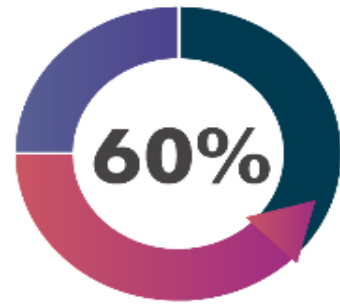


REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie

Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Novembre 2024



Sommaire



Bilan et Economie d'Énergie

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



Hydrocarbures

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



Electricité et Energies renouvelables

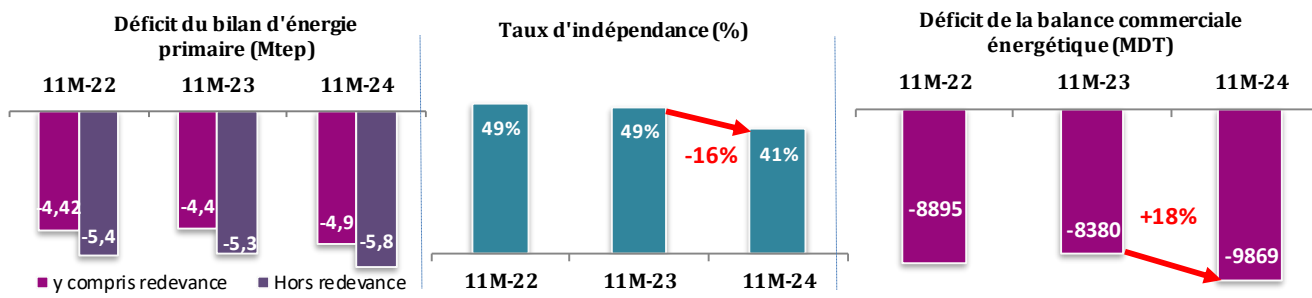
- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

Date de la publication : 13 janvier 2025

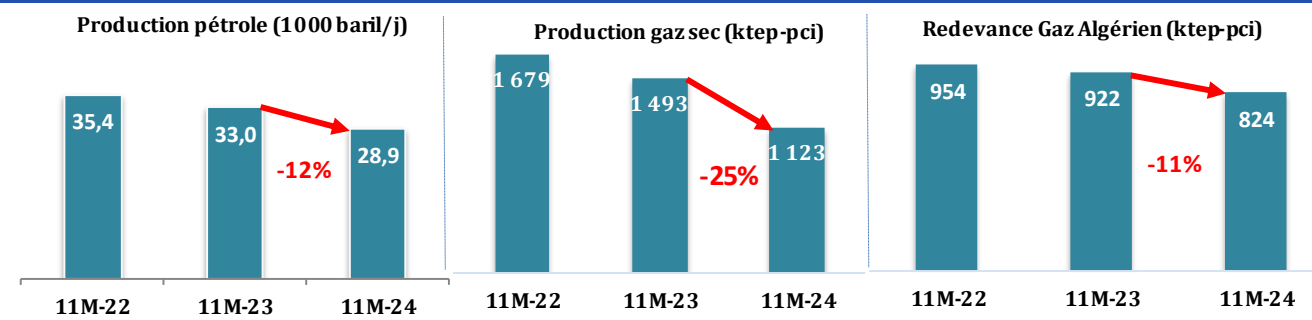
Date de mise à jour : 30 janvier 2025

Faits marquants des onze premiers mois de 2024

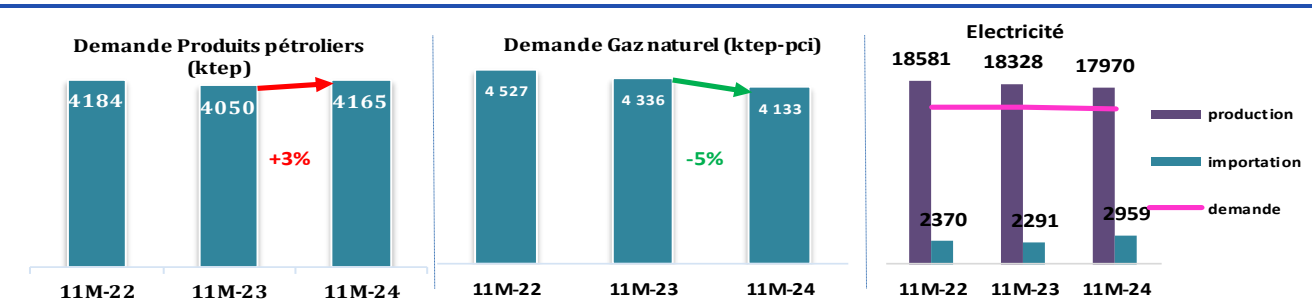
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



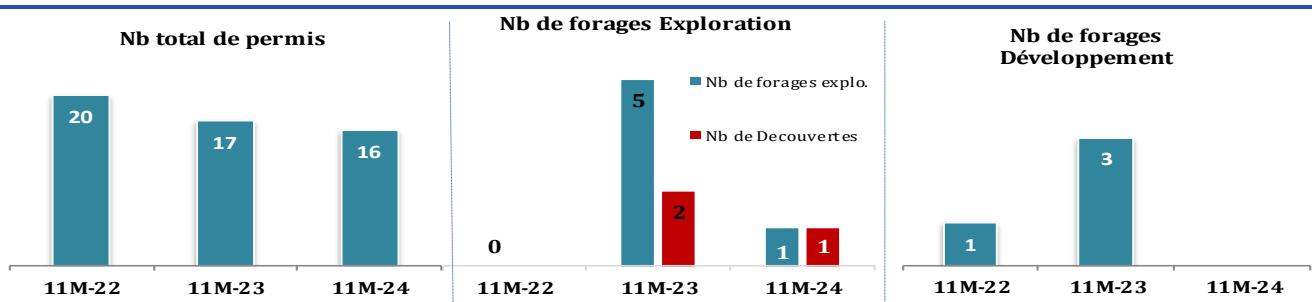
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



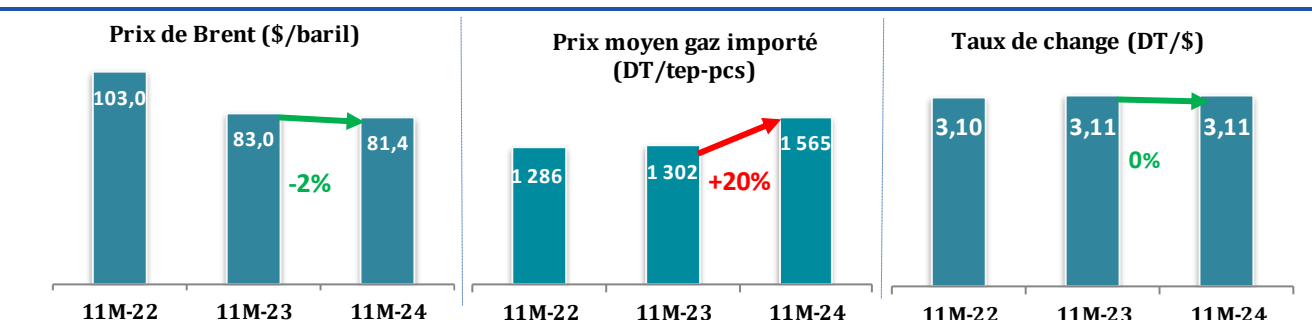
Demande des hydrocarbures et d'électricité



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2023	A fin novembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010	2023	2024		
		(a)	(b)	(c)		
RESSOURCES	4436	7294	4099	3433	-16%	-5%
Pétrole ⁽¹⁾	1599	3516	1476	1281	-13%	-7%
GPL primaire ⁽²⁾	155	177	143	126	-12%	-2%
Gaz naturel	2610	3586	2416	1947	-19%	-4%
<i>Production</i>	1607	2525	1493	1123	-25%	-6%
<i>Redevance</i>	1003	1061	922	824	-11%	-2%
Elec primaire	72	15	64	78	23%	13%
DEMANDE	9148	7604	8449	8377	-1%	1%
Produits pétroliers	4432	3600	4050	4165	3%	1%
Gaz naturel	4644	3989	4336	4133	-5%	0,3%
Elec primaire	72	15	64	78	23%	13%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4712	-310	-4350	-4944		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5715	-1371	-5273	-5768		

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

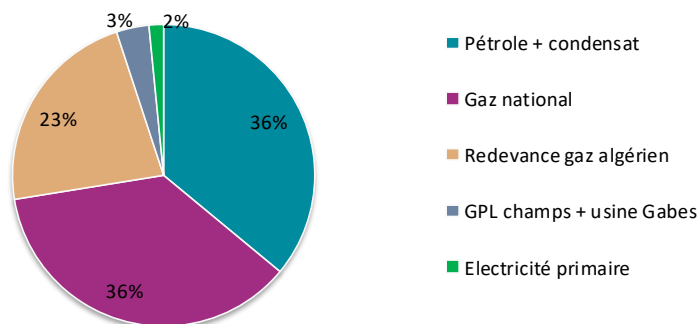
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.4 Mtep** à fin novembre **2024**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **16%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

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.

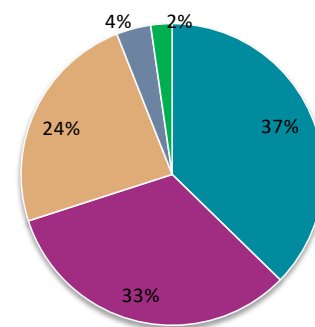
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) représente **2%** des ressources primaires à fin novembre **2024**.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **11%** à fin novembre **2024** par rapport à fin novembre **2023**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin novembre 2023



Répartition des ressources en énergie primaire à fin novembre 2024

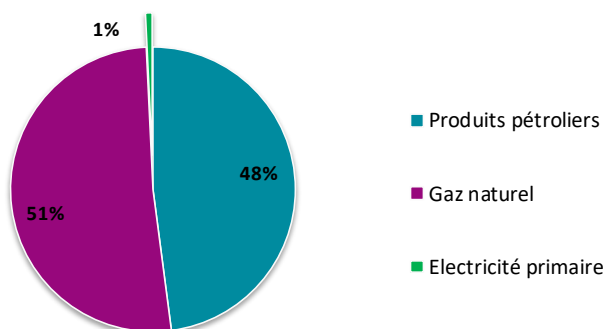


La demande d'énergie primaire a enregistré une légère baisse de **1%** entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024** : la demande du gaz naturel a diminué de **5%** et celle des produits pétroliers, par contre, a enregistré une hausse de **3%**.

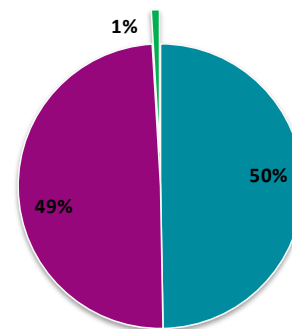
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **5%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers l'importation d'électricité.

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 **48%** à fin novembre **2023** à **50%** durant la même période de **2024**. Le gaz naturel, par contre, est passé de **51%** à fin novembre **2023** à **49%** à fin novembre **2024**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin novembre 2023



Répartition de la demande en énergie primaire à fin novembre 2024



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin novembre **2024**, **un déficit de 4.9 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **14%** par rapport à la même période **2023**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **41%** à fin novembre **2024** contre **49%** à fin novembre **2023**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **31%** à fin novembre **2024** contre **38%** durant la même période de **2023**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin novembre			A fin novembre			A fin novembre		
	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)
EXPORTATIONS⁽⁷⁾							3477	3054	-12%
PETROLE BRUT⁽¹⁾			-			-	2042	1828	-10%
ETAP	699	642	-8%	717	658	-8%	1337	1235	-8%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	705	593	-16%
GPL Champs	20,5	17,1	-17%	22,6	18,9	-17%	32,3	27	-16%
ETAP	20,5	17,1	-17%	22,6	18,9	-17%	32,3	27	-16%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0		-
PRODUITS PETROLIERS	409	603	48%	413	612	48%	765	1126	47%
Fuel oil (BTS)	239	312	30%	234	306	30%	432	560	30%
Virgin naphtha	169	280	66%	178	296	66%	333	538	62%
Pétrole	0	10,89	-	0	11	-	0	27	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				289	0	-100%	637	74	-88%
IMPORTATIONS				7143	7318	2%	11857	12923	9%
PETROLE BRUT⁽³⁾	644	754	17%	662	775	17%	1443	1697	18%
PRODUITS PETROLIERS	3378	3560	5%	3342	3560	7%	7207	7472	4%
GPL	468	481	3%	518	532	3%	948	887	-6%
Gasoil ordinaire	921	927	1%	946	952	1%	2276	2185	-4%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	402	450	12%	413	462	12%	1022	1093	7%
Jet	236	233	-1%	244	242	-1%	708	621	-12%
Essence Sans Pb	574	800	39%	600	836	39%	1609	2116	32%
Fuel oil (HTS)	135	121	-10%	132	119	-10%	204	187	-8%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	640	547	-15%	488	417	-15%	441	382	-13%
GAZ NATUREL				3140	2984	-5%	3207	3754	17%
Redevance totale ⁽²⁾				922	824	-11%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				2217	2159	-3%	3207	3754	17%

(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 de mois de septembre 2024 d'une quantité de 152 million de Cm3, en cours de régularisation à partir du mois d'octobre 2024.**

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires.

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

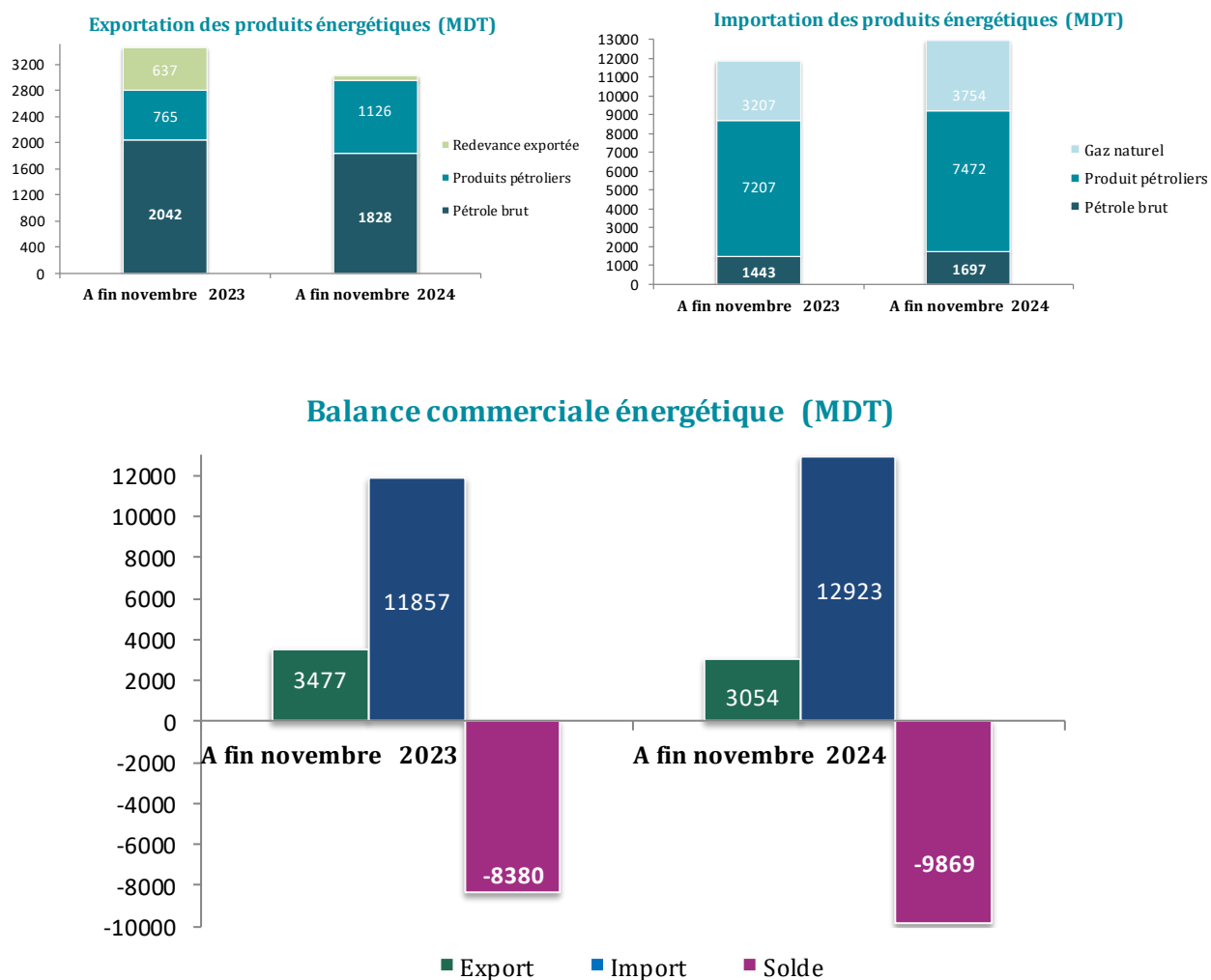
(6) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

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

(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour les 12 mois de 2023 et les 11 premiers mois de 2024

(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.

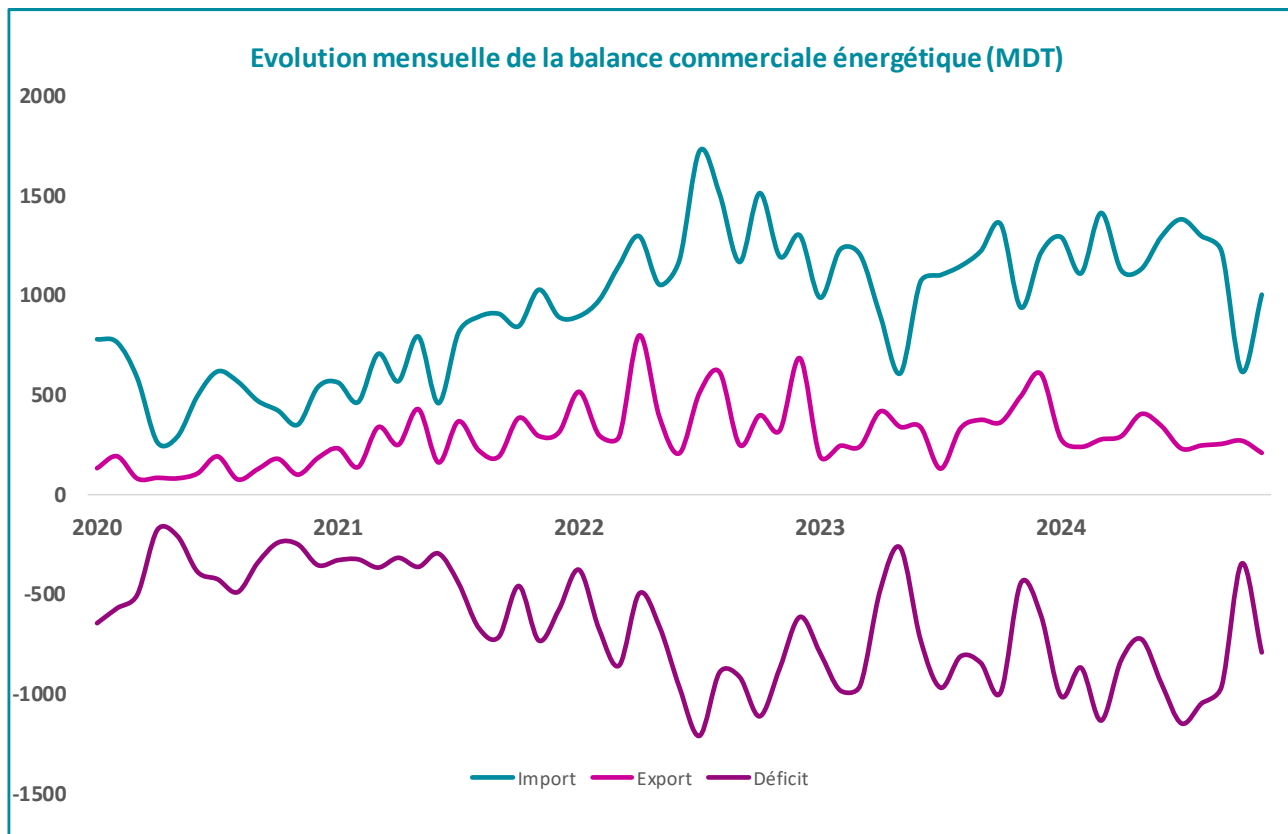
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **12%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **9%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **8380 MDT** à fin novembre **2023** à **9869 MDT** à fin novembre **2024**, soit une augmentation de **18%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



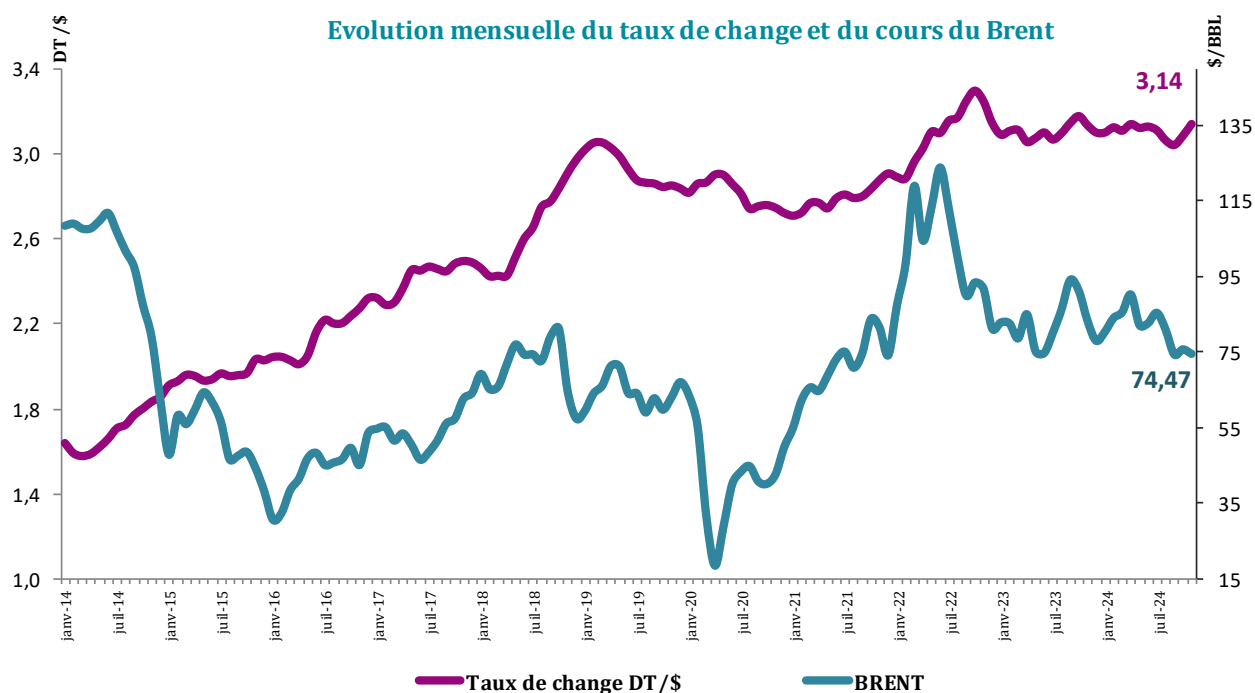
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change a enregistré une quasi-stabilité (+), les quantités échangées ont baissé (-) et le cours du Brent a diminué (+) à fin novembre 2024 par rapport à fin novembre 2023.

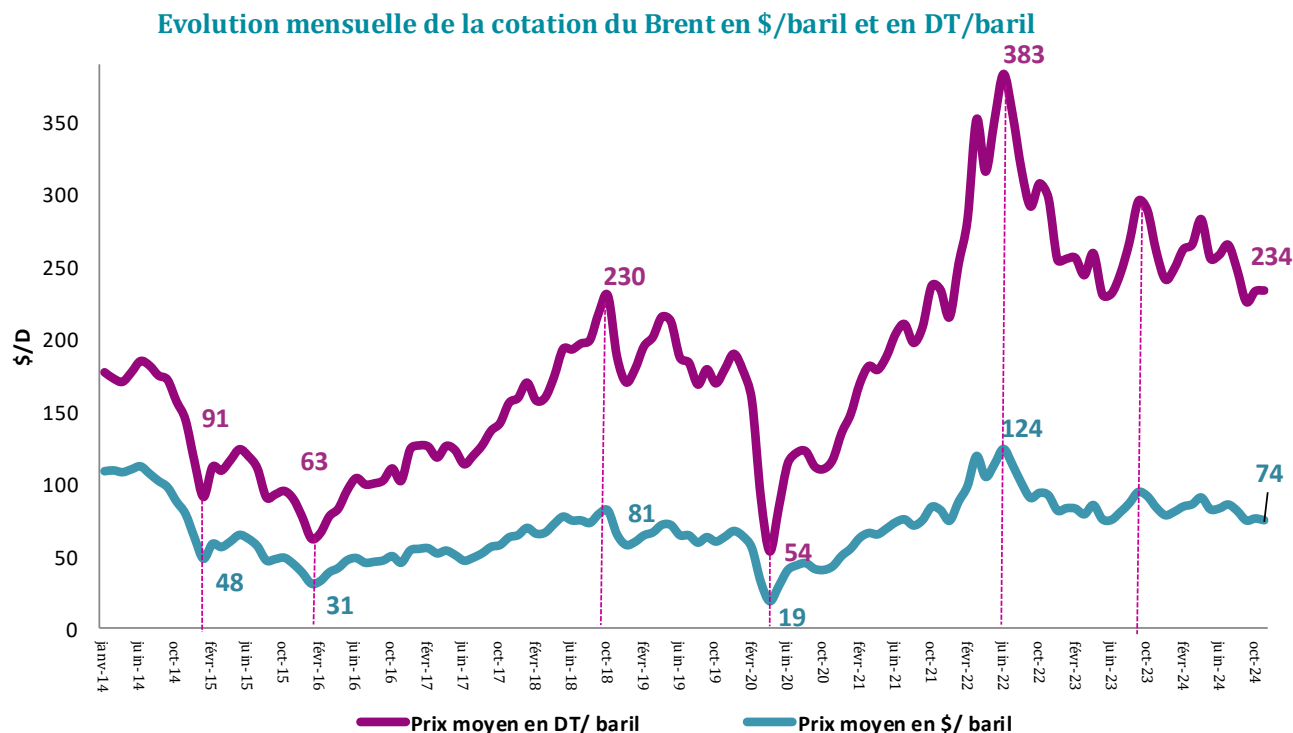
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis 2020.



En effet, durant les **11** premiers mois de **2024**, le cours moyen du Brent a diminué de **2%** bien que courant le mois de novembre **2024**, il a enregistré une baisse de **9\$/bbl** par rapport au mois de novembre **2023** : **83.2 \$/bbl** courant novembre **2023** contre **74.5 \$/bbl** courant le mois de novembre **2024**.



Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une quasi-stabilité par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

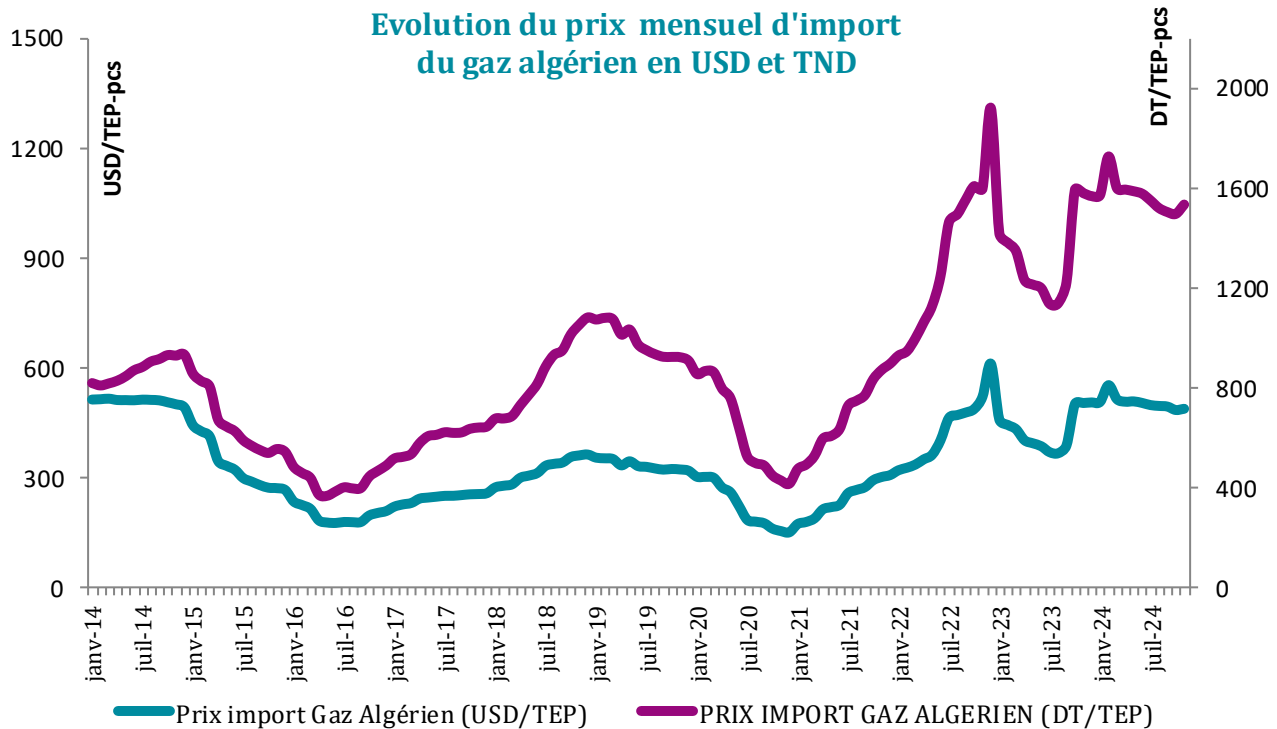


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+) Entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024**, le cours moyen du Brent a enregistré baisse de **2%** : **83 \$/bbl** contre **81.4 \$/bbl**.

(+) Une quasi stabilité de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024**, le taux de change a augmenté avec un rythme soutenu depuis le mois de mai **2018**. Après avoir dépassé pour la première fois le seuil symbolique de **3 DT** en janvier **2019**, le dinar a commencé ensuite à se revaloriser en avril **2019** pour la première fois depuis décembre **2017** poursuivant cette tendance baissière. A signaler que depuis le mois d'août **2021**, le dinar tunisien a commencé à enregistrer une dépréciation.

(--) La hausse du prix moyen du gaz algérien est de **20%** en DT et en \$ entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024**.



Une baisse à été observée à partir de janvier **2019** pour la première fois depuis août **2016**. Rappelons ici que le prix du gaz algérien n'est pas parfaitement corrélé au cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.1 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des **6** et/ou **9** derniers mois. A signaler que les prix du gaz sont repartis à la hausse à partir du mois d'octobre **2023**, une légère baisse a été enregistré de nouveau à partir du mois de mars **2024**.

(--) Les importations des produits pétroliers à fin novembre **2024** ont enregistré une hausse par rapport à fin novembre **2023** de **7%** en quantité et de **4%** en valeur.

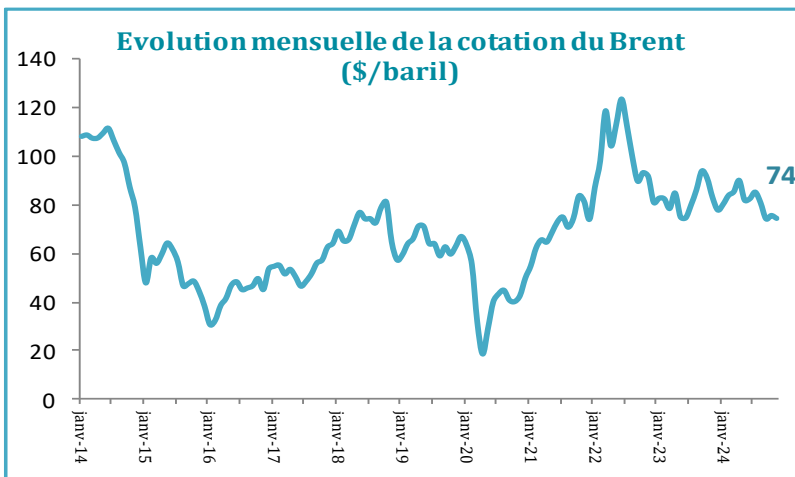
(--) hausse des importations de pétrole brut de **17%** en quantité et de **18%** en valeur à fin novembre **2024** par rapport à fin novembre **2023**.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de **48%** et de **47%** en valeur (arrêt de l'unité de la Platforming de la STIR depuis janvier **2024**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

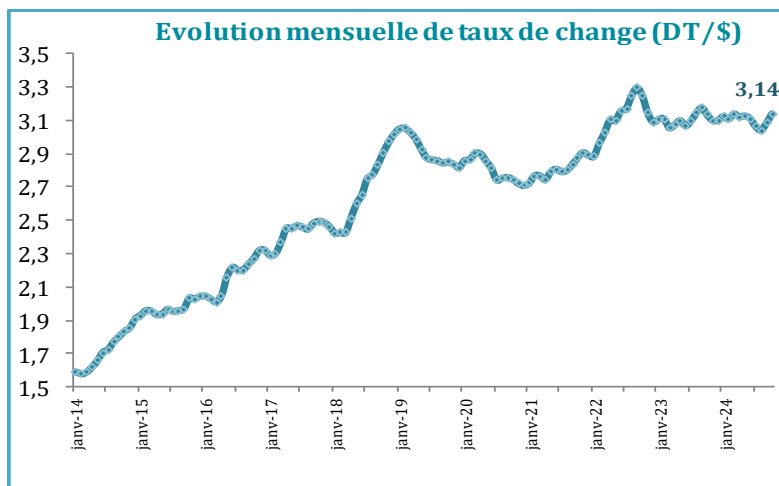
	2023	2024	Variat. 24/23
Janvier	82,8	80,3	-3%
Février	82,5	83,9	2%
Mars	78,6	85,5	9%
Avril	84,9	90,2	6%
Mai	75,2	82,05	9%
Juin	74,70	82,6	11%
Juillet	80,1	85,3	7%
Août	86,2	80,9	-6%
Septembre	94,0	74,3	-21%
Octobre	91,0	75,7	-17%
Novembre	83,2	74,5	-10%
Décembre	77,9		
Prix annuel moyen	82,6		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2023	2024	Variat. 24/23
Janvier	3,09	3,10	0,3%
Février	3,11	3,13	0,6%
Mars	3,11	3,11	-0,1%
Avril	3,06	3,14	3%
Mai	3,08	3,12	2%
Juin	3,10	3,13	1%
Juillet	3,07	3,11	1%
Aout	3,10	3,07	-1%
Septembre	3,15	3,04	-3%
Octobre	3,18	3,09	-3%
Novembre	3,14	3,14	0,2%
Décembre	3,10		
Taux annuel moyen	3,11		



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

Pétrole Brut (1)	A fin novembre 2024	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	297	95,5
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	248	79,9

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

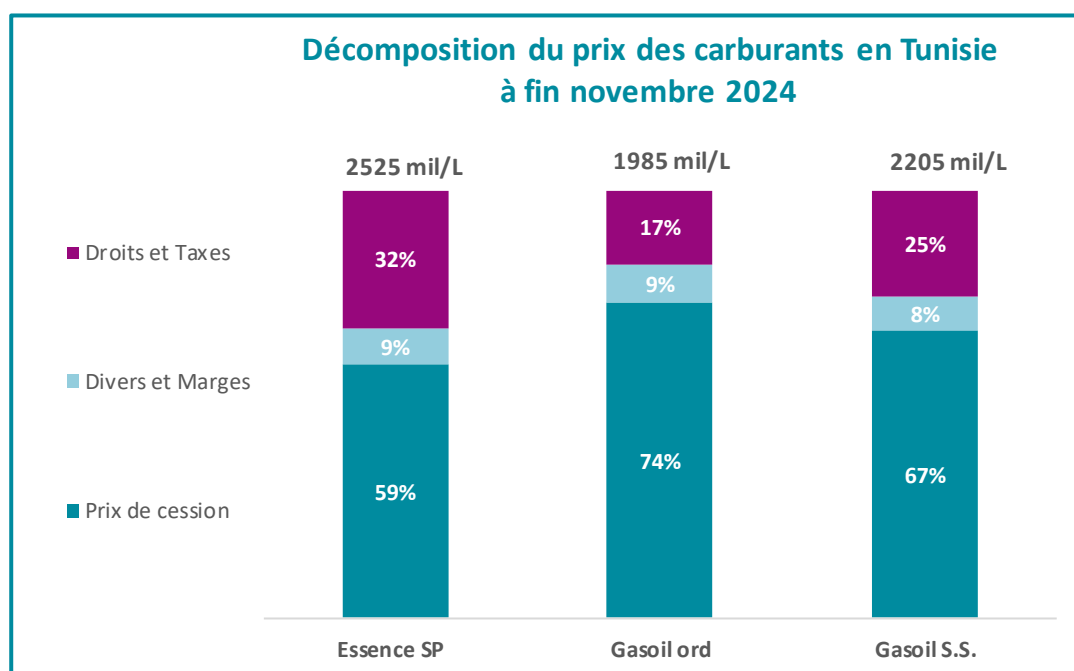
PRODUITS PETROLIERS	A fin novembre 2024					
	Unités	Prix import (1)	Pcession	Droits et Taxes (2)	Divers et marges(3)	Prix de vente(4)
Essence SSP	Millimes/litre	2039	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	1990	1464	345	176	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	2049	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1543	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1844	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	23,98	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

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

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

(3) Divers et Marges : frais de mise en place + marge sociétés + forfait de transport uniforme + stockage de sécurité+ marge des revendeurs



Les prix d'exportation et d'importation de pétrole brut et des produits pétroliers des tableaux 3 et 4 sont des moyennes pondérées par la quantité sur la période de l'exercice. Les quantités importées/exportées étant variables d'un mois à un autre selon les besoins du marché national ce qui peut impacter la moyenne.

5. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	Année 2022	Année 2023	A fin novembre 2024
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1321	1565

	Année 2022	Année 2023 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	643	660
Coût de revient moyen	1545,9	1777,9
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-903,0	-1117,8

(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 2022	Année 2023 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	273	288
Coût de revient moyen	471,9	472,2
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-199,4	-184,0

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

(2) provisoire

Le calcul de la subvention unitaire des produits pétroliers peut se faire à titre indicatif en comparant le prix de cession au prix d'importation pour les produits pétroliers et le prix de vente par rapport au 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 2023	A fin novembre		Var (%)
		2023	2024	
El borma	169	156	159	2%
Ashtart	183	169	128	-24%
Hasdrubal	75	69	63	-8%
Adam	98	88,9	97,2	9%
M.L.D	50	46	43	-8%
El Hajeb/Guebiba	131	121	81	-33%
Cherouq	49	45	40	-12%
Miskar	54	50	40	-22%
Cercina	74	69	63	-9%
Barka	33	31	21	-31%
Franig/Bag/Tarfa	40	38	31	-17%
Ouedzar	40	37	34	-7%
Gherib	81	75	52	-31%
Nawara	89	82	68	-16%
Halk el Manzel	61	56	47	-16%
Autres	321	295	269	-9%
TOTAL pétrole (kt)	1 547	1 428	1 237	-13%
TOTAL pétrole (ktep)	1 583	1 461	1 267	-13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 563	1 442	1 251	-13%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 599	1 476	1 281	-13%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	142	131	115	-12%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	155	143	126	-12%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 704	1 573	1 366	-13%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 754	1 619	1 408	-13%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1237 kt** à fin novembre **2024** enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à fin novembre **2023**. Cette baisse a touché plusieurs champs à savoir Ashtart (-24%), El Hajeb/Guebiba (-33%), Gherib (-16%), Maamoura (-88%), Nawara (-16%), Miskar (-22%), Halk el Manzel (-16%), Cherouq (-12%), Hasdrubal (-8%), et Cercina (-9%).

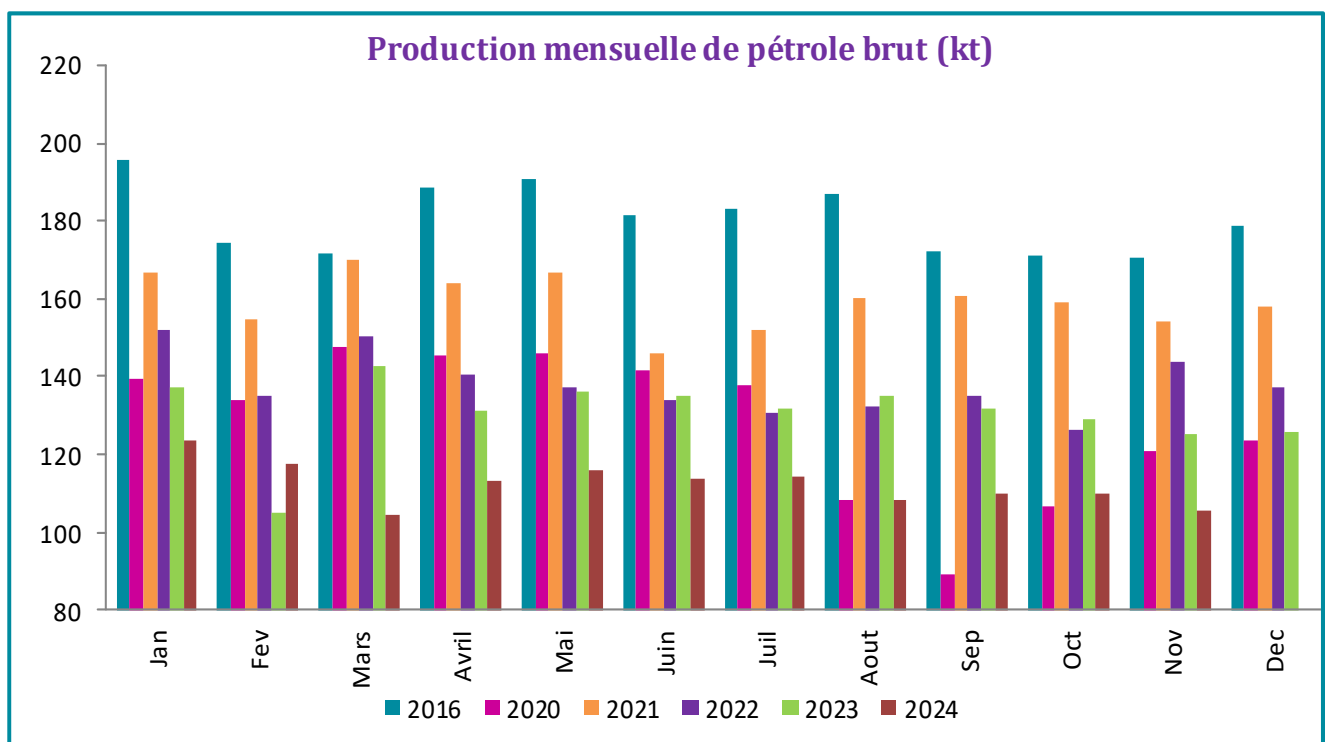
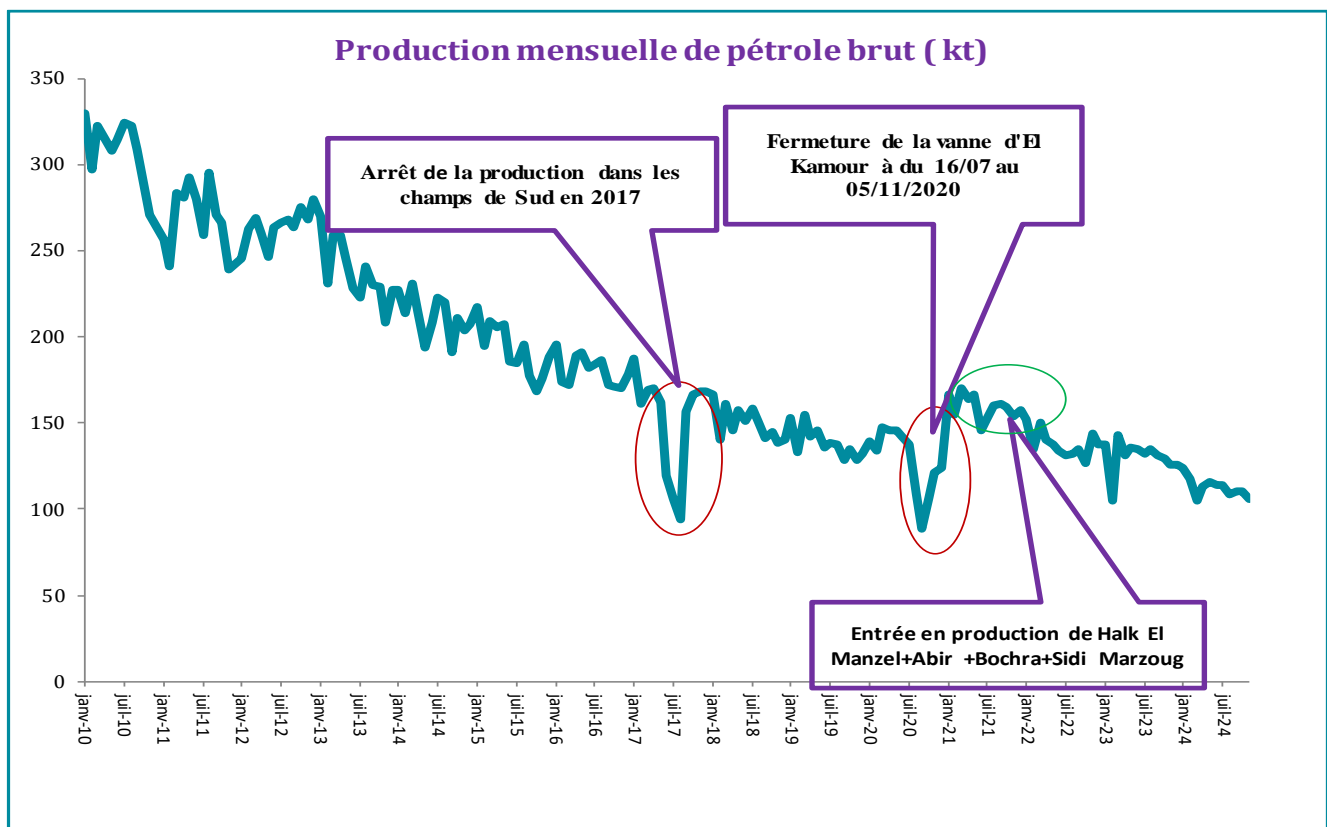
D'autres champs ont enregistré, par contre, une augmentation de production à savoir Adam (+9%), Bir Ben Tartar (+44%), Sidi Litayem (+17%), Ezzaouia (+83%), Ch.Essaida (+5%) et El borma (+2%).

Il convient de noter :

- **Concession Miskar** : Remise en production le **15 mai 2024** après l'arrêt total de la production depuis le **3 mai 2024** et ce pour la maintenance de l'usine Hannibal. Arrêt de la production (Shut down) depuis le **18 octobre 2024** pour des travaux de maintenance. Reprise de la production le **11 novembre 2024**.
- **Concession Hasdrubal** : Arrêt de la production (Shut down) depuis le **27 novembre 2024** pour des travaux de maintenance.
- **Concession Shalbia** : Remise en production le **16 septembre 2024** après un arrêt depuis décembre **2023**.
- **Concession El Borma** : Augmentation relative de la production du champ El borma suite à une augmentation de la production à partir du puits EB406-2 entre le 10/7/2024 et le 15/07/2024.
- **Concession Gremda** : Arrêt du puits Ain-1 depuis le **9 mars 2024**.
- **Concession Nawara** : Arrêt planifié du **19 février au 7 mars 2024** pour des travaux de maintenance.
- **Concession Robbana** : Remise en production depuis le **14 avril 2024**.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **33** mille barils/j à fin novembre **2023** à **28.9** mille barils/j à fin novembre **2024**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2024**.



2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin novembre				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité: ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 610	3 586	2 416	1 947	-19%	-4%
Production nationale	1 607	2 525	1 493	1 123	-25%	-6%
<i>Miskar</i>	393	1 245	365	286	-22%	-10%
<i>Gaz Com Sud ^{(1) (3)}</i>	159	308	148	170	15%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	114	222	104	91	-13%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	180	413	165	148	-10%	-7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	54	36	52	17	-67%	-5%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾</i>	189	302	177	121	-32%	-6%
<i>Nawara et chalbia ⁽⁴⁾</i>	518	0	482	289	-40%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 003	1 061	922	824	-11%	-2%
Achats	2 395	862	2 217	2 159	-3%	7%
<i>Unité: ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 900	3 984	2 684	2 163	-19%	-4%
Production nationale	1785	2806	1659	1247	-25%	-6%
<i>Miskar</i>	437	1383	406	318	-22%	-10%
<i>Gaz Com Sud (1) (3)</i>	177	342	164	189	15%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	126	247	116	101	-13%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	200	459	184	165	-10%	-7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	60	40	57	19	-67%	-5%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)</i>	210	335	196	134	-32%	-6%
<i>Nawara(4)</i>	576	0	536	321	-40%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1115	1178	1025	916	-11%	-2%
Achats	2 661	957	2 464	2 399	-3%	7%

(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

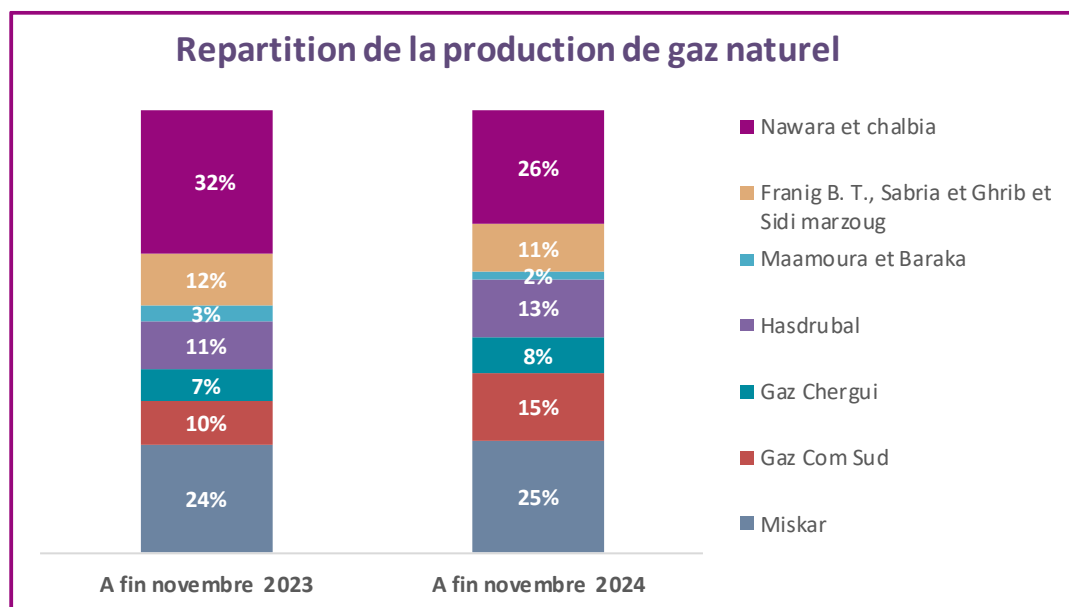
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 de mois d'août 2024 d'une quantité de 120 million de Cm3 , en cours de regularisation à partir du mois d'octobre 2024.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1947** ktep, à fin novembre **2024**, enregistrant ainsi une baisse de **19%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **25%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **11%** à fin novembre **2024** par rapport à fin novembre **2023** en se situant à **824** ktep.

Le graphique suivant présente la structure de la production du gaz à fin novembre **2023** et fin novembre **2024**.

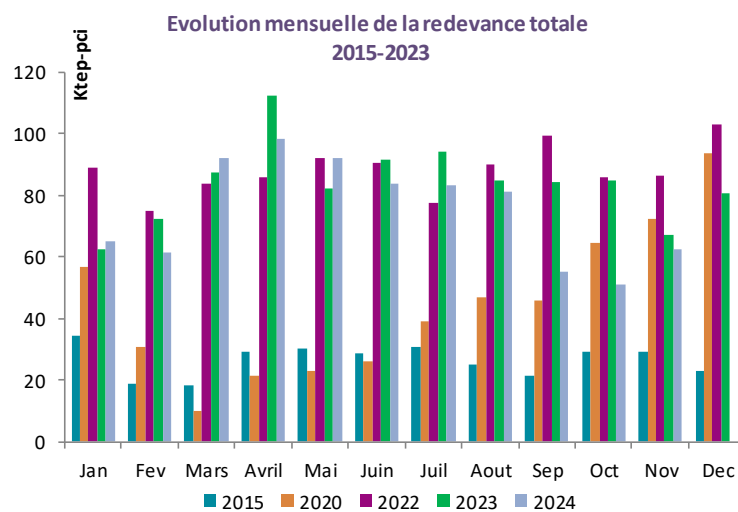
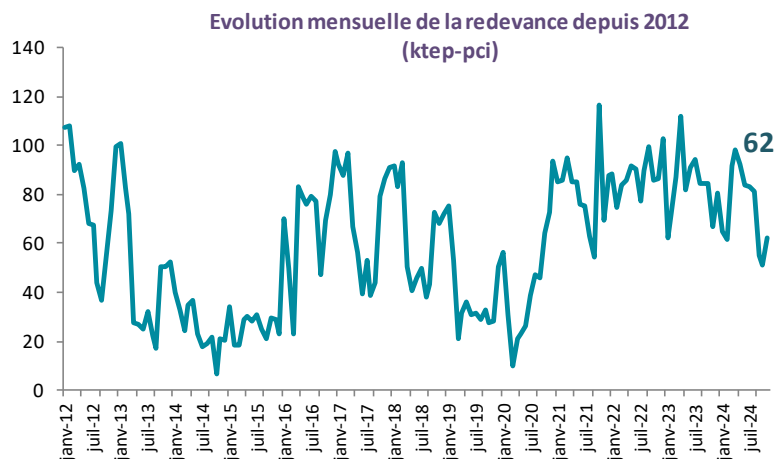


Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **10%**.
- ✓ **Champs Nawara et chalbia** : baisse de la production de **40%**, Arrêt planifié du **19 février** au **7 mars 2024** pour des travaux de maintenance.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **15%** à fin novembre **2024** par rapport à fin novembre **2023**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **22%**. Arrêt total de la production du **3 au 15 mai 2024** pour la maintenance de l'usine Hannibal. Arrêt de la production depuis le **18 octobre 2024** pour des travaux de maintenance. Reprise de la production le **11 novembre 2024**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **11%** à fin novembre **2024** par rapport à fin novembre **2023**.

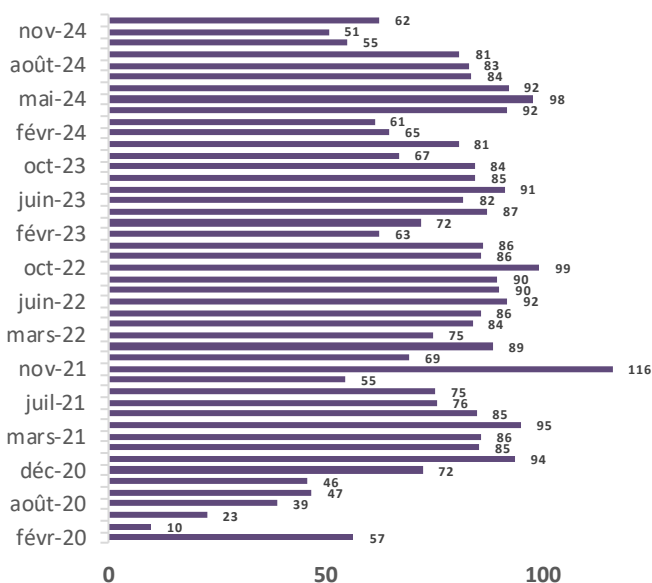
Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG (**100%** à fin novembre **2024**).

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré à fin septembre **2024** d'une quantité de **152 millions de Cm³**, il est en cours de régularisation à partir du mois d'octobre **2024**.



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 juillet **2020** et qui a continué durant les années qui suivent.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci) Année 2020-2024

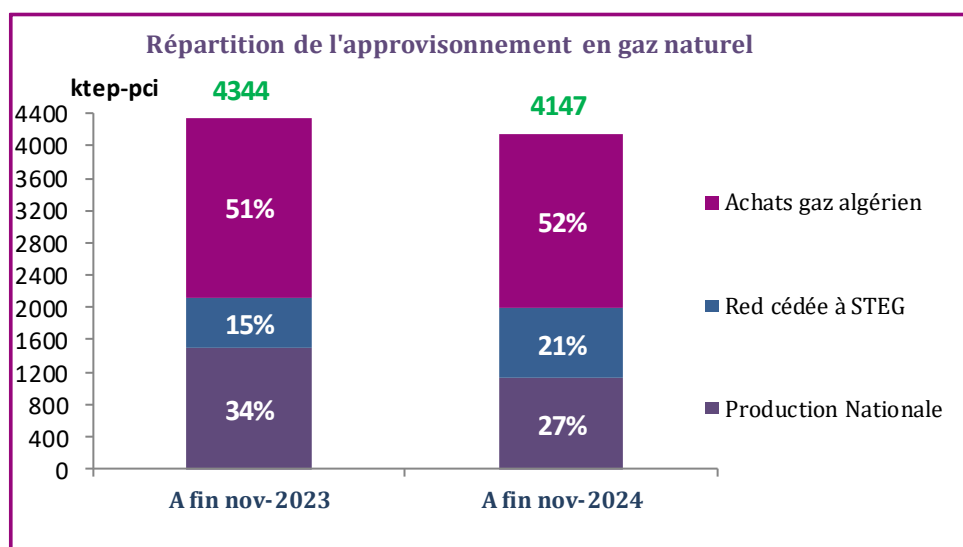


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une baisse de **3%** entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024**, pour se situer à **2159 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **5%** entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024** pour se situer à **4147 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 **34 %** à **27%**.
2. Hausse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **15%** à **21%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien à **51%** de **52%**.



3. Production de produits pétroliers

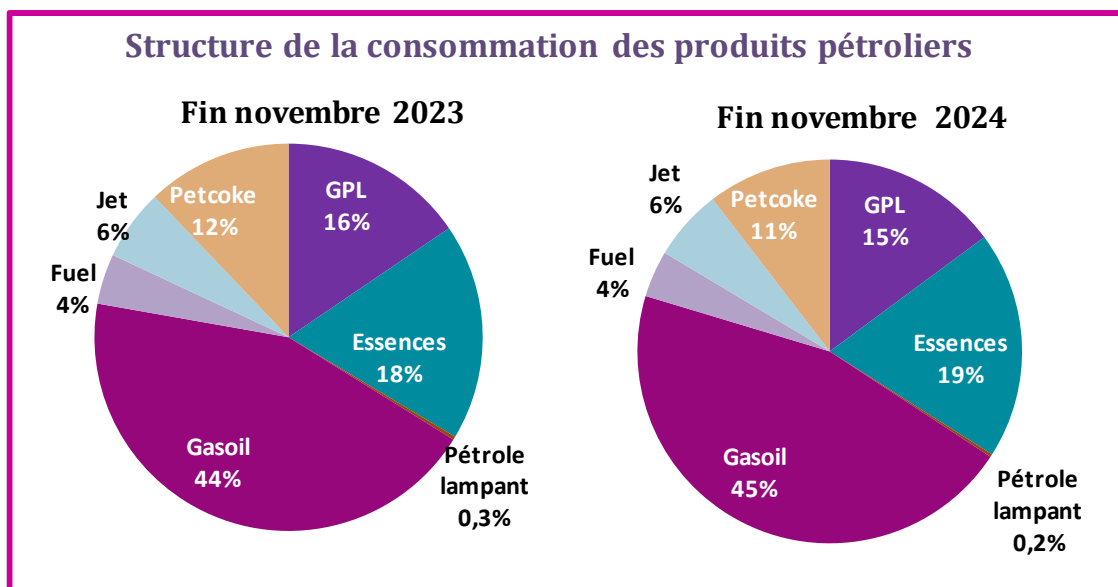
Les indicateurs de raffinage				
	A fin novembre			Remarques
	2023 (a)	2024 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	23	21	-11%	
Essence Sans Pb	35	0	-100%	
Petrole Lampant	21	14	-32%	
Gasoil ordinaire	367	477	30%	
Fuel oil BTS	279	338	21%	
Virgin Naphta	196	290	48%	
White Spirit	8	10	23%	
Total production STIR	929	1151	24%	
Taux couverture STIR (1)	23%	28%	20%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	11%	13%	12%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	246	305	24%	Arrêt technique de 01/11/2024 au 30/11/2024.
Jours de fonctionnement du Platforming	100	0	-100%	Arrêt de l'unité de la Platforming depuis janvier 2024

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2023	A fin novembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)		
GPL	695	469	626	619	-1%	2%
Essences	797	516	732	798	9%	3%
<i>Essence Super</i>	0	1,7	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	787	515	723	788	9%	3%
<i>Essence premium</i>	10	0	9,3	10,3	10%	-
Pétrole lampant	13	46	11,2	9,7	-13%	-11%
Gasoil	1 948	1618	1777	1892	6%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 506	1460	1376	1454	6%	0,0%
<i>Gasoil SS</i>	435	158	395	431	9%	7%
<i>Gasoil premium</i>	6	0	5,6	6	8%	-
Fuel	185	269	169	163	-4%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	25	13	22	29	30%	6%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	159	256	147	134	-9%	-5%
Fuel gaz(STIR)	5	0	5	0	-100%	-
Jet	258	230	239	250	4%	1%
Coke de pétrole	532	269	490	434	-11%	3%
Total	4432	3418	4050	4165	3%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4402	3405	4022	4136	3%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré une hausse de **3%** à fin novembre **2024** par rapport à la même période de l'année précédente pour se situer à **4165 ktep**. Ainsi, nous avons noté une hausse de la demande des essences de **9%**, du gasoil de **6%** et du jet d'aviation de **4%**. En revanche, la demande du GPL et du coke de pétrole a enregistré une baisse respectivement de **1%** et de **11%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024** à l'exception de quelques produits notamment le petcoke dont sa part est passée de **12%** à **11%**, les essences dont leur part est passée de **18%** à **19%** et les gasoils dont leur part est passée de **44%** à **45%** durant la même période.

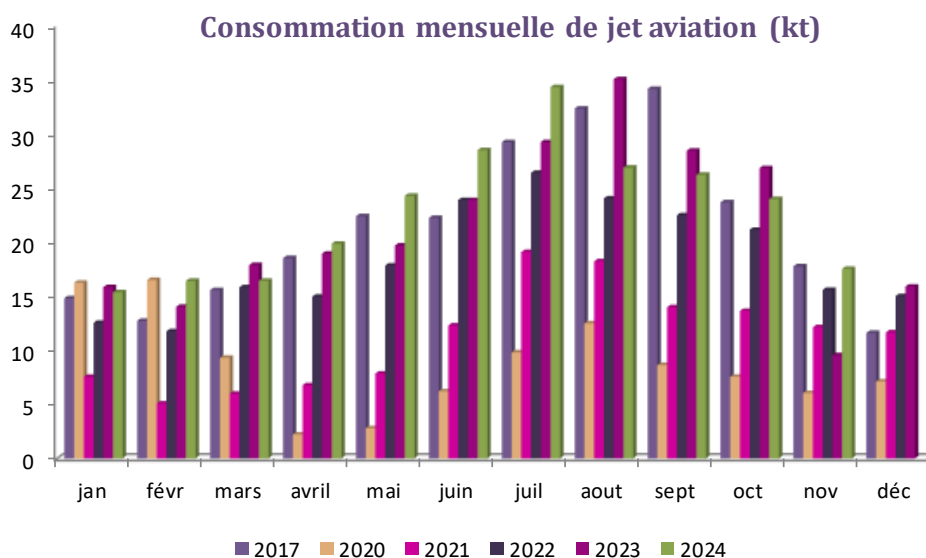


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024**, une augmentation de **7%**. Elle représente **65%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024**, une baisse de **1%**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **11%** entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024**, (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 **4%** à fin novembre **2024** par rapport à l'année précédente.



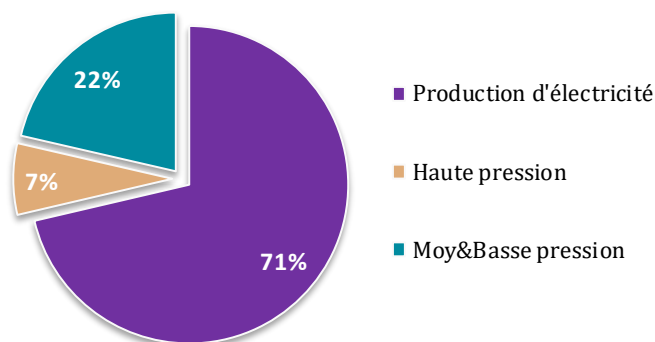
2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin novembre				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 644	3 989	4 336	4 133	-5%	0,3%
Production d'électricité	3 365	2 940	3 147	2 949	-6%	0,02%
Hors prod élec	1 279	1 049	1 189	1 184	-0,4%	1%
Haute pression	344	349	316	300	-5%	-1%
Moy&Basse pression	935	700	872	884	1%	2%
DEMANDE	5 160	4 432	4 817	4 592	-5%	0,3%
Production d'électricité	3 739	3 266	3 497	3 276	-6%	0,02%
Hors prod élec	1 421	1 166	1 321	1 316	-0,4%	1%
Haute pression	382	388	352	333	-5%	-1%
Moy&Basse pression	1 039	778	969	982	1%	2%

La demande totale du gaz naturel a enregistré une baisse de **5%** entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024** pour se situer à **4133 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une baisse de **6%** et celle pour la consommation finale a enregistré une légère diminution de **0.4%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**71%** de la demande totale à fin novembre **2024**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **95%**. La baisse de la demande du secteur électrique est due à la limitation de la disponibilité du gaz naturel et ne reflète pas la demande du secteur électrique.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin novembre 2024



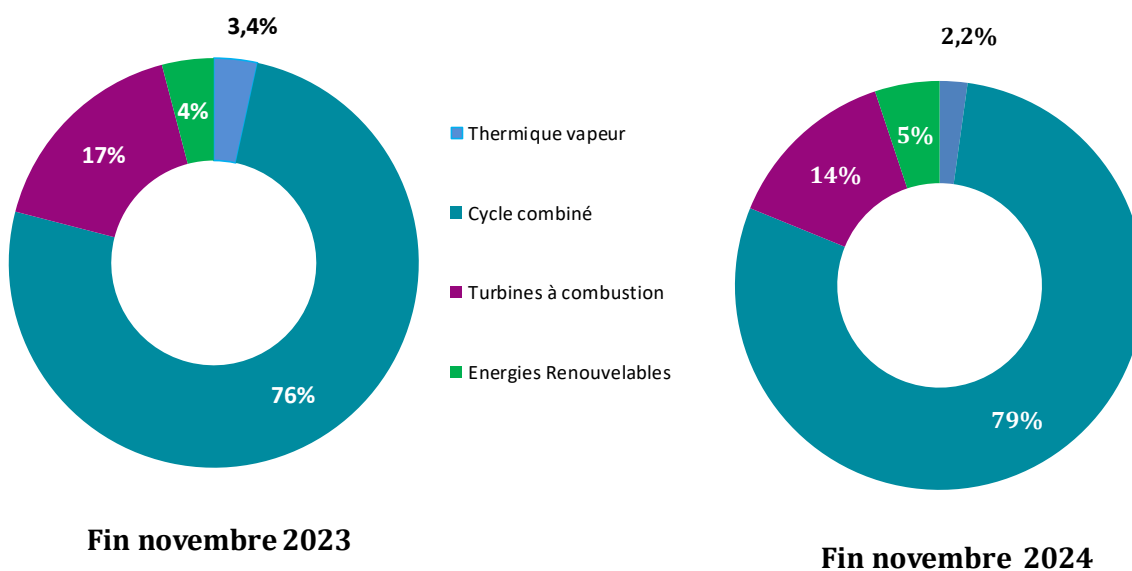
Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande du gaz naturel a connu une légère diminution de **0.4%** pour se situer à **1184 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une légère hausse de **1%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **5%**.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une amélioration de **2.4%** entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024** pour se situer à **195.9** tep/GWh.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une baisse de **3%**, ainsi que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **6%**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique passant de **76%** à **79%** entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2023	Novembre		A fin novembre	
		2023	2024	2023	2024
Nb de permis octroyés	1	0	0	1	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	0	0
Nb total des permis	16	17	16	17	16
Nb de forages explo.	5	0	0	5	1
Nb forages dévelop.	3	0	0	3	0
Nb de découvertes	2	0	0	2	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin novembre **2024**, est de **16** dont **15** permis de recherche et **1** permis de prospection (*la liste des permis en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : www.energiemines.gov.tn*).

Le nombre total de concessions est de **56** dont **44** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **34** de ces concessions en production et directement dans **3** (*la liste des concessions en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : www.energiemines.gov.tn*).

Exploration

Acquisition sismique à fin novembre 2024

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin novembre **2024**.

Forage d'exploration à fin novembre 2024

- Forage d'un (01) nouveau puits d'exploration à fin novembre **2024** :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Aziza-1	Jenein Sud	11/01/2024	Profondeur finale : 4103 m. Fin des opérations de forage le 29/02/24. Notification d'une découverte.

Poursuite de forage d'un (1) puits d'exploration entamé en 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
05	Chaal-2	Chaal	25/10/23	Arrêt de forage, problèmes techniques depuis le 12/11/2023. Abandon du puits. Démarrage de forage du puits Chaal-2 Bis en date du 5/01/2024. Fin de forage le 2/6/2024 Profondeur finale : 4695 m. Préparatifs pour le test du puits.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement à fin novembre **2024**.

Poursuite de forage d'un (1) puits de développement entamé en 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
03	SMGNE-1	Sidi Marzoug	28/10/23	Profondeur actuelle : 3326 m. Puits actuellement en suspension.



Chapitre 3

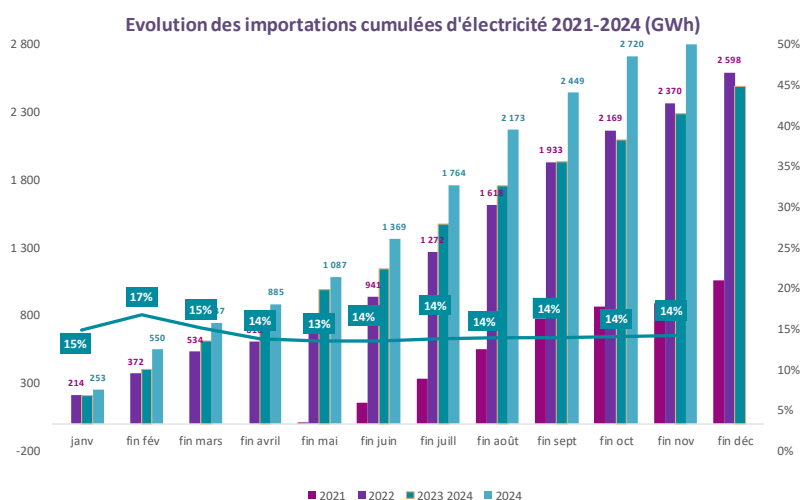
Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
<i>Unité: GWh</i>						
	Réalisé 2023	A fin novembre				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19092	10 648	17 765	17246	-3%	4%
FUEL + GASOIL	0,1	3	0,10	72	71800%	25%
GAZ NATUREL	18707,8	10472	17415	16816	-3%	3%
HYDRAULIQUE	9,2	48	8,7	14,6	68%	-8%
EOLIENNE	338,4	125	307	310	1%	7%
SOLAIRE	36,5	0	34	34	-0,3%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0,0	2918	0	0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	34,5	0	33	32,0	-3%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	416,0	0	357	519	46%	-
ACHAT TIERS	187	74	173	173	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	19314	13 640	18 328	17 970	-2%	2%
Echanges	-0,4	19	-0,8	-5,1	538%	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2496	0	2291	2959	29%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,2	0	0	103	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21809	13659	20618	20822	1%	3%

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

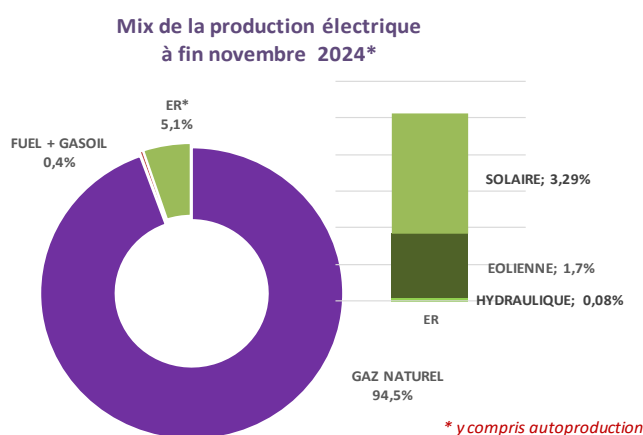
La production totale d'électricité a enregistré une légère baisse de **2%** entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024** pour se situer à **17970 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **18328 GWh** à fin novembre **2023**. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de **1%**. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie et de la Libye** ont couvert **14%** des besoins du marché local à fin novembre **2024**.



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 de lion dans la production électrique avec **96%** de la production nationale à fin novembre 2024. L'électricité produite à partir de gaz naturel a enregistré une baisse de **3%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **5%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin novembre 2024.



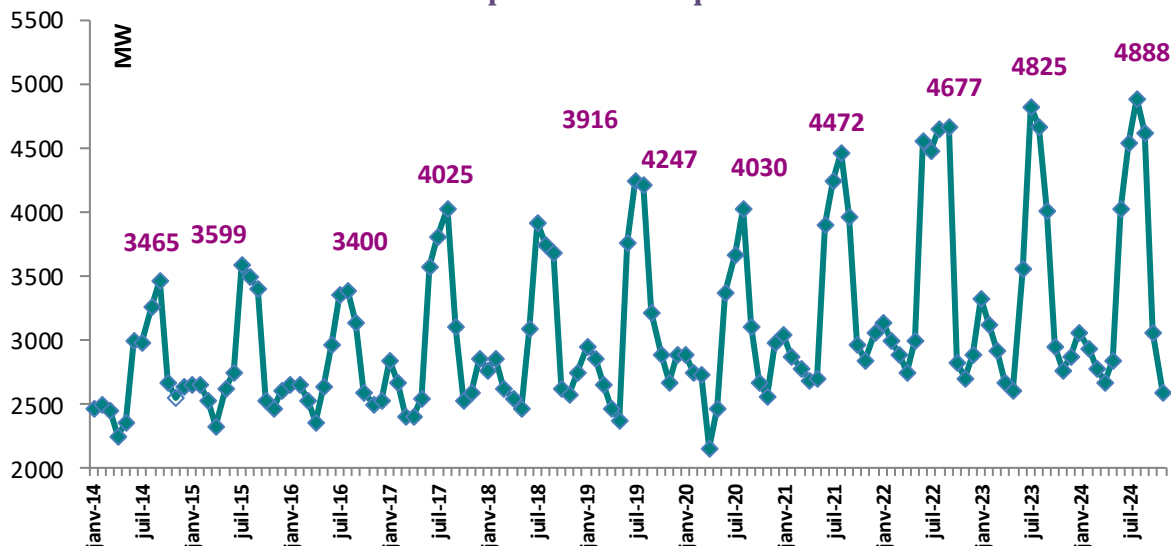
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, **267 MW** de toitures photovoltaïques ont été installées dans le secteur résidentiel et **314** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **112MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

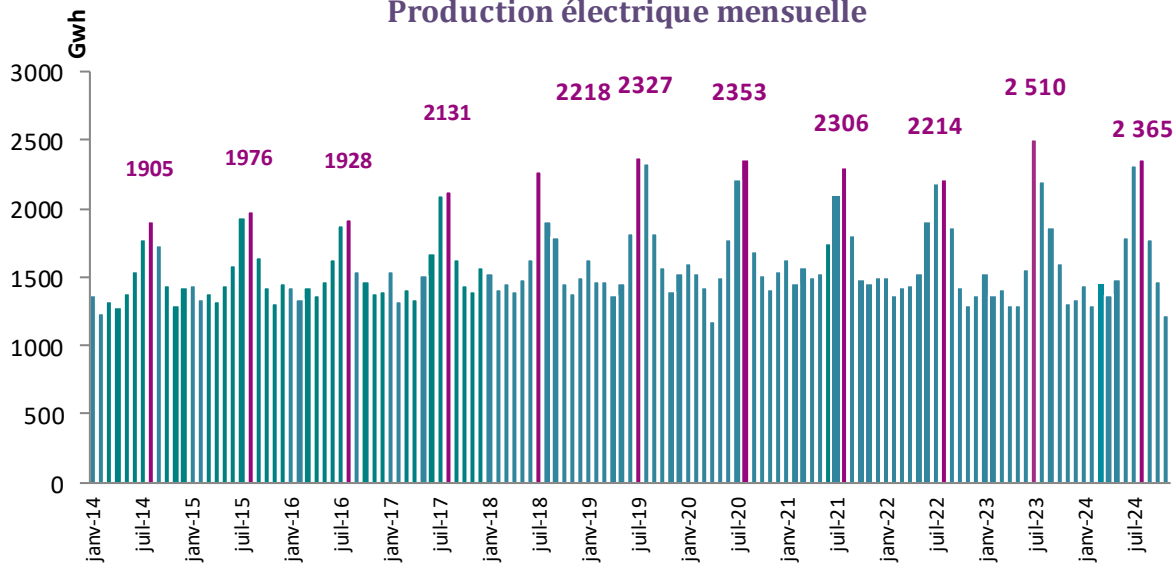
La pointe a augmenté de **1,3%** pour se situer à **4888 MW** à fin novembre 2024 contre **4825 MW** à fin novembre 2023 enregistrant ainsi un nouveau record (le **14 Août 2024** à 15h41min).

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



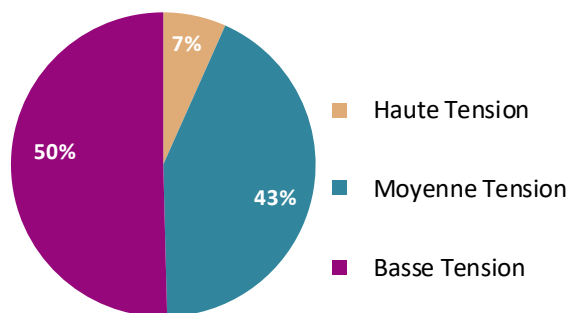
Production électrique mensuelle



VENTES D'ELECTRICITE						
<i>Unité : GWh</i>						
	Réalisé 2023	A fin novembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)		
Haute tension	1184	1179	1099	1051	-4%	-1%
Moyenne tension	7140	5551	6594	6556	-1%	1%
Basse tension	9158	5105	8281	8165	-1%	3%
TOTAL VENTES **	17482	11 834	15 974	15 772	-1%	2%

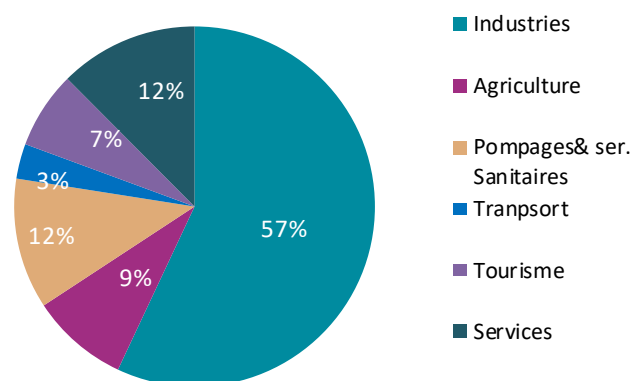
Les ventes d'électricité ont enregistré une légère diminution de **1%** entre fin novembre **2023** et fin novembre **2024**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **4%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une légère diminution de **1%**. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Répartition des ventes d'électricité à fin novembre 2024



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **57%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin novembre **2024**.

Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin novembre 2024



La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement les industries métallurgiques de base (**-9%**), les industries IMCCV (**-76%**), l'industrie du papier et de l'édition (**-1%**) et l'industrie alimentaire et de Tabac (**-5%**) contre une hausse des ventes des industries chimiques et du pétrole (**+6%**).

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin novembre 2024 :

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offres 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>Lancement de l'appel d'offres 2018-2019</p> <p>Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021.</p> <p>Approbation par décrets lois en décembre 2021</p> <p>Projet Kairouan de 100MW : signature des accords de financement le 26 septembre 2023. Lancement des travaux le 08 mai 2024, fin des travaux prévue pour l'été 2025.</p> <p>Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW : en phase de bouclage financier prévu au cours du 3^{ème} trimestre 2024.</p> <p>Projets de Gafsa (100 MW) et de Tataouine (200 MW) : Signature des accords de projet le 08 mai 2024, démarrage des travaux prévu pour début 2025.</p>
		Appel d'offres de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	<p>Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MW à partir de fin mai 2024 sur 4 tours d'une capacité de 200 MW chacun sont prévus à 6 mois d'intervalle.</p> <p>Dépouillement des offres pour le 1^{er} tour en cours</p>
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 300 MW (Sites de l'Etat)	<p>Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid</p> <p>Délai : Fin mai 2024</p> <p>Dépouillement des offres en cours</p>
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (Avril 2017)	<p>Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)</p> <p>Création de 7 sociétés de projet</p> <p>Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets :</p> <p>Projet Enfidha : 1MW depuis 2020.</p> <p>Projet SidiBouzid : 1MW en avril 2023.</p> <p>Projet meknassi : 10 MW en avril 2023.</p> <p>Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022.</p>
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	<p>Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), Création de 5 sociétés de projet</p> <p>Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets :</p> <p>Un projet de 1MW à Fawar-Kébili : en production (arrêté du 09 septembre 2022).</p> <p>Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022).</p>

		Un projet de 1 MW à Skhira en production (arrêté du 01 août 2023). Projet Sidi Bouzid : 1MW en avril 2023 (publication en cours) Réforme en cours pour relancer ce régime
	3 ^{ème} appel à projets (juillet 2019)	Soumission des offres le 09 janvier 2020 Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW) Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 11 janvier 2024). Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 23 avril 2024). Projet à Matmata-Gabes de 1MW : en production (arrêté du 24 mai 2024). Projet à Sidi Bouzid de 1MW : en production (publication en cours). Réforme en cours pour relancer ce régime
	4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report). Octroi de 12 accords de principe (7 projets catégorie 1MW + 5 projets catégorie 10MW). Réforme en cours pour relancer ce régime
AUTOPRODUCTION	Basse tension	288 MW
	MT/HT	314 autorisations octroyées pour une puissance totale de 112MW
STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Mise en service effectuée le 10/03/2021 pour 08 onduleurs, soit une puissance de 8MW sur 10MW Date de début de la marche industrielle : 12/04/2022
	Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Mise en service effectuée le 24/11/2021 Date prévisionnelle de début de la marche semi-industrielle : 22/02/2022 Date de début de la marche industrielle : juin 2022.

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offres de 300 MW (sites proposés par l'Etat): 200MW à Djebel Abderrahmen à Nabeul, 100MW à Djebel Tbagà à Kébili	<p>Identification des sites</p> <p>Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018)</p> <p>Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018)</p> <p>lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019)</p> <p>Elaboration des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs)</p> <p>Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent.</p>
		Appel d'offres de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	<p>Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 75 MW.</p> <p>1^{er} round : 2*75MW –dernier délai de soumission fixé au 19/12/2024.</p>
	AUTORISATION	2ème appel à projets (Janvier 2019)	<p>Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW)</p> <p>Création de 2 sociétés de projet</p>

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