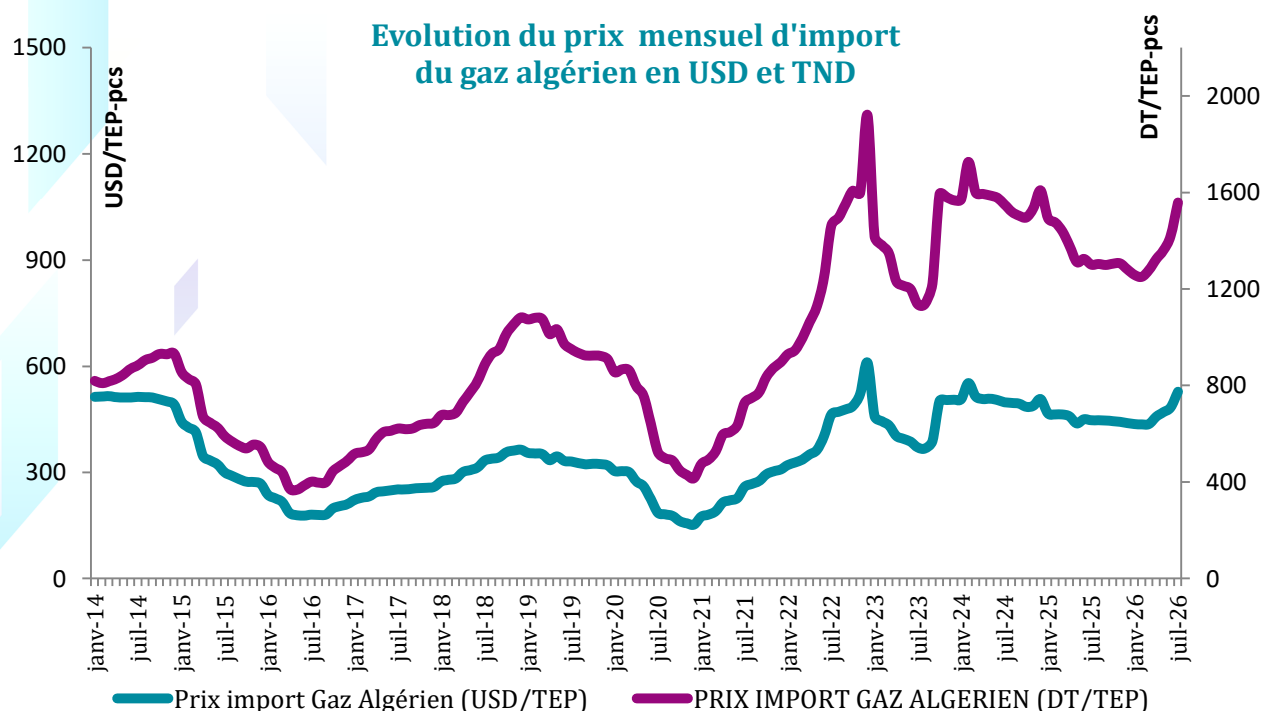


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(-) Entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une hausse de **27%** : **72\$/bbl** contre **91\$/bbl**.

(+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026** de **5%**. 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 **3%** en \$ entre fin juillet **2025** et fin juillet **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 juillet **2026** ont enregistré une hausse par rapport à fin juillet **2025** en valeur de **37%**.

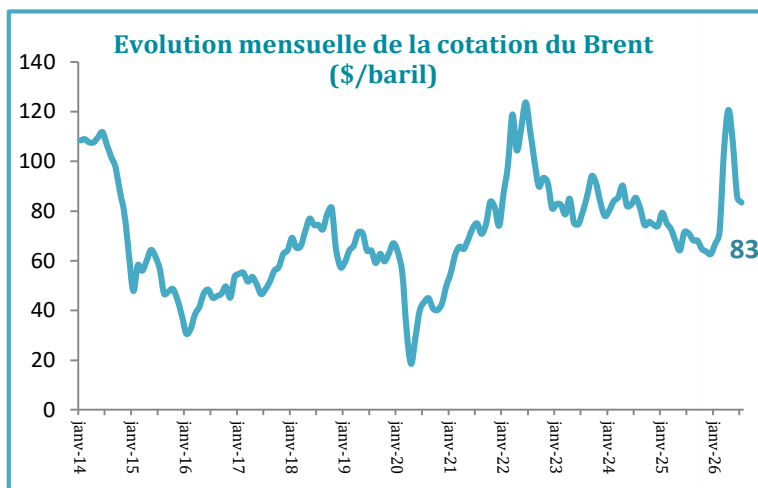
(--) Les importations de pétrole brut ont augmenté entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026** de **77%** en quantité et de **115%** en valeur.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité et en valeur à fin juillet **2026**.

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

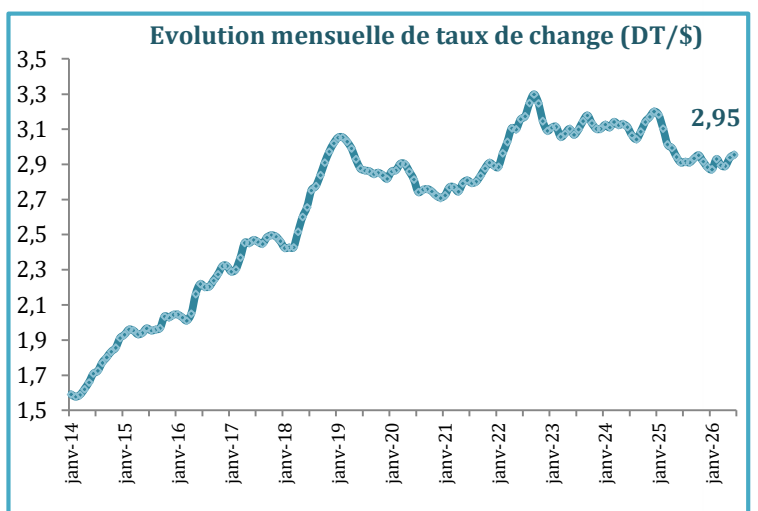
	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	79,2	66,8	-16%
Février	75,2	71,2	-5%
Mars	72,6	103,9	43%
Avril	67,8	120,5	78%
Mai	64,22	107,55	67%
Juin	71,46	85,47	20%
Juillet	70,99	83,41	17%
Août	68,2		
Septembre	68,02		
Octobre	64,73		
Novembre	63,7		
Décembre	62,7		
Prix annuel moyen	69,1		



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%
Aout	2,91		
Septembre	2,91		
Octobre	2,93		
Novembre	2,95		
Décembre	2,92		
Taux annuel moyen	3,00		



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

Pétrole Brut ⁽¹⁾	A fin juillet 2026	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	278	96
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	263	90,5

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

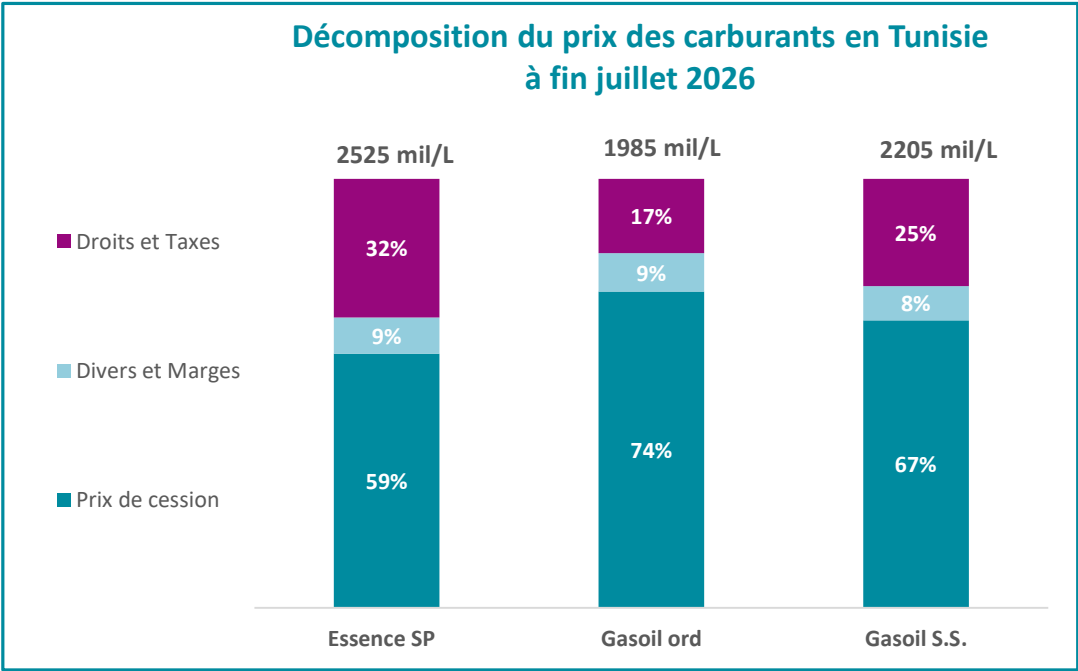
PRODUITS PETROLIERS	A fin juillet 2026					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2108	1498	815	211	2525
Gasoiil ordinaire	Millimes/litre	2551	1464	345	176	1985
Gasoiil S.S.	Millimes/litre	2597	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1809	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2544	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	33,07	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

(4) Prix de vente en vigueur au public à partir du 24/11/2022

(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) + TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

(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 2024	Année 2025 ^(*)	A fin juillet 2026
Prix d'importation Gaz Algérien	1567	1347	1360
	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 juillet		Var (%)
		2025	2026	
El borma	166	95,3	94,5	-1%
Ashtart	92	68,2	42,4	-38%
Hasdrubal	64	37,1	32,6	-12%
Adam	89	54,5	51,4	-6%
M.L.D	46	28,3	21,1	-25%
El Hajeb/Guebiba	77	45,1	39,5	-12%
Cherouq	41	25,1	22,5	-10%
Miskar	40	25,2	24,1	-4,33%
Cercina	70	40,6	43,5	7%
Barka	3	2,6	0	-100%
Franig/Bag/Tarfa	25	17,7	10,9	-39%
Ouedzar	37	21,5	21,1	-1,7%
Gherib	44	27,2	14,4	-47%
Nawara	46	24,4	23,1	-5%
Halk el Manzel	45	26,5	16,6	-38%
Autres	304	185,4	234,1	26%
TOTAL pétrole (kt)	1 190	725	692	-5%
TOTAL pétrole (ktep)	1 218	742	709	-4%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 208	735	704	-4%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 237	752	722	-4%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	119	68	60	-12%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	130	75	66	-12%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 327	803	764	-5%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 368	827	787	-5%

***La production du mois de juillet 2026 est provisoire.**

La production nationale de pétrole brut s'est située à **692 kt** à fin juillet **2026** enregistrant ainsi une baisse de **5%** par rapport à fin juillet **2025**. Cette baisse a touché la plupart des champs à

savoir à savoir Ashtart (-38%), Ezzaouia(-100%), Gherib (-47%), Franig/Bag/Tarfa (-39%), M.L.D (-25%) , Hasdrubal (-12%) et El Hajeb/Guebiba (-12%).

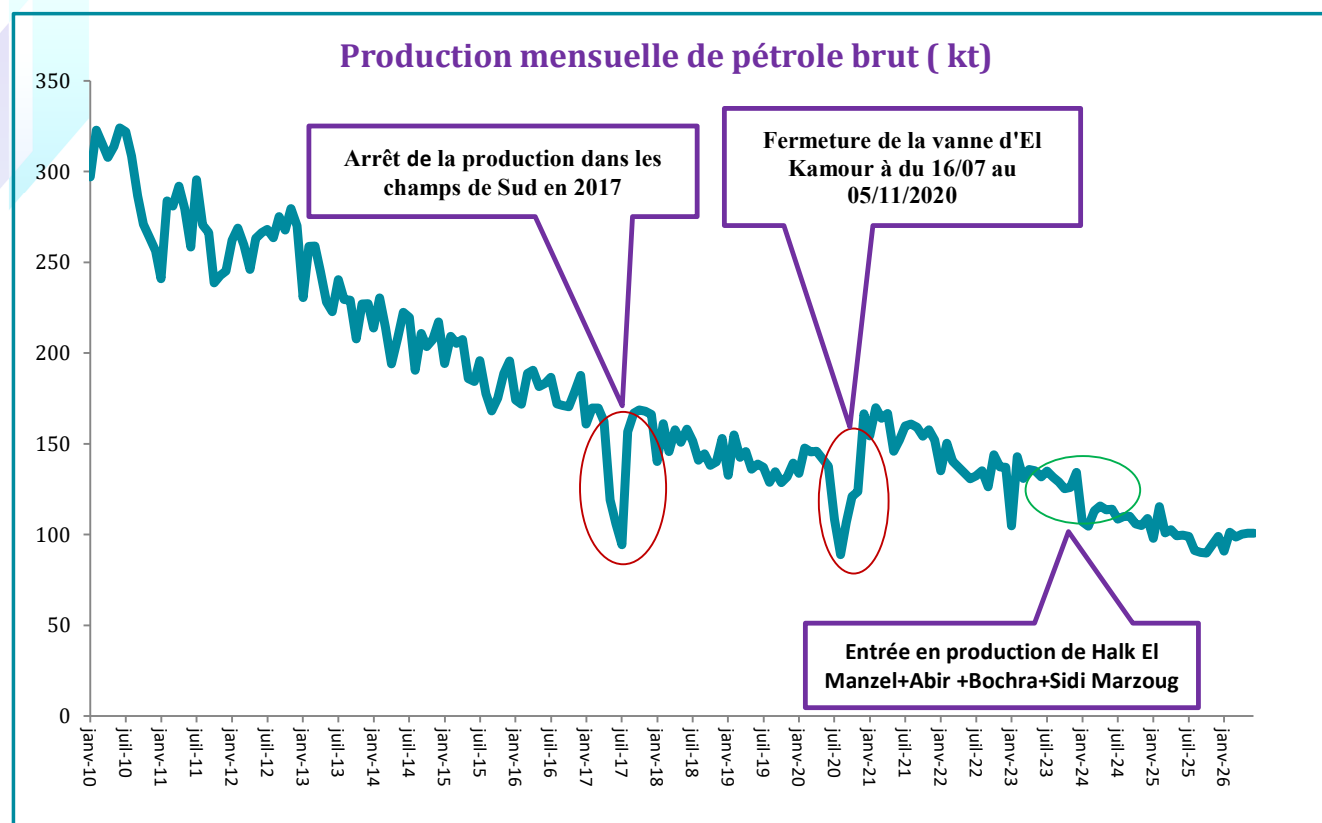
D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Sidi marzoug (+110%), Cercina (+7%), Jbel Grouz (+30%) , Chergui (+54%) et Gremda/El Ain (+13%).

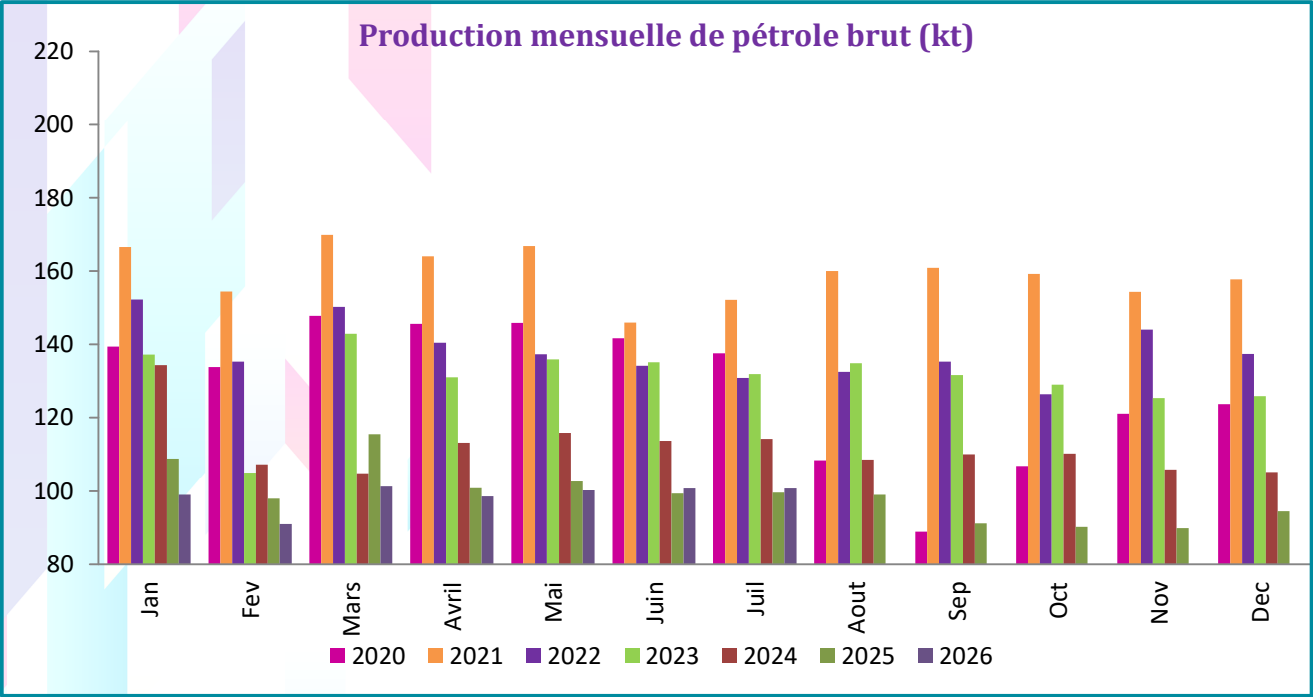
Il convient de noter :

- **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.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de 26.3mille barils/j à fin juillet 2025 à 25.7 mille barils/j à fin juillet 2026.

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



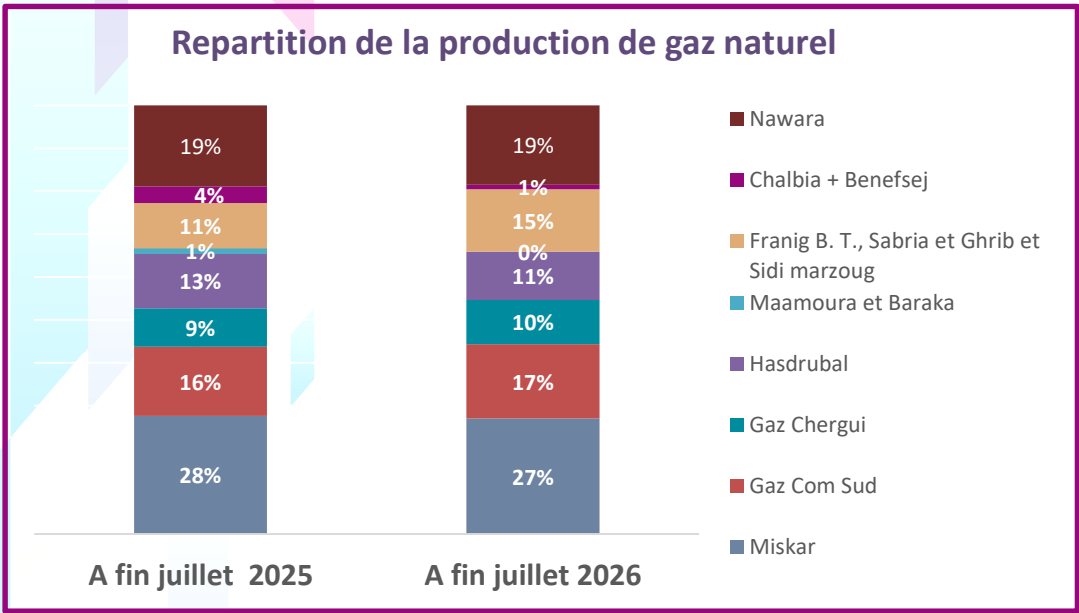


2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2025	A fin juillet				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	1 926	1 472	1 175	1 060	-10%	-3%
Production nationale	1 133	1 282	674	664	-1%	-6%
Miskar	294	401	186	179	-3%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	184	189	109	115	6%	-4%
Gaz Chergui	111	131	60	68	13%	-6%
Hasdrubal	144	429	86	75	-12%	-15%
Maamoura et Baraka	8	63	8	0	-100%	-100%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	123	69	71	97	35%	3%
Chalbia + Benefsej	35	0	26	7	-74%	-
Nawara ⁽⁴⁾	234	0	127	123	-3%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	793	189	502	396	-21%	7%
Achats	2 824	1 216	1 608	1 691	5%	3%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 140	1 635	1 306	1 178	-10%	-3%
Production nationale	1259	1425	748	738	-1%	-6%
Miskar	327	446	206	199	-3%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	204	210	121	128	6%	-4%
Gaz Chergui	124	145	67	76	13%	-6%
Hasdrubal	160	476	95	83	-12%	-15%
Maamoura et Baraka	9	70	9	0	-100%	-100%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	137	77	79	107	35%	3%
Chalbia + Benefsej	39	0	29	8	-74%	-
Nawara ⁽⁴⁾	260	0	142	137	-3%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	881	210	558	440	-21%	7%
Achats	3 137	1 351	1 787	1 879	5%	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 juillet 2026 d'une quantité de 169 millions de Cm3 , en cours de regularisation.						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1060** ktep-pci, à fin juillet **2026**, enregistrant ainsi une baisse de **10%** 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 juillet 2025 et fin juillet 2026.

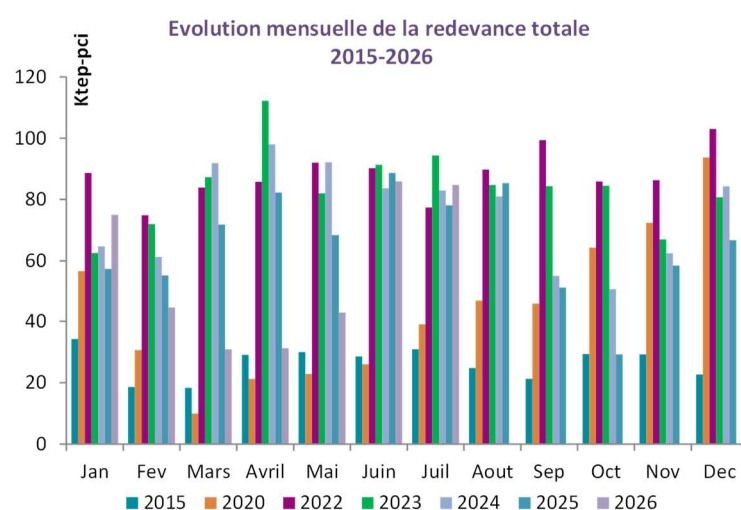
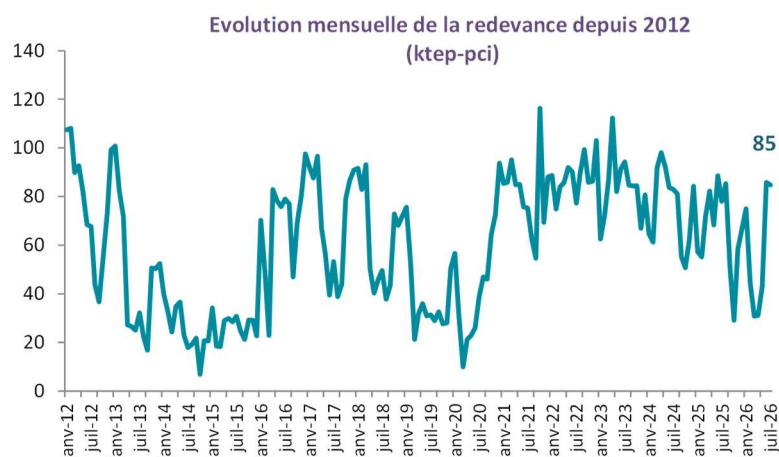
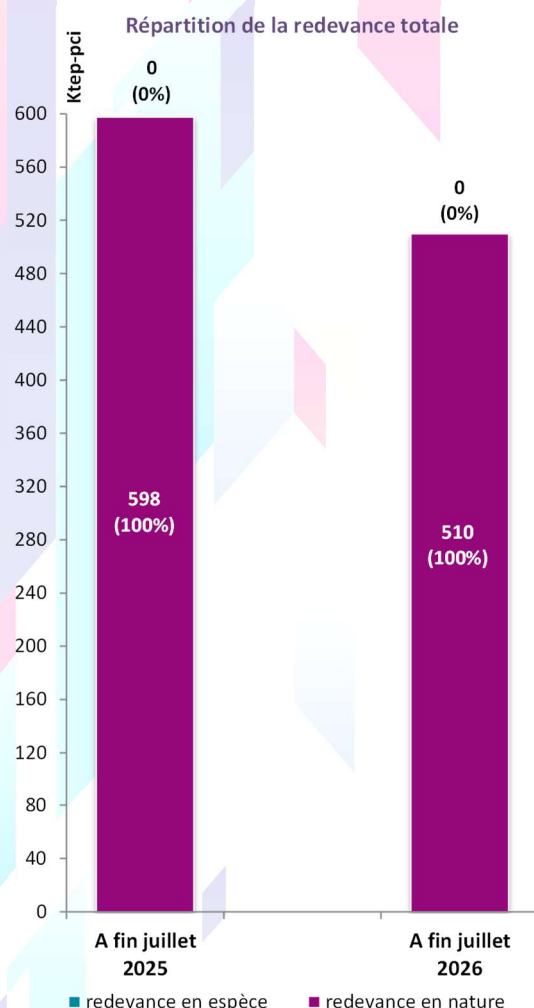


Il convient de noter :

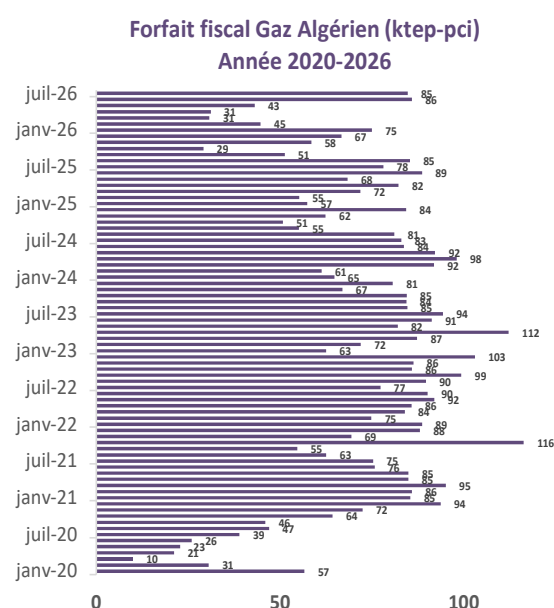
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **3%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **6%**.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **13%**.

Baisse du forfait fiscal sur le transit de gaz d'origine algérienne de **21%** à fin juillet **2026** par rapport à fin juillet **2025** en se situant à **396 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 juillet **2026**.

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin juillet **2026** d'une quantité de **169** millions de Cm³, en cours de régularisation.



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**.

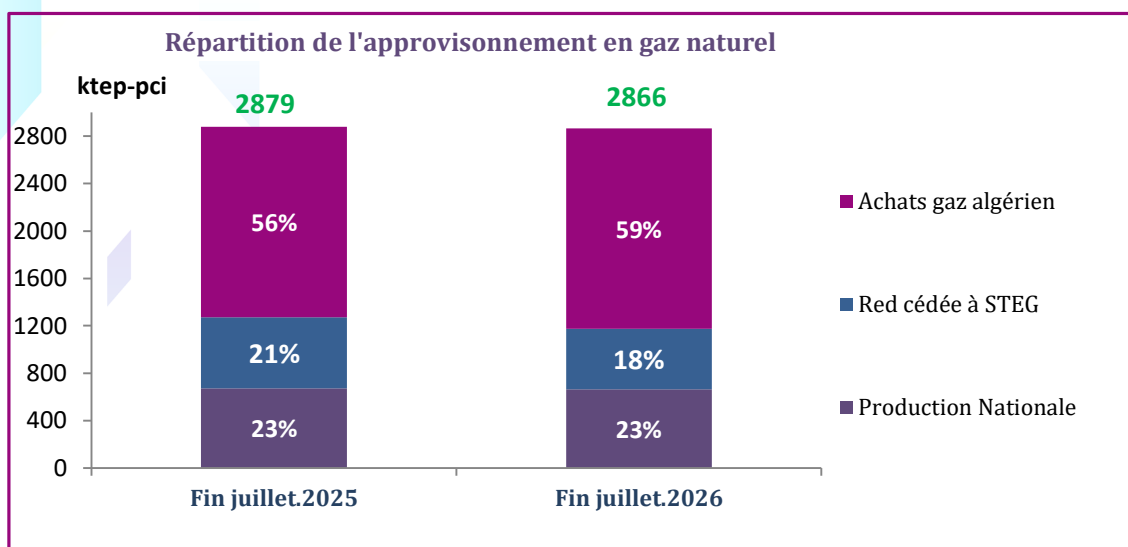


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **5%** entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026**, pour se situer à **1691 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une légère baisse de **0.5%** entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026** pour se situer à **2866 ktep-Pci**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Quasi-stabilité de la part du gaz national autour de **23%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **21%** à **18%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **56 %** à **59%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin juillet			Remarques
	2025	2026	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	6	14	118%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	6	8	34%	
Gasoil ordinaire	141	247	75%	
Fuel oil BTS	91	254	179%	
Virgin Naphta	86	173	102%	
White Spirit	6	6	15%	
Total production STIR	336	703	109%	
Taux couverture STIR (1)	13%	25%	97%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	6%	10%	63%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	88	208	136%	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.

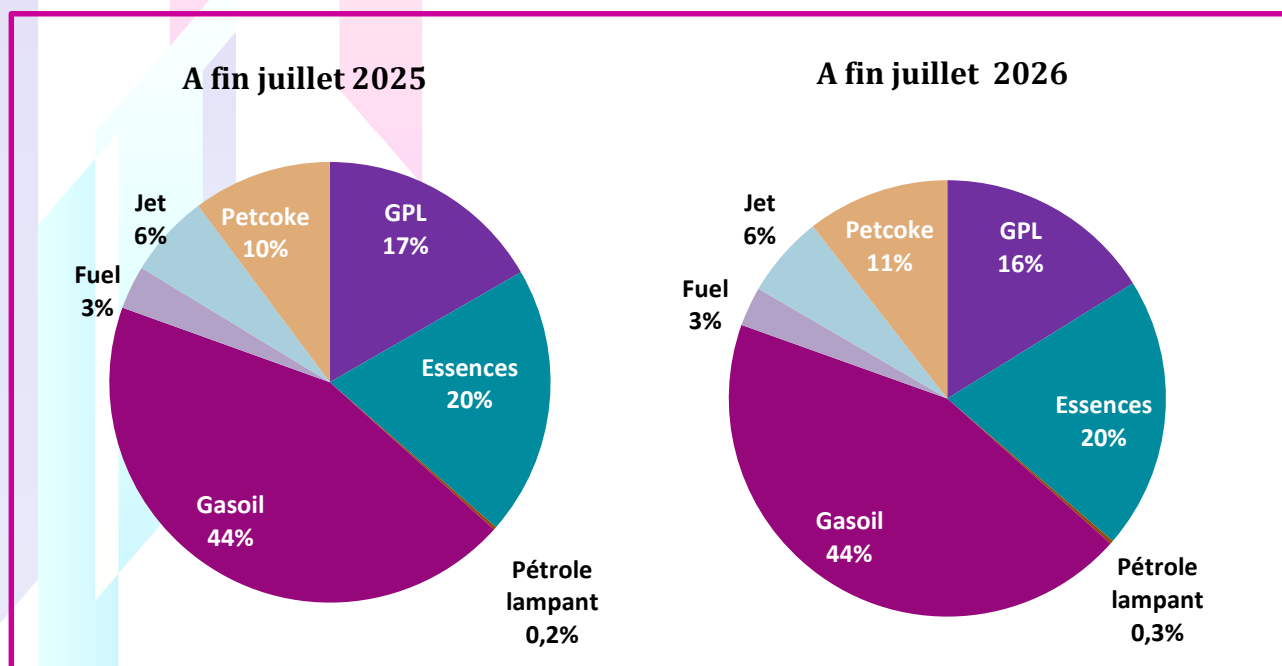
1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2025	A fin juillet				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	753	359	446	459	3%	2%
Essences	942	372	530	573	8%	4%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	930	372	523	565	8%	4%
<i>Essence premium</i>	13	0	7	8	16%	-
Pétrole lampant	10	33	6	7	31%	-13%
Gasoil	2 090	1166	1175	1245	6%	0,6%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 555	1011	883	926	5%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	527	154	288	314	9%	7%
<i>Gasoil premium</i>	8	0	4	4	3%	-
Fuel	143	177	86	83	-3%	-7%
<i>STEG & STIR</i>	23	38	9	19	113%	-6,2%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	120	139	77	64	-16%	-7%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	293	132	164	172	5%	2%
Coke de pétrole	470	368	273	299	10%	-2%
Total	4702	2606	2679	2839	6%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4679	2569	2670	2820	6%	1%

* La consommation du mois de juillet 2026 est estimée

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026**, une hausse de **6%**, pour atteindre **2839** ktep. Cette évolution résulte notamment d'une augmentation de la consommation des essences (**+8%**), des gasoils (**+6 %**), de coke de pétrole (**+10 %**) et de jet (**+5%**).

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026**, à l'exception de quelques produits, notamment le GPL dont la part est passée de **17%** à **16 %** et le petcoke dont la part est passée de **10 %** à **11%** sur la même période.

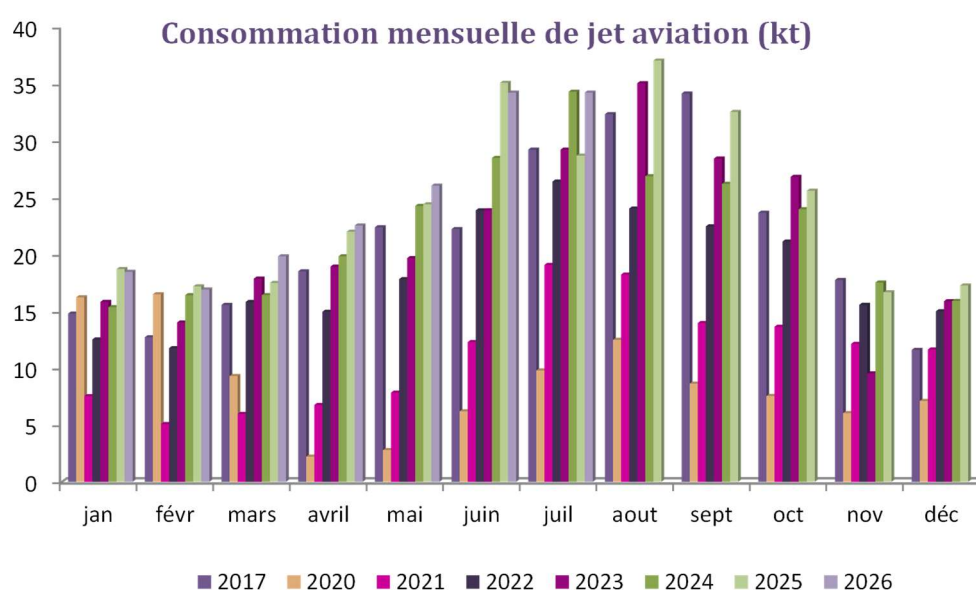


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026**, une hausse de **7%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026** une hausse de **3%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de **10%** entre fin juillet **2025** et fin juillet **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.

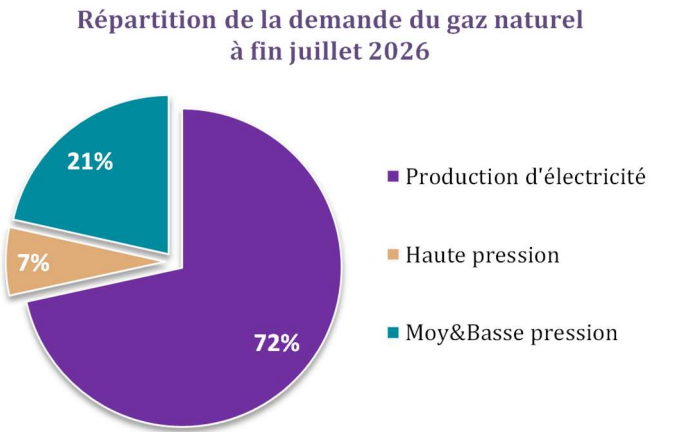
D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse de **5%** à fin juillet **2026** par rapport à la même période de l'année précédente.



2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2025	A fin juillet				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 842	2 648	2 867	2 855	-0,4%	1%
Production d'électricité	3 542	1 871	2 055	2 044	-1%	0,8%
Hors prod élec	1 300	777	811	812	0,01%	0,4%
Haute pression	339	166	202	198	-2%	2%
Moy&Basse pression	961	610	610	614	1%	0,1%
Unité: ktep-pcs						
DEMANDE	5 380	2 942	3 185	3 173	-0,4%	1%
Production d'électricité	3 935	2 079	2 284	2 271	-1%	0,8%
Hors prod élec	1 445	863	902	902	0,01%	0,4%
Haute pression	377	185	224	220	-2%	2%
Moy&Basse pression	1 068	678	677	682	1%	0,1%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une quasi-stabilité entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026** pour se situer à **2855** ktep-pci. La demande destinée à la production d'électricité a enregistré une légère baisse de **1%** 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 (**72%** de la demande totale à fin juillet **2026**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ **91%**.



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une quasi stabilité pour se situer à **812** 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 **2%**.

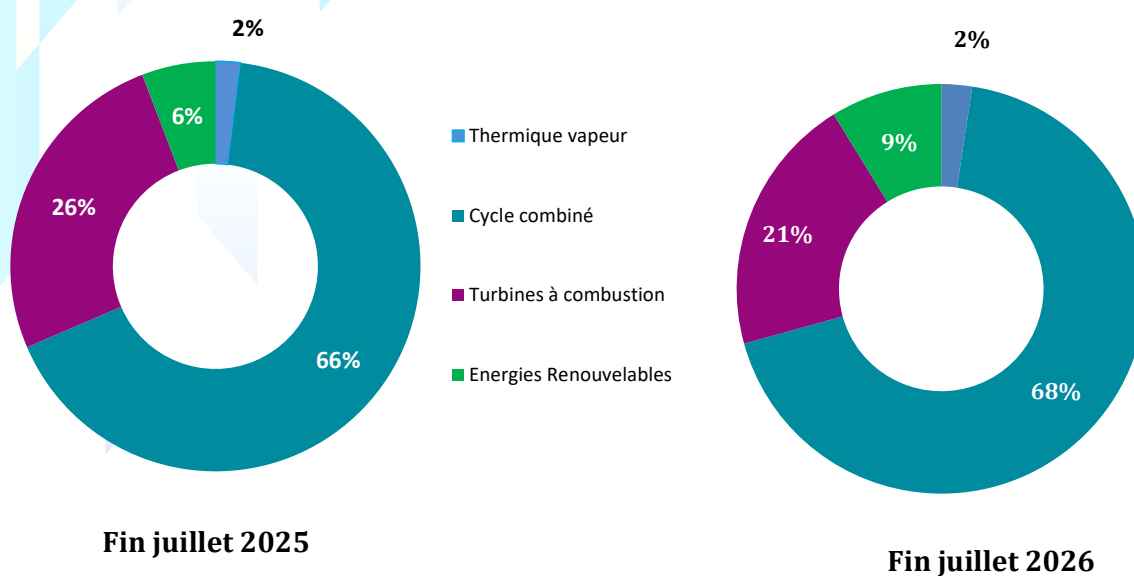
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une baisse **3%** entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026** pour se situer à **206 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **2%** entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **66%** à **68%** entre fin juillet **2025** et fin juillet **2026**.

Répartition de la production national électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2025	Juillet		A fin Juillet	
		2025	2026	2025	2026
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	3	0	0	0	0
Nb total des permis	12	15	12	15	12
Nb de forages explo.	0	0	0	0	2
Nb forages dévelop.	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 juillet **2026**, 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*).

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 juillet 2026

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

Forage d'exploration à fin juillet 2026

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	LMG-3	Nefzaoua	18/05/2026	Profondeur actuelle : 2120 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 juillet 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 : 3559 m. Forage en cours
03	NOUR-3 DIR A	Adam	25/06/2026	Profondeur actuelle : 2170 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.



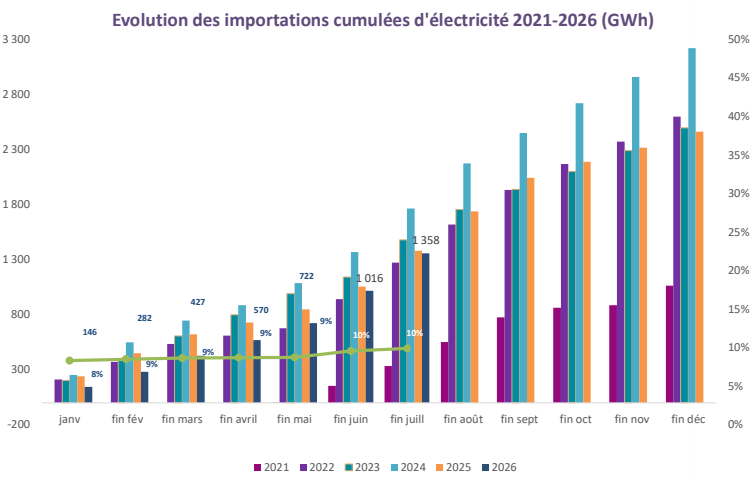
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2025	A fin juillet				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19510	8 545	11 034	11233	2%	3%
FUEL + GASOIL	18	874	17	54	217%	-22%
GAZ NATUREL	19183	7322	10813	11072	2%	4%
HYDRAULIQUE	13	46	7	8	17%	-14%
EOLIENNE	259	302	175	76	-56%	-12%
SOLAIRE	37	0	23	22	-2%	-
IPP Solaire ⁽³⁾	81	0	39	359	822%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	721	0	424	607	43%	-
ACHAT TIERS	221	50	135	135	0%	10%
PRODUCTION NATIONALE	20533	10 444	11 632	12 333	6%	2%
Echanges	26,5	-20	52	33	-37%	-204%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2461	0	1381	1358	-2%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,0	9	0	0	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21810	10444	13065	13724	5%	3%
(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT). (2) Production nationale+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol (3) Provisoire						

La production nationale d’électricité a enregistré, à fin juillet **2026** , une hausse de **6%** pour se situer à **12333 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **11632 GWh** à fin juillet **2025**. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de **5%**. Ainsi les **achats d’électricité principalement de l’Algerie** ont couvert **10%** des besoins du marché local à fin juillet **2026**.



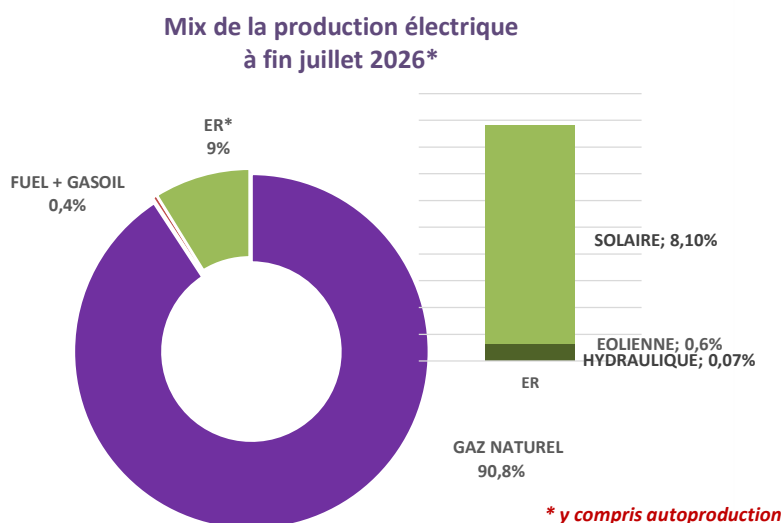
A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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 **91%** de la production nationale à fin juillet **2026**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **9%**.

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

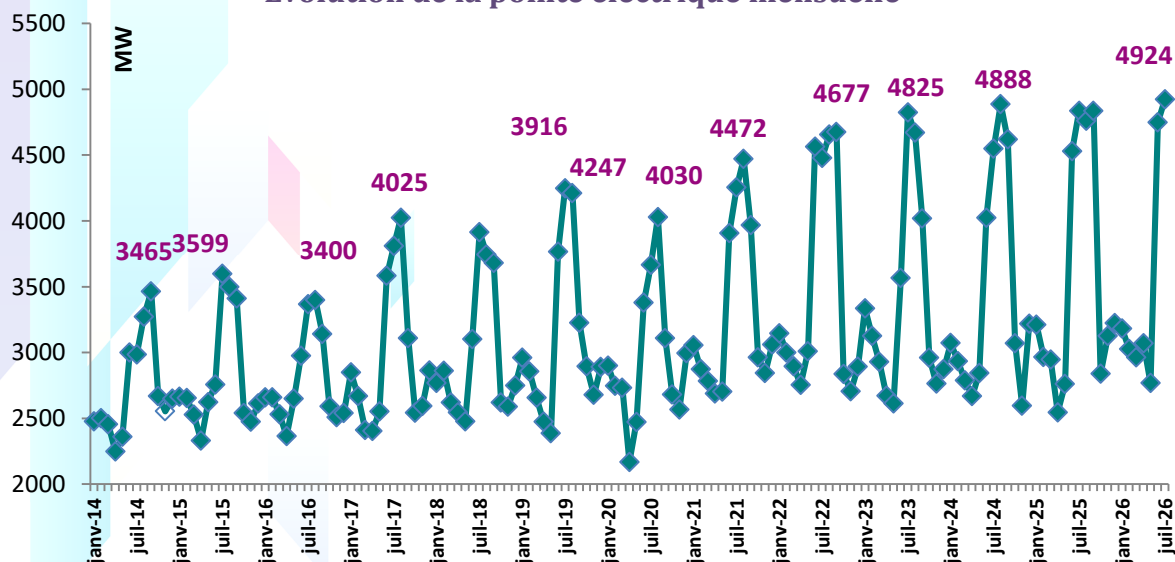


Par ailleurs, environ **515 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin juillet **2026** dans le secteur résidentiel et **130 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

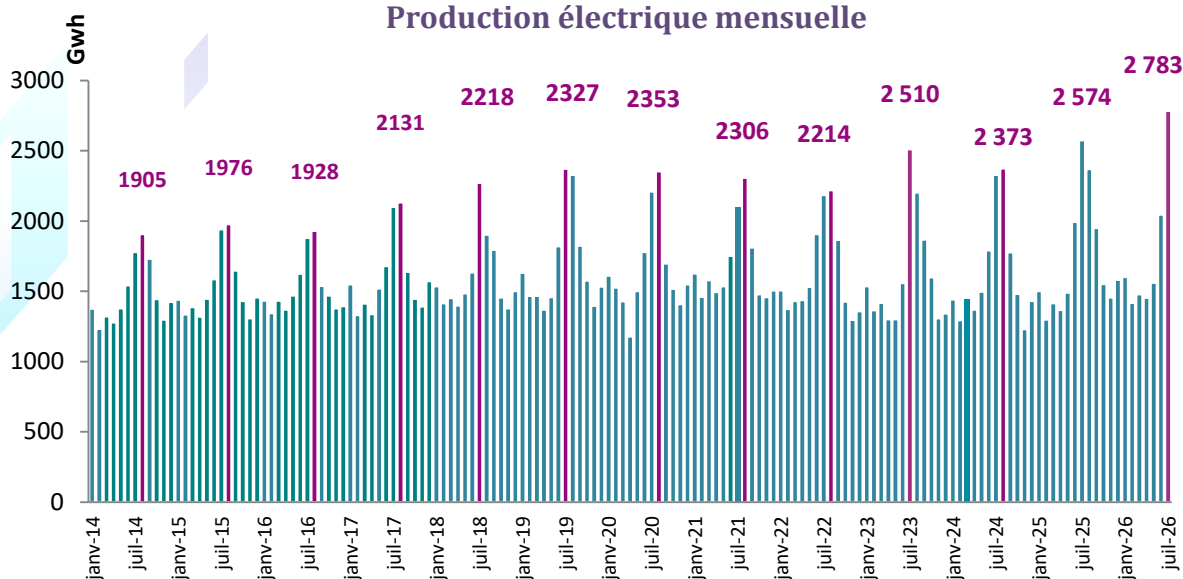
La pointe a enregistré une hausse de **2%** pour se situer à **4924 MW** à fin juillet **2026** contre **4837 MW** à fin juillet **2025**.

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 juillet				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1351	820	763	731	-4%	-1%
Moyenne tension	7107	3748	3979	3995	0,4%	1%
Basse tension	9068	3898	4589	4729	3%	2%
TOTAL VENTES **	17526	8 467	9 331	9 455	1%	1%

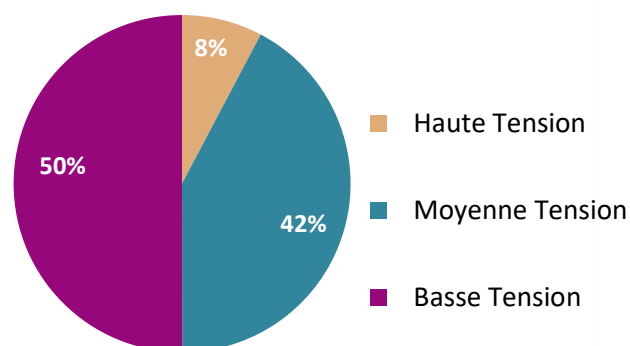
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

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

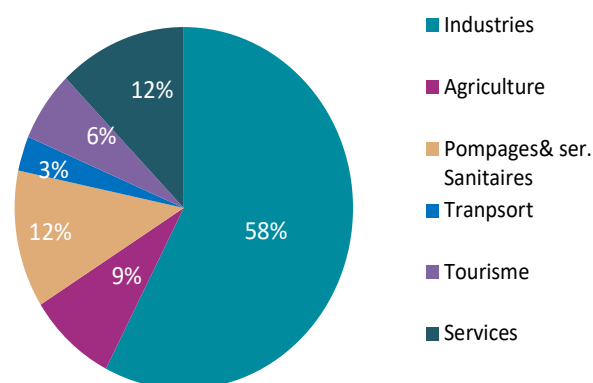
Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **58%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juillet **2026**.

Plusieurs secteurs ont enregistré une baisse des ventes, notamment l'industrie chimique et pétrolière (**-5%**) ainsi que l'industrie des matériaux de construction (**-1%**). En revanche, d'autres secteurs ont connu une hausse des ventes, principalement l'industrie du papier et de l'édition (**+4%**) et le pompage agricole (**+3%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin juillet 2026



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin juillet 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-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). 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 515 MW installés
		MT/HT	Mise en service des projets d'une puissance totale de 130 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