

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

Mars 2024



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



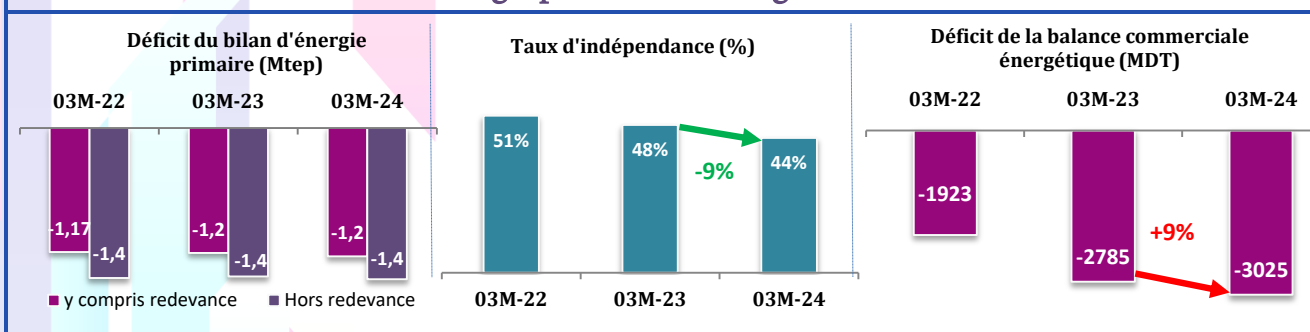
Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

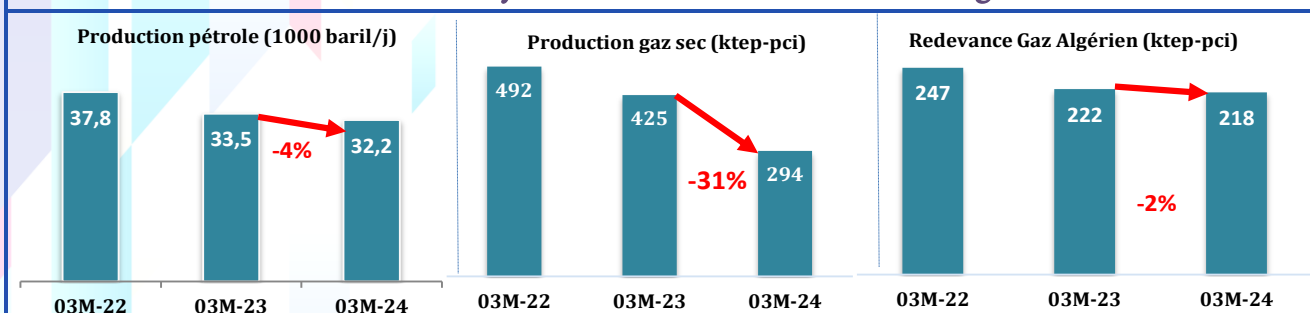
Date de la publication : le 15 mai 2024

Faits marquants des trois premiers mois de 2024

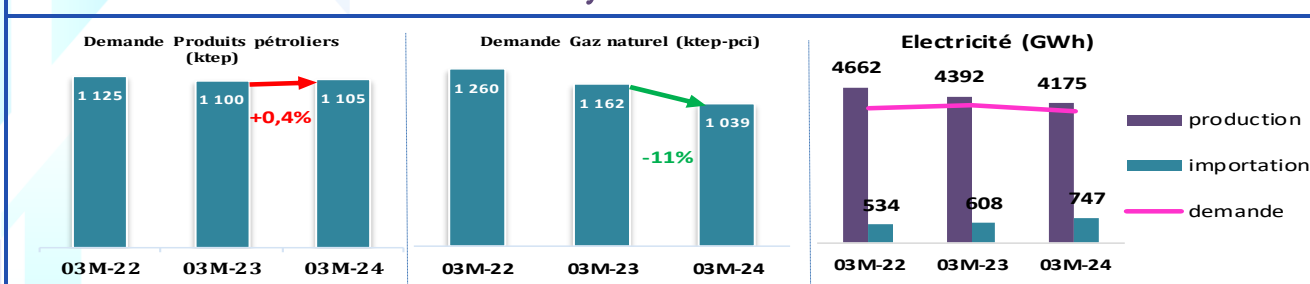
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



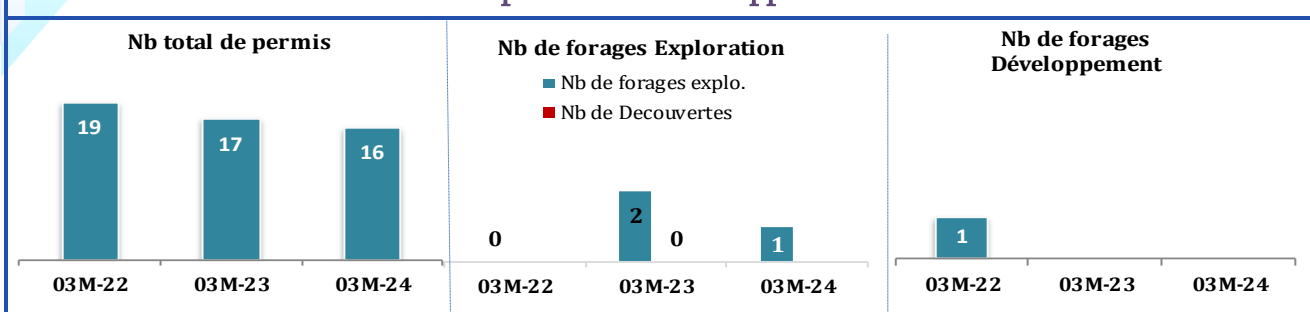
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



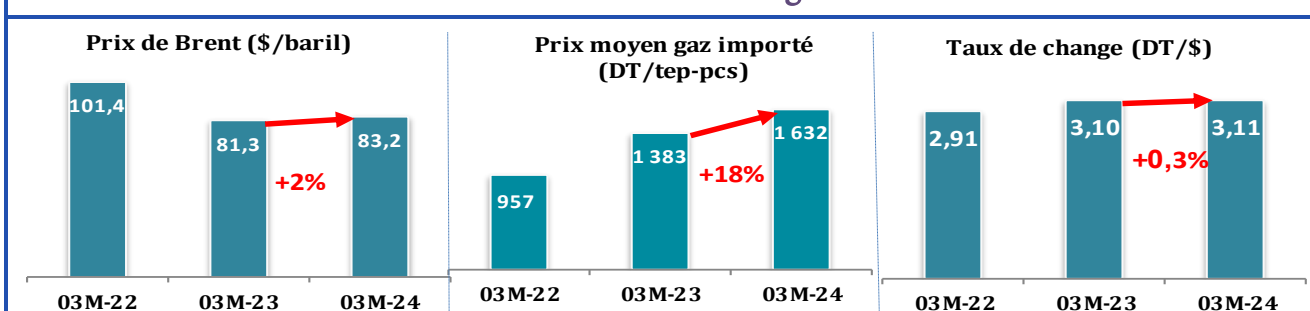
Demande des hydrocarbures et d'électricité



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



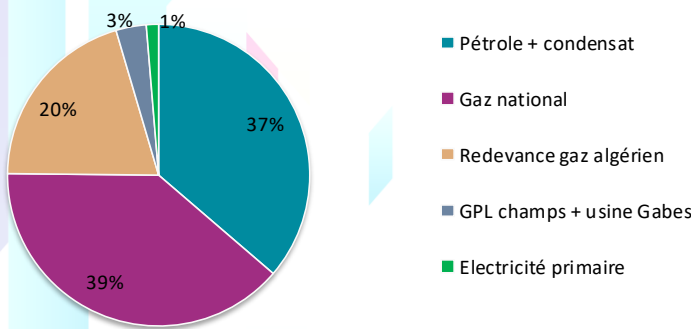
BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE						
Unité: ktep-pci						
	Réalisé en 2023	A fin mars			Var (%)	TCAM (%)
		2010	2023	2024		
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	4455	2075	1094	947	-13%	-5%
Pétrole ^{(1)(*)}	1599	980	397	385	-3%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	155	36	35	33	-8%	-1%
Gaz naturel	2629	1055	647	512	-21%	-5%
Production	1626	697	425	294	-31%	-6%
Redevance	1003	358	222	218	-2%	-3%
Elec primaire	72	4	14	18	27%	11%
DEMANDE	9195	1948	2277	2162	-5%	1%
Produits pétroliers	4435	918	1100	1105	0,4%	1%
Gaz naturel	4688	1026	1162	1039	-11%	0,1%
Elec primaire	72	4	14	18	27%	11%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4739	127	-1183	-1215		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5743	-231	-1405	-1433		
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 qazoduc trans-méditerranéen						
(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes (provisoire)						
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes						
(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale						
(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales						
(*) Données estimées pour le mois de mars 2024						

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.95 Mtep** à fin mars **2024**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **13%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du gaz naturel.

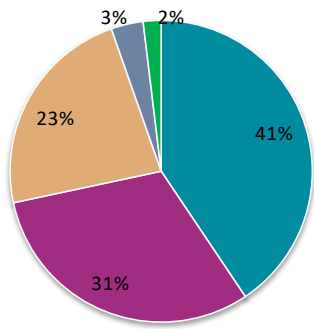
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **72%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **2%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **2%** à fin mars **2024** par rapport à fin mars **2023**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin mars 2023



Répartition des ressources en énergie primaire à fin mars 2024

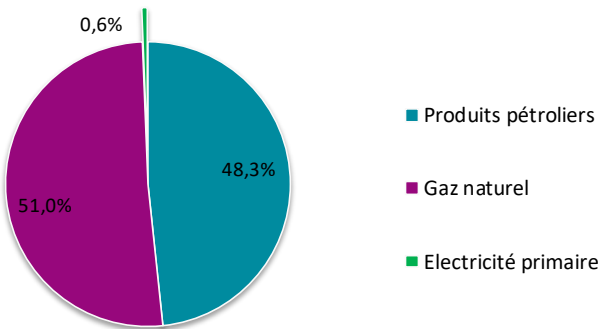


La demande d'énergie primaire a diminué entre fin mars **2023** et fin mars **2024** de **5%**: la demande du gaz naturel a diminué de **11%** alors que celle des produits pétroliers a enregistré une quasi stabilité.

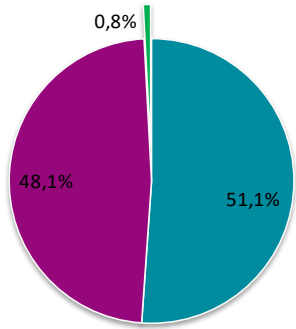
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **11%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers l'importation d'électricité.

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 mars **2023** à **51%** durant la même période de **2024**. Le gaz naturel, par contre , a diminué de **51 %** à fin mars **2023** à **48%** à fin mars **2024**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin mars 2023



Répartition de la demande en énergie primaire à fin mars 2024



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin mars **2024, un déficit de 1.2 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **3%** par rapport à fin mars **2023**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **44%** à fin mars **2024** contre **48%** à fin mars **2023**.

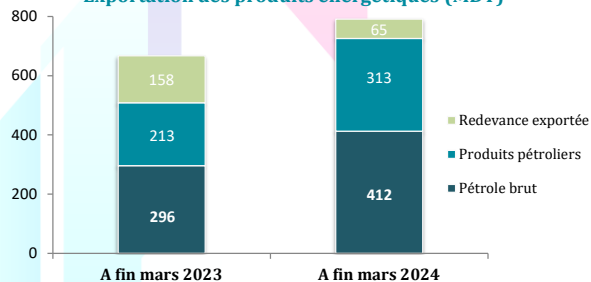
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **34%** à fin mars **2024** contre **38%** durant la même période de **2023**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)										
		Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
		A fin mars			A fin mars			A fin mars		
		2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾								68179717%		
PETROLE BRUT ⁽¹⁾								29641239%		
ETAP		162	130	-20%	166	133	-20%	296	255	-14%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾								0	157	-
GPL Champs		7,6	3,9	-48%	8,4	4,4	-48%	14,1	6,0	-57%
ETAP		7,6	3,9	-48%	8,4	4,4	-48%	14,1	6,0	-57%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾		0						0		-
PRODUITS PETROLIERS		117	161	38%	117	164	40%	213	313	47%
Fuel oil (BTS)		90	83	-8%	88	81	-8%	154	157	2%
Virgin naphta		27	78	-	29	82	188%	58	156	166%
REDEVANCE GAZ EXPORTE					69	35	-50%	158	65	-59%
IMPORTATIONS					1968	2091	6%	3466	3822	10%
PETROLE BRUT ⁽³⁾		201	251	25%	207	257	25%	424	570	34%
PRODUITS PETROLIERS		961	1058	10%	951	1053	11%	2138	2232	4%
GPL		157	166	5%	174	183	5%	378	314	-17%
Gasoil ordinaire		311	324	4%	319	333	4%	822	810	-1%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾		106	115	8%	109	118	8%	285	293	3%
Jet		49	44	-11%	51	46	-11%	144	127	-12%
Essence Sans Pb		118	186	57%	124	194	57%	330	506	53%
Fuel oil (HTS)		35	41	17%	34	40	17%	44	64	45%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾		184	183	-1%	140	139	-1%	135	118	-13%
GAZ NATUREL					810	780	-4%	904	1020	13%
Redevance totale ⁽²⁾					222	218	-2%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾					588	562	-4%	904	1020	13%
(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.										
(3) Importation STIR à partir de 2015										
(4) chiffres provisoires pour janvier 2023										
(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 premiers mois de 2024										

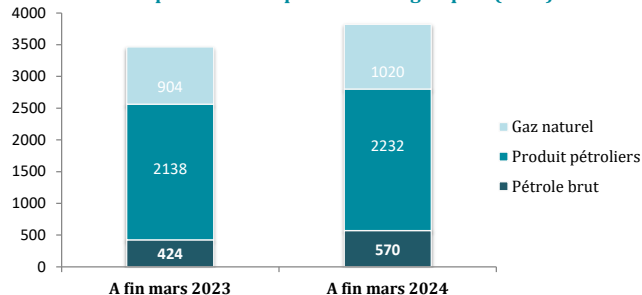
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **17%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **10%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **2785 MDT** à fin mars **2023** à **3182 MDT** à fin mars **2024**, soit une augmentation de **9%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

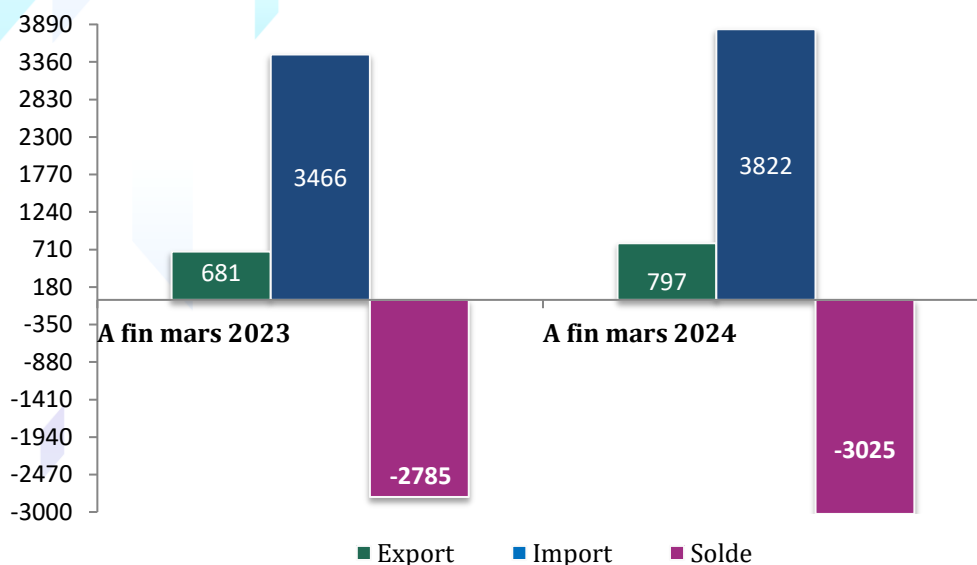
Exportation des produits énergétiques (MDT)



Importation des produits énergétiques (MDT)



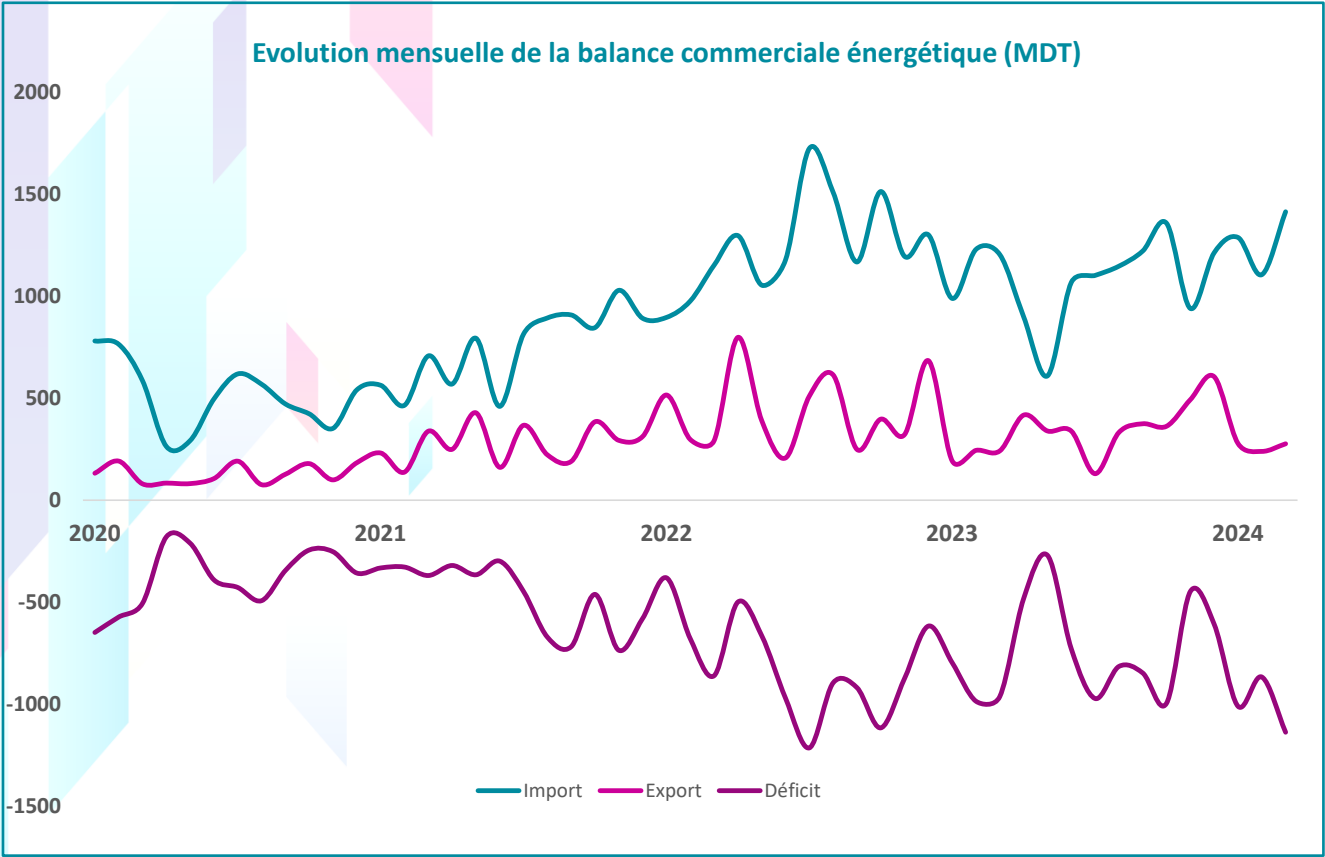
Balance commerciale énergétique (MDT)



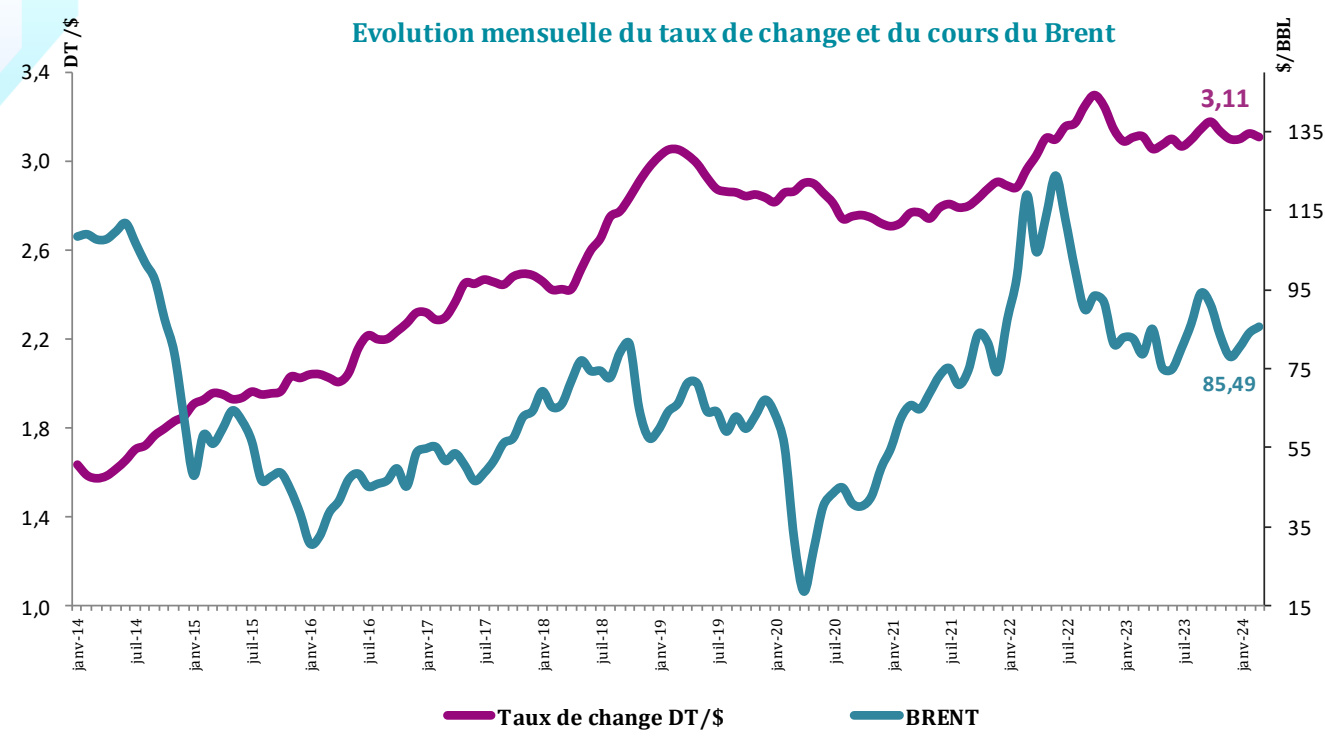
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est mainten au même niveau de l'année dernière, les quantités échangées ont baissé (-) et le cours du Brent a augmenté(-) à fin mars **2024** par rapport à fin mars **2023**.

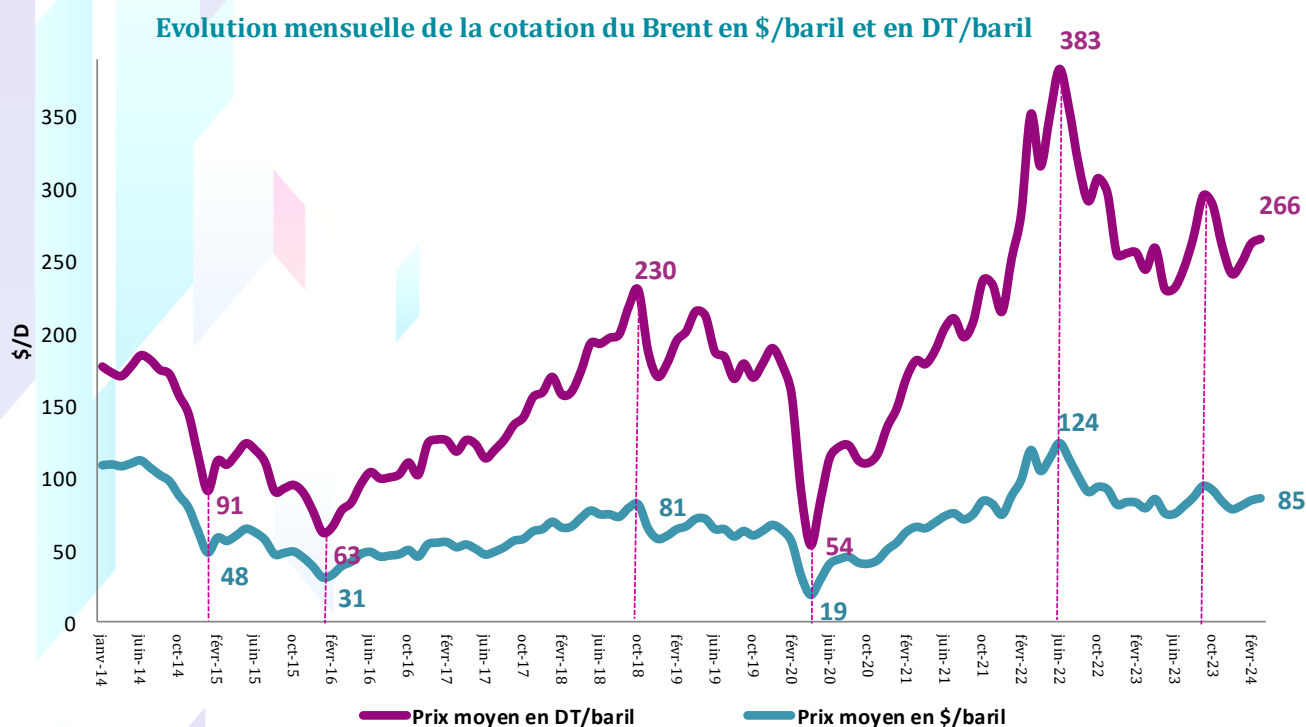
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du mois de mars **2024**, les cours du Brent ont enregistré une hausse de **7\$/bbl** par rapport au mois de mars **2023** : **85.5\$/bbl** courant mars **2024** contre **78.6 \$/bbl** courant mars **2023** et **83.9\$/bbl** courant le mois de février **2024**.



Au cours de la même période, le Dinar tunisien s'est maintenu au moyenne au même niveau par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

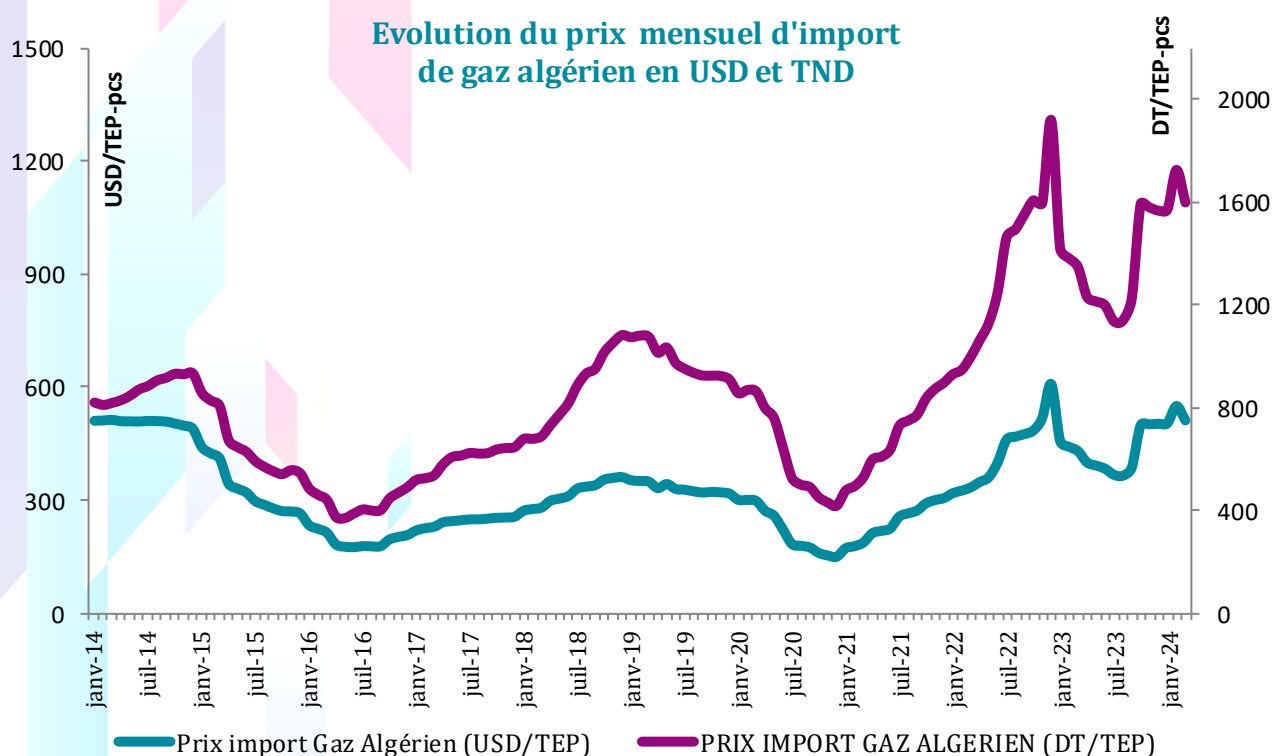


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(-) Entre fin mars **2023** et fin mars **2024**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **2%** : **81.3\$/bbl** contre **83.2 \$/bbl**.

(+) une quasi stabilité de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre fin mars **2023** et fin mars **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 de **18%** en DT et en \$ entre fin mars **2023** et fin mars **2024**.



Une baisse a 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 corrélié 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 première baisse a été enregistré courant le mois de mars 2024.

(--) Les importations des produits pétroliers à fin mars **2024** ont augmenté par rapport à fin mars **2023** de **4%** en valeur.

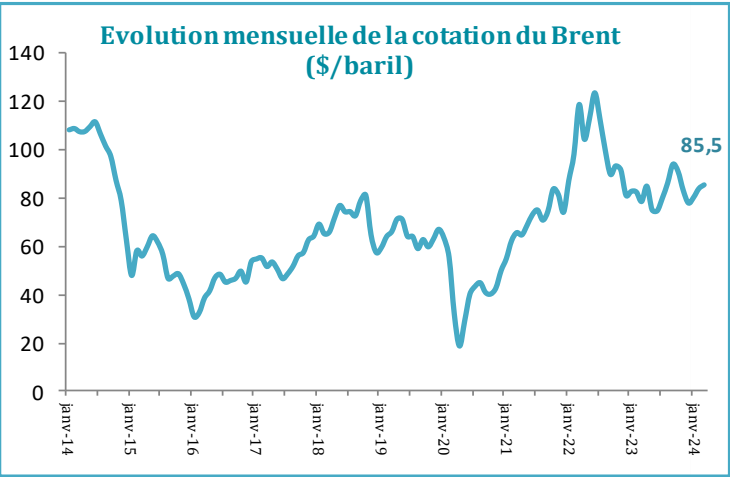
(--) hausse des importations de pétrole brut en quantité et en valeur à fin mars **2024** par rapport à fin mars **2023**.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de **40%** et de **47%** en valeur (arrêt de l'unité de la Platforming de la STIR durant le premier trimestre de **2024**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

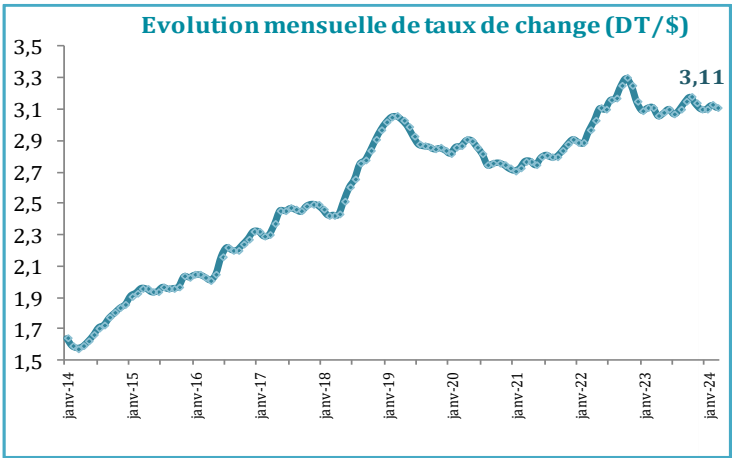
	2023	2024	Variat. 23/22
Janvier	82,8	80,3	-3%
Février	82,5	83,9	2%
Mars	78,6	85,5	9%
Avril	84,9		
Mai	75,16		
Juin	74,70		
Juillet	80,1		
Août	86,2		
Septembre	94,0		
Octobre	91,0		
Novembre	83,2		
Décembre	77,9		
Prix annuel moyen	82,6		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2023	2024	Variat. 23/22
Janvier	3,09	3,10	0,3%
Février	3,11	3,13	0,6%
Mars	3,11	3,11	-0,1%
Avril	3,06		
Mai	3,08		
Juin	3,10		
Juillet	3,07		
Aout	3,10		
Septembre	3,15		
Octobre	3,18		
Novembre	3,14		
Décembre	3,10		
Taux annuel moyen	3,11		



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

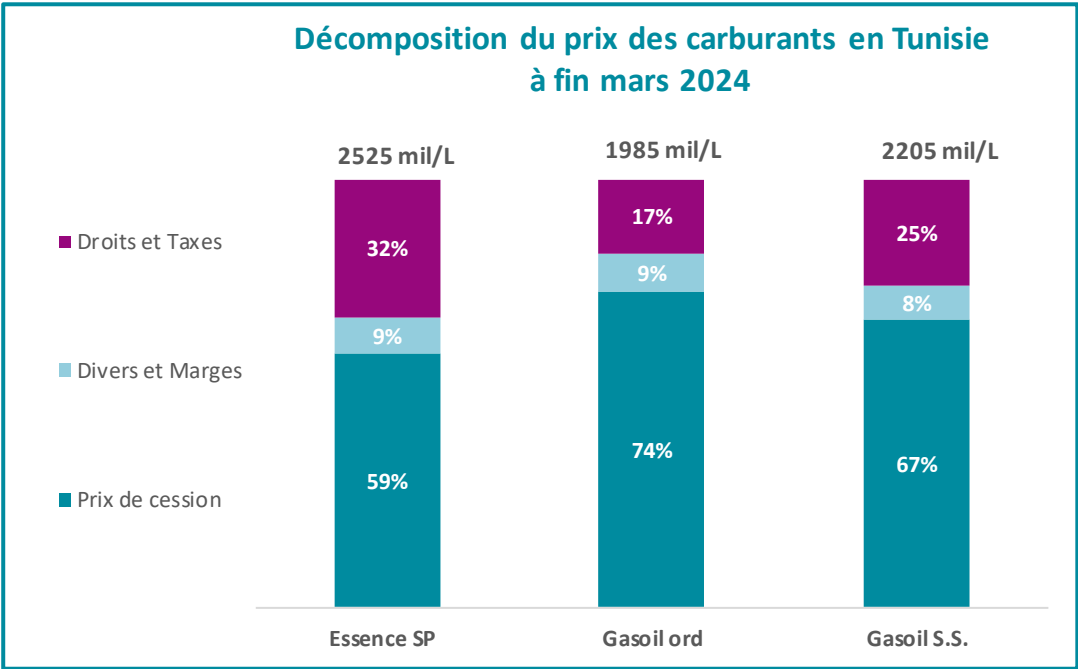
Pétrole Brut (1)	A fin mars 2024	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	300	96
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	254	82

(1) Prix moyen pondéré
(2) Y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdrubal mélange)

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin mars 2024				
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2100	1498	815	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	2106	1464	345	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	2153	1478	550	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1566	846	140	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1895	264	85	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	24,63	3,43	1,11	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)
(3) Divers et Marges : frais de mise en place + marge sociétés + forfait de transport uniforme + stockage de sécurité+ marge des revendeurs
(4) Prix de vente en vigueur au public à partir du 24/11/2022



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 mars 2024
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1321	1632

	Année 2021	Année 2022 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	609	643
Coût de revient moyen	812,5	1413,2
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-203,3	-770,3

(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 2021	Année 2022 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	245	273
Coût de revient moyen	308,1	440,9
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-63,3	-168,3

(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 cout 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 mars		
		2023	2024	Var (%)
El borma	169	44	42	-5%
Ashtart	183	41	39	-4%
Hasdrubal	75	20	18	-10%
Adam	98	25	26	2%
M.L.D	50	14	10	-29%
El Hajeb/Guebiba	131	29	27	-4%
Cherouq	49	12	12	-2%
Miskar	54	15	13	-14%
Cercina	74	18	17	-4%
Barka	33	7	4	-44%
Franig/Bag/Tarfa	40	11	9	-23%
Ouedzar	40	11	31	174%
Gherib	81	25	16	-37%
Nawara	89	22	16	-27%
Halk el Manzel	61	16	14	-16%
Autres	321	74	79	6%
TOTAL pétrole (kt)	1 547	385	373	-3%
TOTAL pétrole (ktep)	1 583	394	382	-3%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 563	388	376	-3%
TOTAL pétrole brut et Condensat (ktep)	1 599	397	385	-3%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	142	32	30	-8%
TOTAL GPL primaire (ktep)	155	35	33	-8%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 704	420	405	-4%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 754	433	417	-4%

(*) Valeurs estimées pour le mois de mars 2024 sur la base des réalisations des mois précédents

La production nationale de pétrole brut s'est située à **373 kt** à fin mars **2024** enregistrant ainsi une baisse de **3%** par rapport à fin mars **2023**. Cette baisse a touché plusieurs champs à savoir Gherib (-37%), Nawara (-27%), M.L.D(-29%), Baraka (-44%) et Franig/Bag/Tarfa (-23%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une augmentation de production à savoir Ouedzar (+174%), Sidi marzoug (+23%), Bir Ben Tartar (+66%) et Adam (+2%).

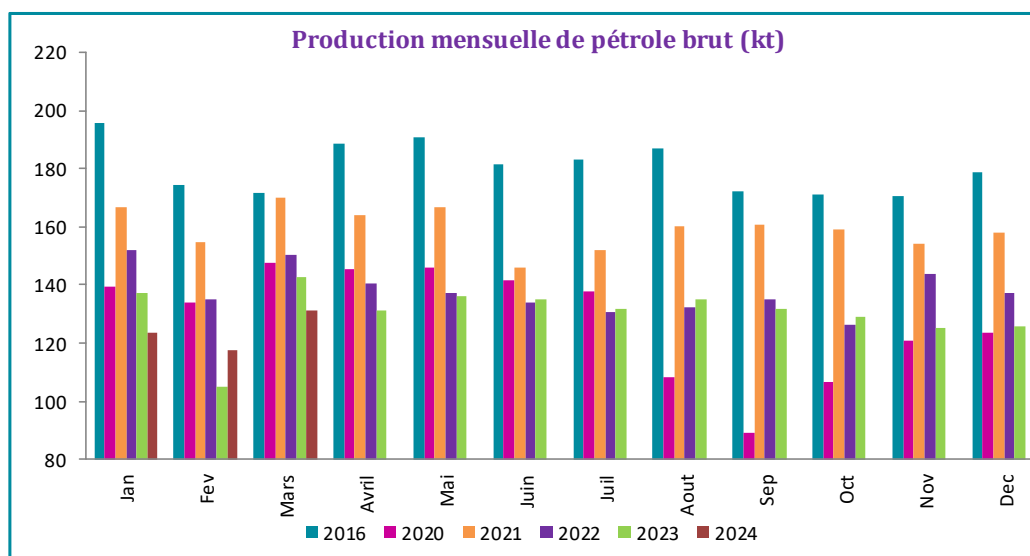
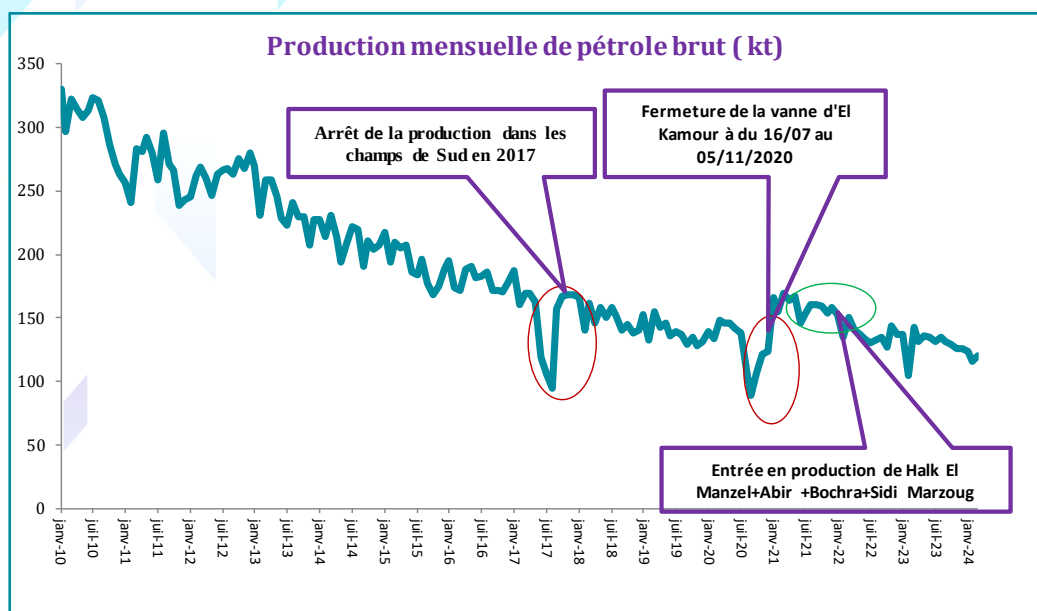
Production des hydrocarbures

Il convient de noter :

- **Concession Gremda** : Arrêt du puits Ain-1 depuis le **9 mars 2024**
- **Concession Nawara** : Arrêt planifié du **19 février** au le **7 mars 2024** pour des travaux de maintenance.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **33.5** mille barils/j à fin mars **2023** à **32.2** mille barils/j à fin mars **2024**.

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

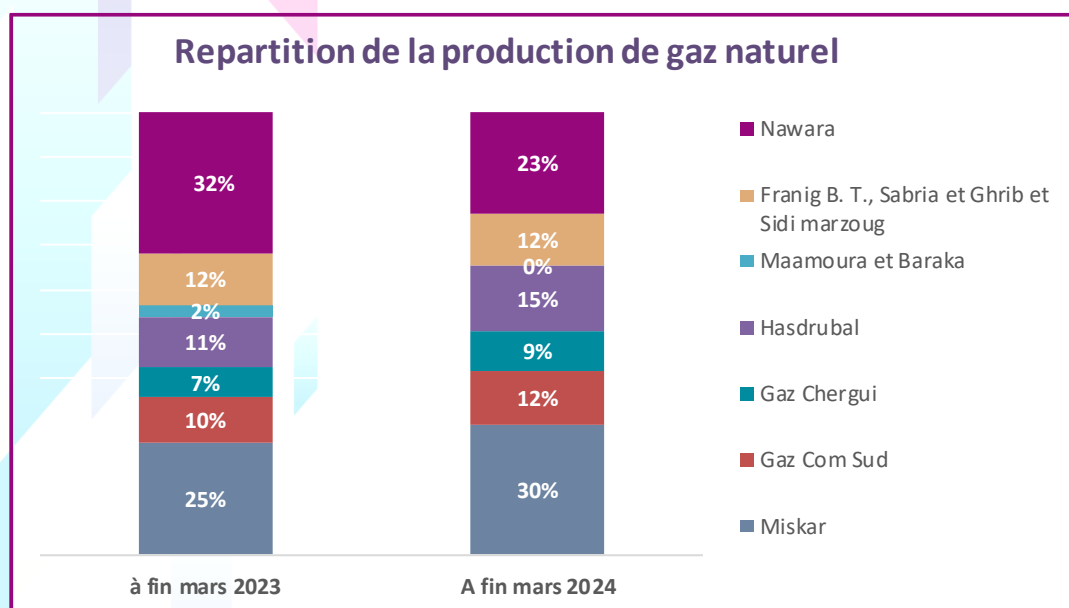


2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin mars				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 629	1 055	647	512	-21%	-5%
Production nationale	1 626	697	425	294	-31%	-6%
Miskar	393	367	108	87	-20%	-10%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	178	78	44	36	-18%	-5%
Gaz Chergui	114	59	29	26	-10%	-6%
Hasdrubal	180	115	49	44	-10%	-7%
Maamoura et Baraka	54	3	10	0	-100%	-100%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	189	75	51	35	-32%	-5%
Nawara ⁽⁴⁾	518	0	135	67	-50%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	1 003	358	222	218	-2%	-3%
Achats	2 395	142	588	562	-4%	10%
Unité: ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 921	1 173	719	569	-21%	-5%
Production nationale	1807	774	472	327	-31%	-6%
Miskar	437	408	120	96	-20%	-10%
Gaz Com Sud (1) (3)	198	87	48	40	-18%	-5%
Gaz Chergui	126	66	32	29	-10%	-6%
Hasdrubal	200	128	54	49	-10%	-7%
Maamoura et Baraka	60	3	11	0	-100%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)	210	83	57	39	-32%	-5%
Nawara(4)	576	0	149	74	-50%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1115	398	247	242	-2%	-3%
Achats	2 661	158	654	625	-4%	10%
(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						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **512 ktep**, à fin mars **2024**, enregistrant ainsi une baisse de **21%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **31%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **2%** à fin mars **2024** par rapport à mars **2023** en se situant à **218 ktep**.

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

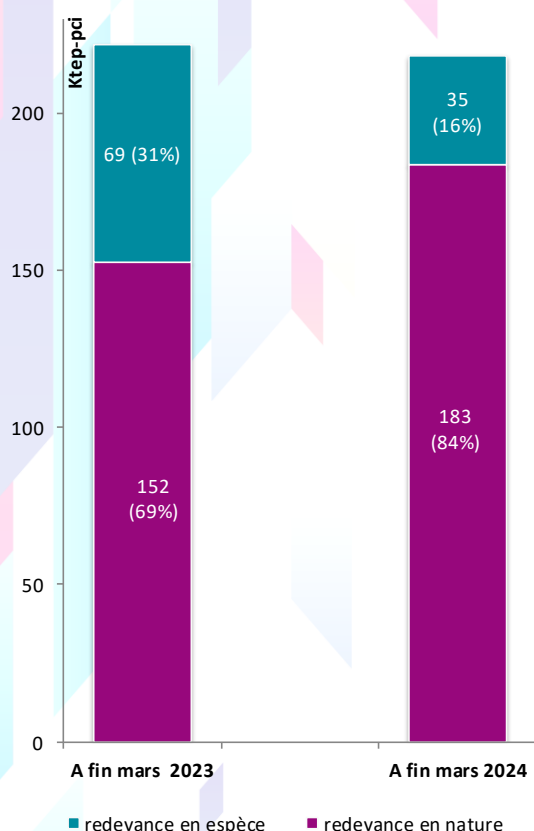


Il convient de noter :

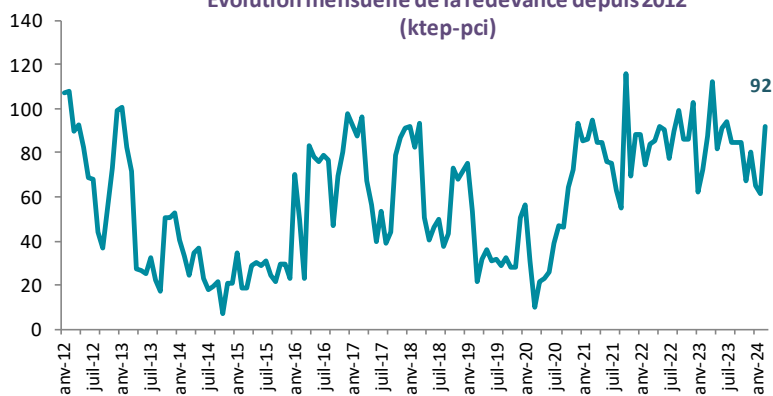
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **10%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **50%**, Arrêt planifié à partir du **19 février** au **7 mars 2024** pour des travaux de maintenance
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **18%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **20%**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **2%** à fin mars **2024** par rapport à fin mars **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 (**84%**).

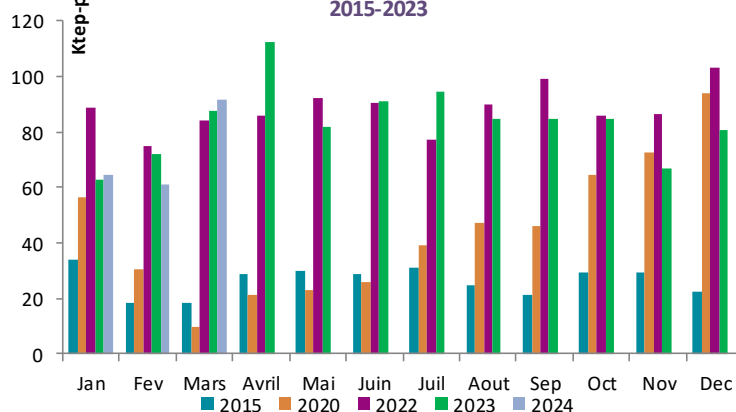
Répartition de la redevance totale



Evolution mensuelle de la redevance depuis 2012 (ktep-pci)

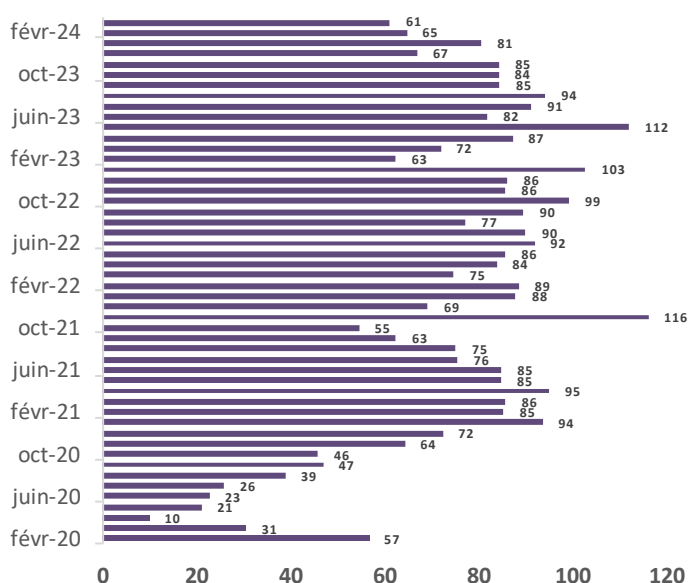


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2023



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

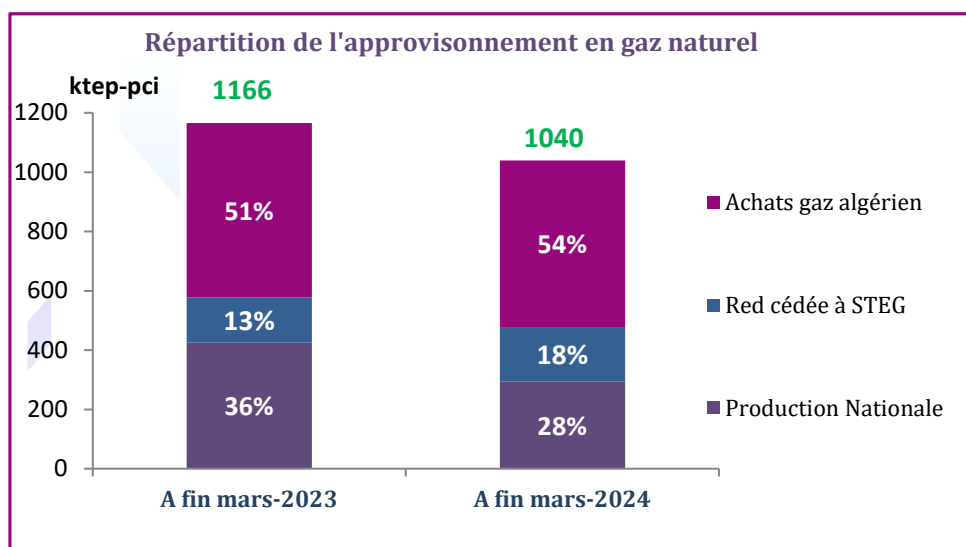


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont diminué de **4%**, entre fin mars **2023** et fin mars **2024**, pour se situer à **562 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **11 %** entre fin mars **2023** et fin mars **2024** pour se situer à **1040 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 **36 %** à **28%**.
2. Hausse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **13%** à **18%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **51%** à **54%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin mars			Remarques
	2023	2024	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	10	6	-38%	
Essence Sans Pb	25	0	-100%	
Petrole Lampant	5	4	-34%	
Gasoil ordinaire	122	149	22%	
Fuel oil BTS	98	103	5%	
Virgin Naphta	46	87	88%	
White Spirit	1	2	101%	
Total production STIR	308	351	14%	
Taux couverture STIR (1)	28%	32%	14%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	15%	15%	-2%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	79	91	15%	
Jours de fonctionnement du Platforming	74	0	-100%	

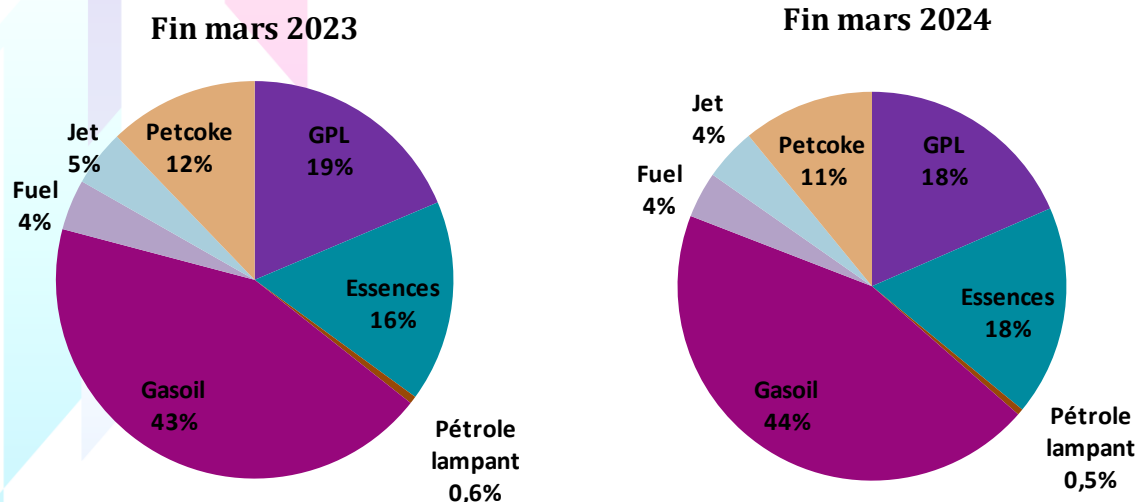
1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2023	A fin mars				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	696	147	204	204	-0,2%	2%
Essences	797	100	180	193	7%	5%
<i>Essence Super</i>	0	0,4	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	787	100	178	191	7%	5%
<i>Essence premium</i>	10	0	2	2	18%	-
Pétrole lampant	13	17	6,7	6	-14%	-7%
Gasoil	1 946	389	477	491	3%	2%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 506	353	378	379	0%	1%
<i>Gasoil SS</i>	434	35	97	110	13%	8%
<i>Gasoil premium</i>	6	0	1	1	11%	-
Fuel	191	67	45	42	-6%	-3%
<i>STEG & STIR</i>	25	0	7	9	21%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	166	67	38	34	-11%	-5%
Fuel gaz(STIR)	5	0	4	0	-100%	-
Jet	255	40	50	48	-4%	1%
Coke de pétrole	532	68	134	121	-10%	4%
Total	4435	827	1100	1105	0,4%	2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4405	827	1089	1096	1%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin mars **2023** et fin mars **2024**, une quasi stabilité pour se situer à **1105** ktep. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du fuel de **6%**, une hausse de la demande des essences de **7%** et du gasoil de **3%**. Par contre, la demande du jet d'aviation a enregistré une baisse de **4%** et celle du coke de pétrole de **10%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin mars **2023** et fin mars **2024** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **5%** à **4%**, le gasoil dont sa part est passée de **43%** à **44%** durant la même période et le petcoke dont sa part est passée de **12%** à **11%**.

Structure de la consommation des produits pétroliers



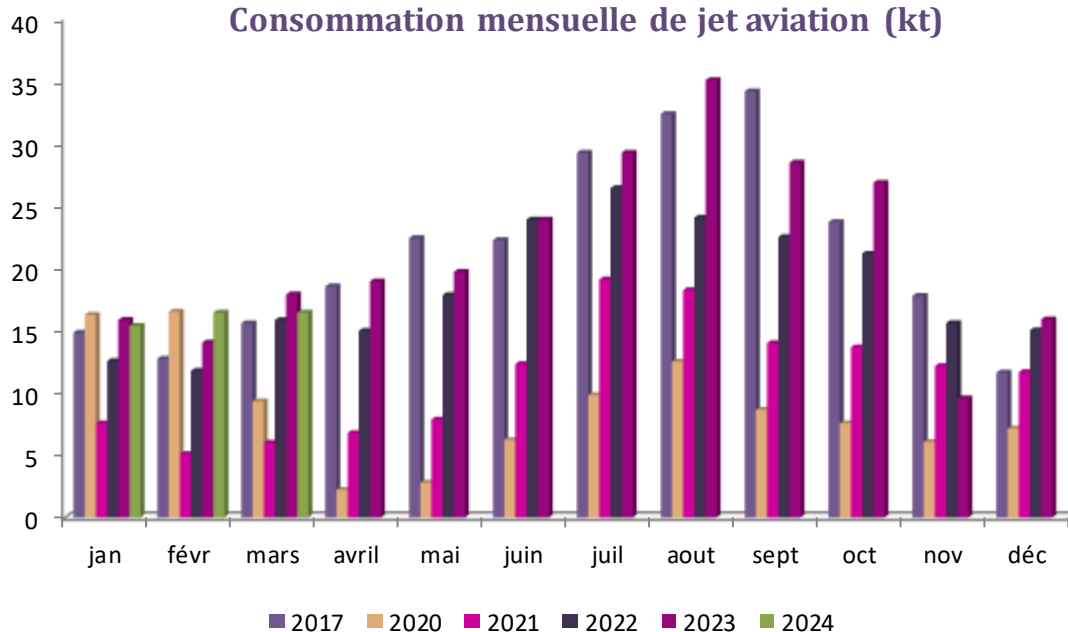
La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin mars **2023** et fin mars **2024**, une augmentation de **4%**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin mars **2023** et fin mars **2024** une quasi stabilité.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **10%** entre fin mars **2023** et fin mars **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 baisse de **4%** à fin mars **2024** par rapport à l'année précédente.

Consommation mensuelle de jet aviation (kt)



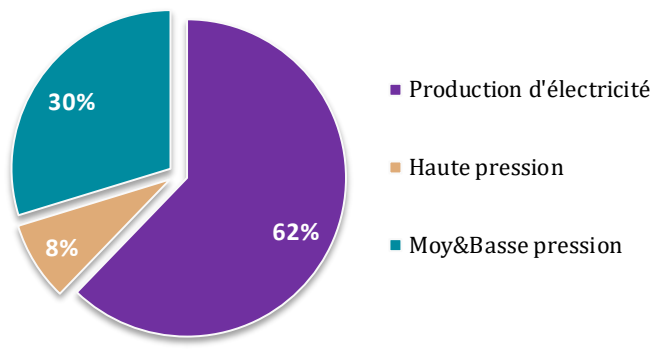
2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin mars				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM%
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 688	1 026	1 162	1 039	-11%	0%
Production d'électricité	3 366	694	725	646	-11%	-1%
Hors prod élec	1 322	332	437	393	-10%	1%
Haute pression	343	96	97	84	-14%	-1%
Moy&Basse pression	979	236	340	309	-9%	2%
Unité:ktep-pcs						
DEMANDE	5 208	1 140	1 291	1 154	-11%	0%
Production d'électricité	3 739	771	805	718	-11%	-1%
Hors prod élec	1 469	369	486	437	-10%	1%
Haute pression	381	107	108	93	-14%	-1%
Moy&Basse pression	1 088	262	378	343	-9%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **11%** entre fin mars **2023** et fin mars **2024** pour se situer à **1039 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **11%**, celle pour la consommation finale a diminué de **10%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**62%** de la demande totale à fin mars **2024**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **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 mars 2024



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminution de **10%** pour se situer à **393 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une diminution de **9%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **14%**.

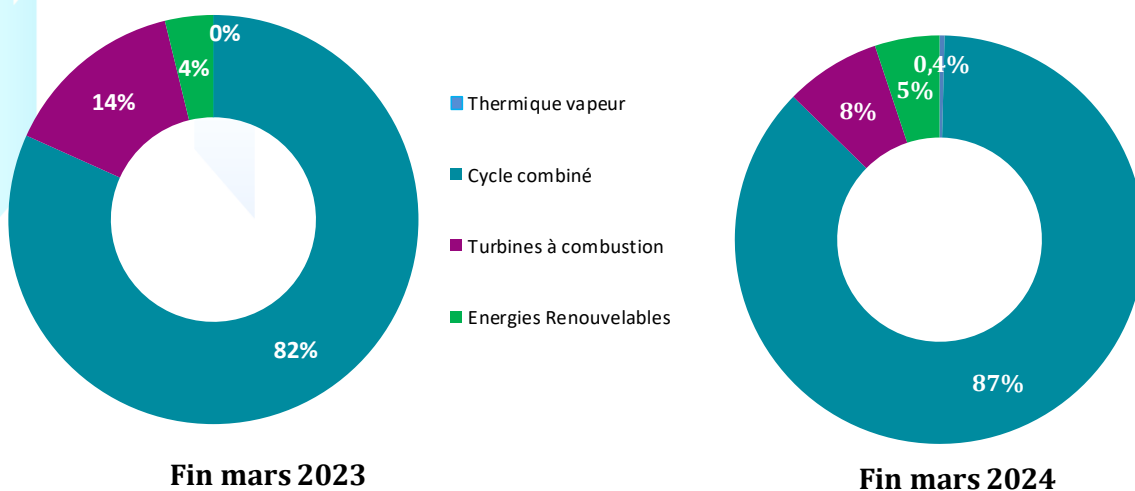
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **5%** entre fin mars **2023** et entre fin mars **2024** pour se situer à **183.75 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **6%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **11%**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **82%** à **87%** entre fin mars **2023** et fin mars **2024**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2023	Mars		A fin mars	
		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	2	1
Nb forages dévelop.	3	0	0	0	0
Nb de découvertes	1	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin mars **2024**, est de **16** dont **14** permis de recherche et **2** 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 mars 2024

- Pas de nouvelle opération d’acquisition sismique à fin mars **2024**.

Forage d’exploration à fin mars 2024

- Forage d’un (1) nouveau puits d’exploration à fin mars **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. Préparatifs en cours pour le test du puits .

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. Profondeur actuelle : 4207 m.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement à fin mars **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. Forage en cours.



Chapitre 3

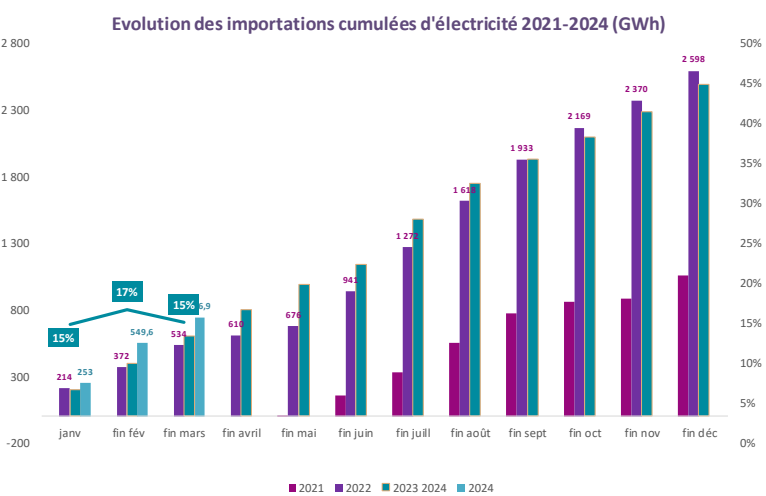
Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2023	A fin mars				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19092	2 521	4 265	4014	-6%	3%
FUEL + GASOIL	0,1	2	0,02	0	-100%	-100%
GAZ NATUREL	18707,8	2468	4169	3908	-6%	3%
HYDRAULIQUE	9,2	8	0,6	0,7	27%	-16%
EOLIENNE	338,4	43	86	97	12%	6%
SOLAIRE	36,5	0	8,5	9,0	5%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0,0	788	0	0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	34,5	0	5,4	6,6	22%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	416,0	0	64	97,1	52%	-
ACHAT TIERS	187	21	57	57	0%	7%
Echanges	-0,4	18	0	0,1	-	-31%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2496	0	608	747	23%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,2	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21809	3348	4999	4922	-2%	3%

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

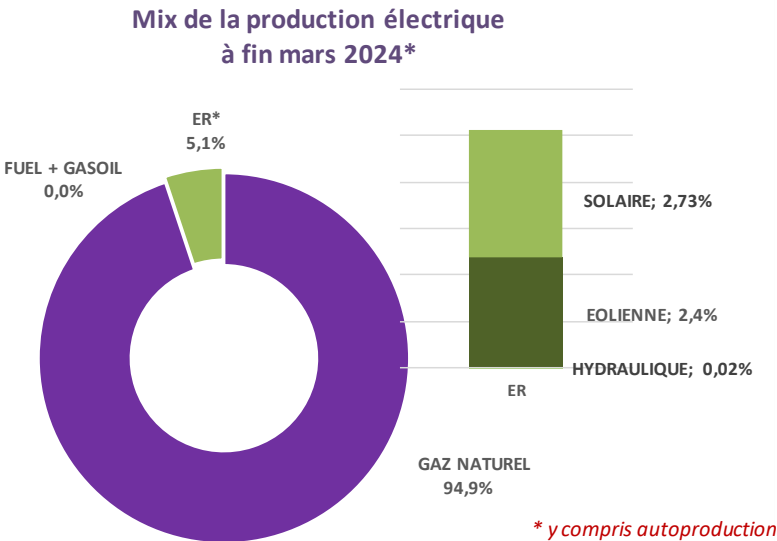
La production totale d’électricité a enregistré, à fin mars 2024, une diminution de 5% pour se situer à **4175 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **4392 GWh** à fin mars 2023. La production destinée au marché local a enregistré aussi une légère diminution de 2%. Ainsi les **achats d’électricité de l’Algerie et de la Libye** ont couvert 15% des besoins du marché local à fin mars 2024.



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

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

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **96%** de la production nationale à fin mars **2024**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **6%**. 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 mars **2024**.

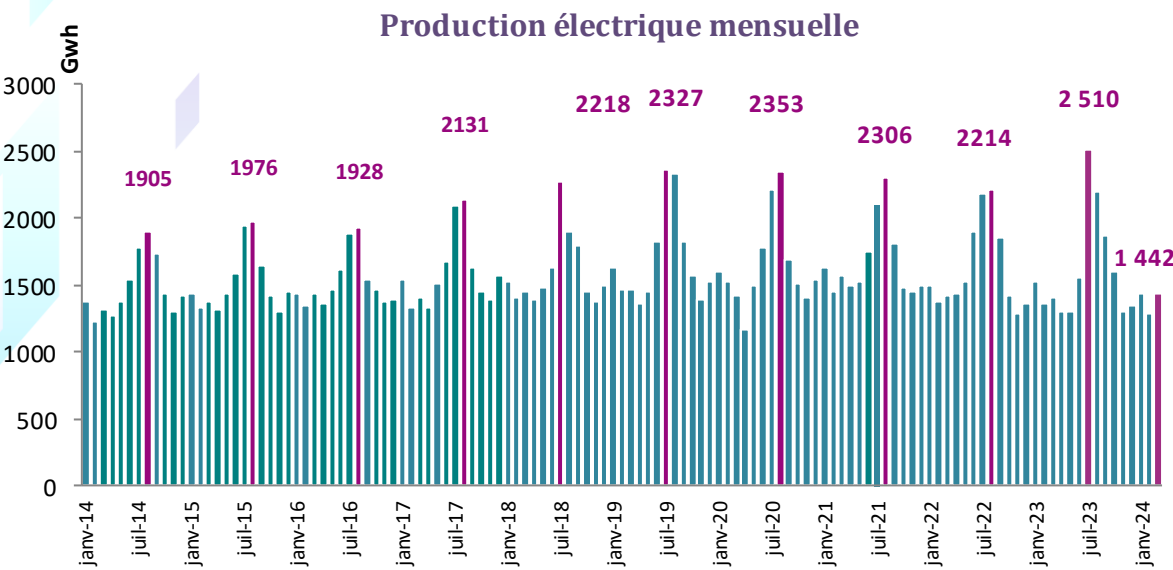
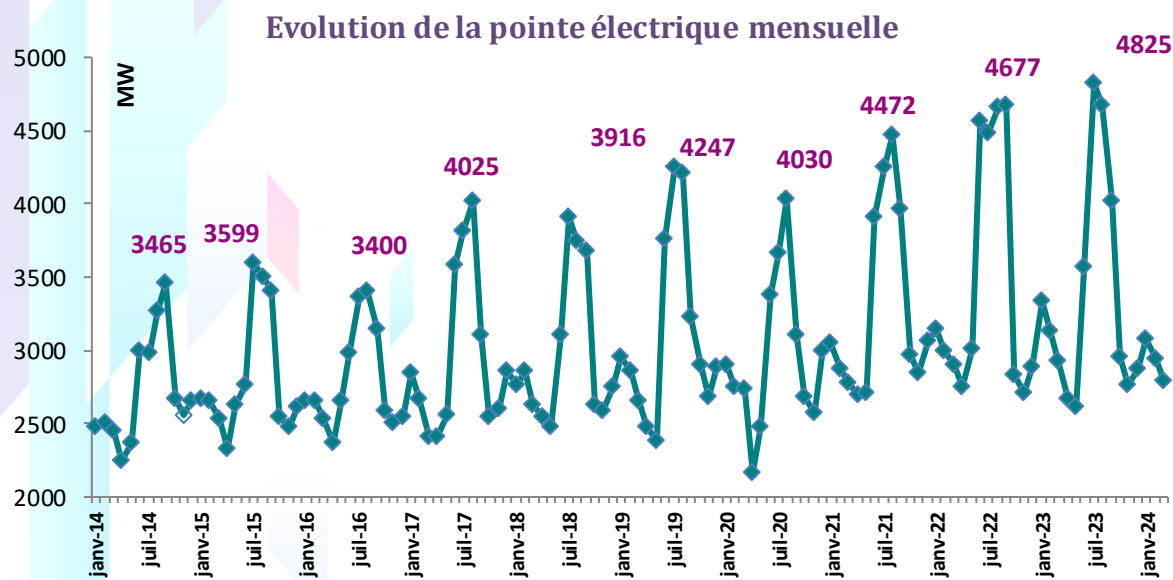


Par ailleurs, **235 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **314** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **112MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

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, la pointe a enregistré une baisse de **8%** pour se situer à **3073 MW** à fin mars **2024** contre **3337 MW** à fin mars **2023**.

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.

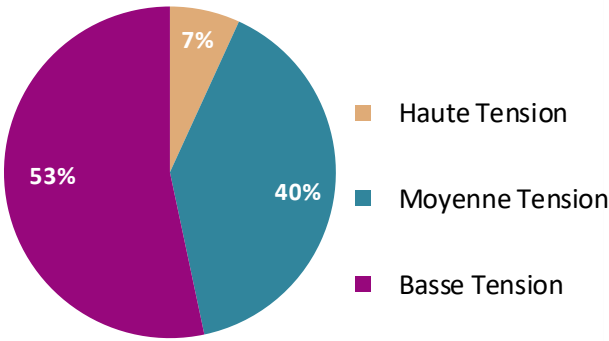


VENTES D'ELECTRICITE						
		Unité : GWh				
	Réalisé 2023	A fin mars				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Haute tension	1184	300	307	270	-12%	-0,7%
Moyenne tension	7101	1327	1621	1577	-3%	1%
Basse tension	9019	1359	2186	2111	-3%	3%
TOTAL VENTES **	17303	2 986	4 114	3 959	-4%	2%

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

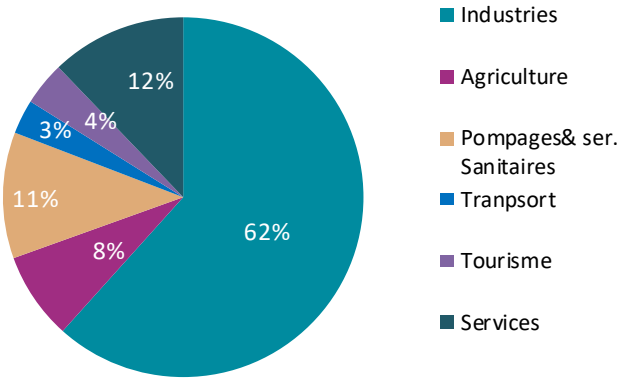
Les ventes d'électricité ont enregistré une diminution de **4%** entre fin mars **2023** et fin mars **2024**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **12%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré aussi une baisse de **3%**. A noter que pour les 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 mars 2024



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **62%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin mars **2024**.

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



La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement les industries métallurgique de base (**-14%**), les industries IMCCV (**-12%**), l'industrie du papier et de l'édition (**-11%**) et l'industrie alimentaire et de Tabac (**-8%**) contre une hausse des ventes des industries extractives (**+6%**).

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin mars 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	Lancement de l'appel d'offres 2018-2019 Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021. Approbation par décrets lois en décembre 2021 Projet Kairouan de 100MW : signature des accords de financement le 26 septembre 2023. Début des travaux est prévu pour début mai 2024 Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW : en phase de bouclage financier prévu avant au cours du 3^{ème} trimestre 2024. Projets de Gafsa (100 MW) et de Tataouine (200 MW) : accords de projet seront signés au cours du mois de mai 2024, démarrage des travaux prévu pour début 2025.
		Appel d'offres de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	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.
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 300 MW (Sites de l'Etat)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid Délai : Fin mai 2024
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (Avril 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Projet Enfidha : 1MW depuis 2020. Projet SidiBouzid : 1MW en avril 2023. Projet meknassi : 10 MW en avril 2023. Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022.
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), Création de 5 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 3 projets :

			Un projet de 1MW à Fawar-Kébili : en production (arrêté du 09 septembre 2022). Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022). Un projet de 1 MW à Skhira en production (arrêté du 01 août 2023). 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) Projet à Djerba de 1MW : en production (publication en Jort 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	235 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	Identification des sites Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019) 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) Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent.
		Appel d'offres de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs)	En cours de restructuration.
		Appel d'offres de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 75 MW entre le premier trimestre de 2024 et novembre 2025
	AUTORISATION	2ème appel à projets (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

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