

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 2023



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

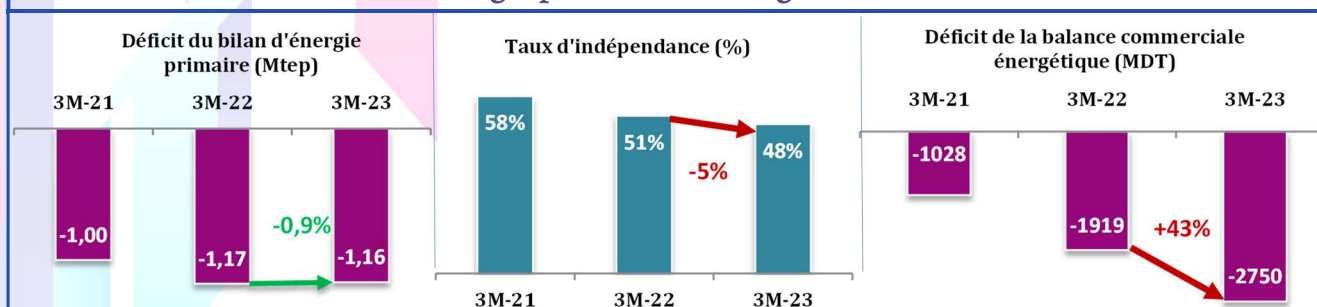
- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

Date de la publication : le 05 mai 2023

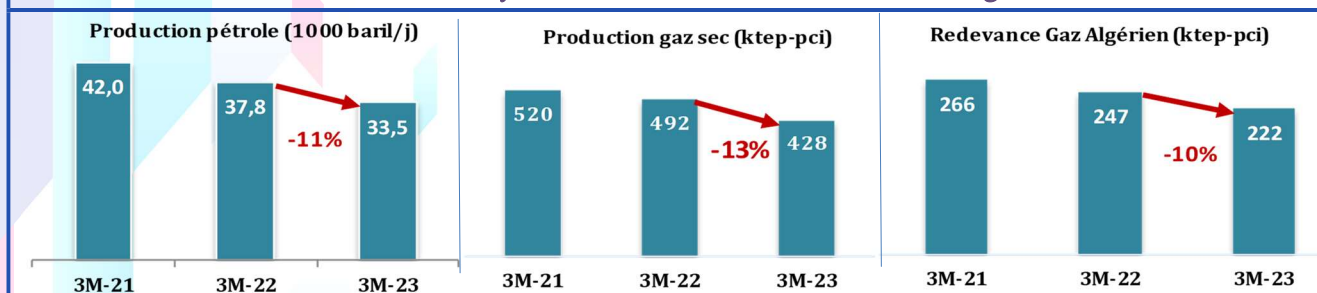
Date de mise à jour : 14 juin 2023

Faits marquants des trois premiers mois de 2023

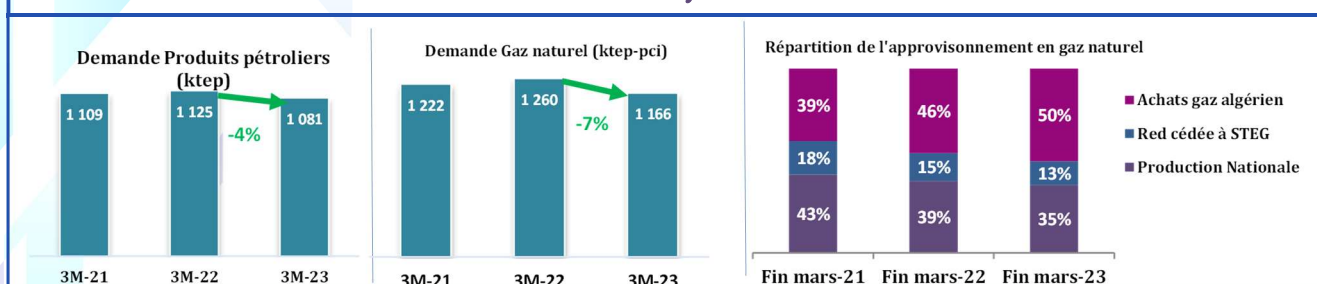
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



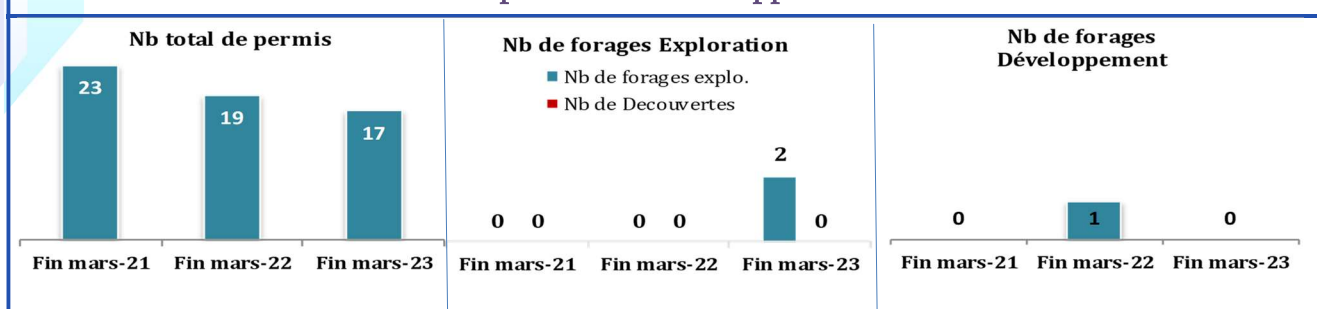
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



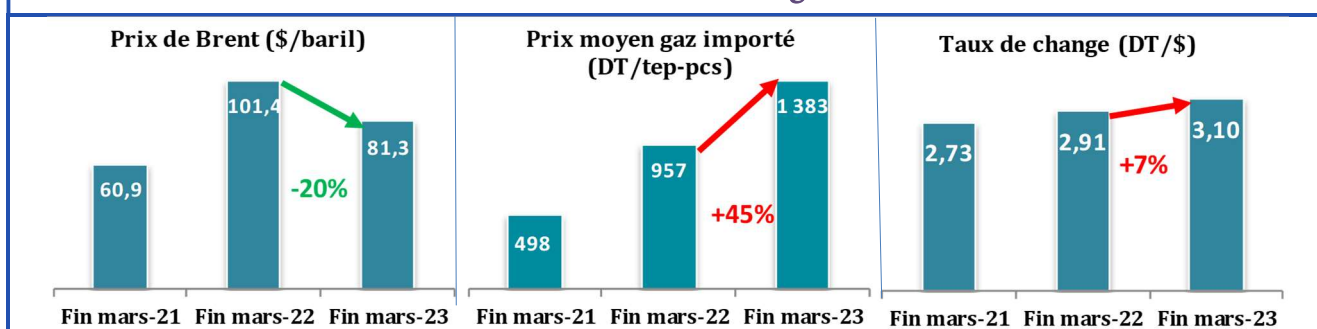
Demande des hydrocarbures



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 2022	A fin mars			Var (%)	TCAM (%)
		2010	2022	2023		
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	4708	2075	1222	1092	-11%	-5%
Pétrole ⁽¹⁾	1695	980	448	397	-11%	-7%
GPL primaire ⁽²⁾	109	35,6	25	35	43%	0,0%
Gaz naturel	2872	1055	739	650	-12%	-4%
<i>Production</i>	1815	697	492	428	-13%	-4%
<i>Redevance</i>	1057	358	247	222	-10%	-4%
Elec primaire	32	4,4	9,9	8,6	-13%	5%
DEMANDE	9488	1948	2395	2255	-6%	1%
Produits pétroliers	4571	918	1125	1081	-4%	1%
Gaz naturel	4886	1026	1260	1166	-7%	1%
Elec primaire	32	4,4	9,9	8,6	-13%	5%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance¹ -4781 127 -1174 -1164

Sans comptabilisation de la redevance -5838 -231 -1421 -1385

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

(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

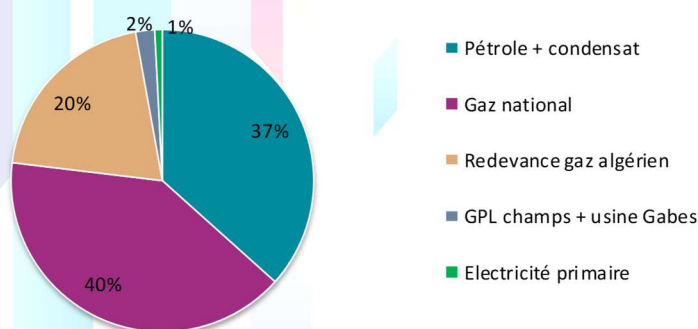
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.1 Mtep** à fin mars **2023**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **11%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **76%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

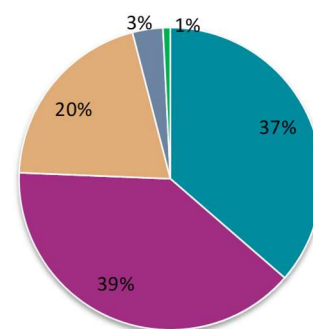
La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.

A signaler la baisse de **la redevance sur le transit du gaz algérien de 10% à fin mars 2023** par rapport à la même période de **2022**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin mars 2022



Répartition des ressources en énergie primaire à fin mars 2023

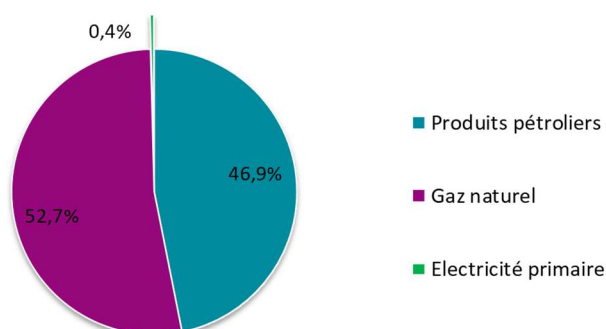


La demande d'énergie primaire a diminué entre fin mars **2022** et fin mars **2023** de **6%** : la demande du gaz naturel a diminué de **7%** alors que celle des produits pétroliers a enregistré une baisse de **4%**.

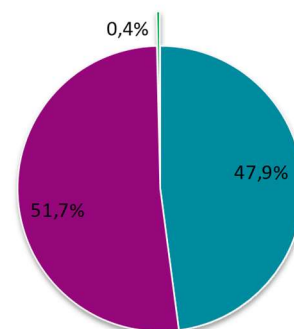
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **7%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passée de **47%** à fin mars **2022** à **48%** à fin mars **2023**. Par contre, la part de gaz naturel est passée de **53 %** à fin mars **2022** à **52%** à fin mars **2023**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin mars 2022



Répartition de la demande en énergie primaire à fin mars 2023



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître, **un déficit de 1.2 Mtep** enregistrant une quasi stabilité entre fin mars **2022** et 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 **48%** à fin mars **2023** contre **51%** à fin mars **2022**.

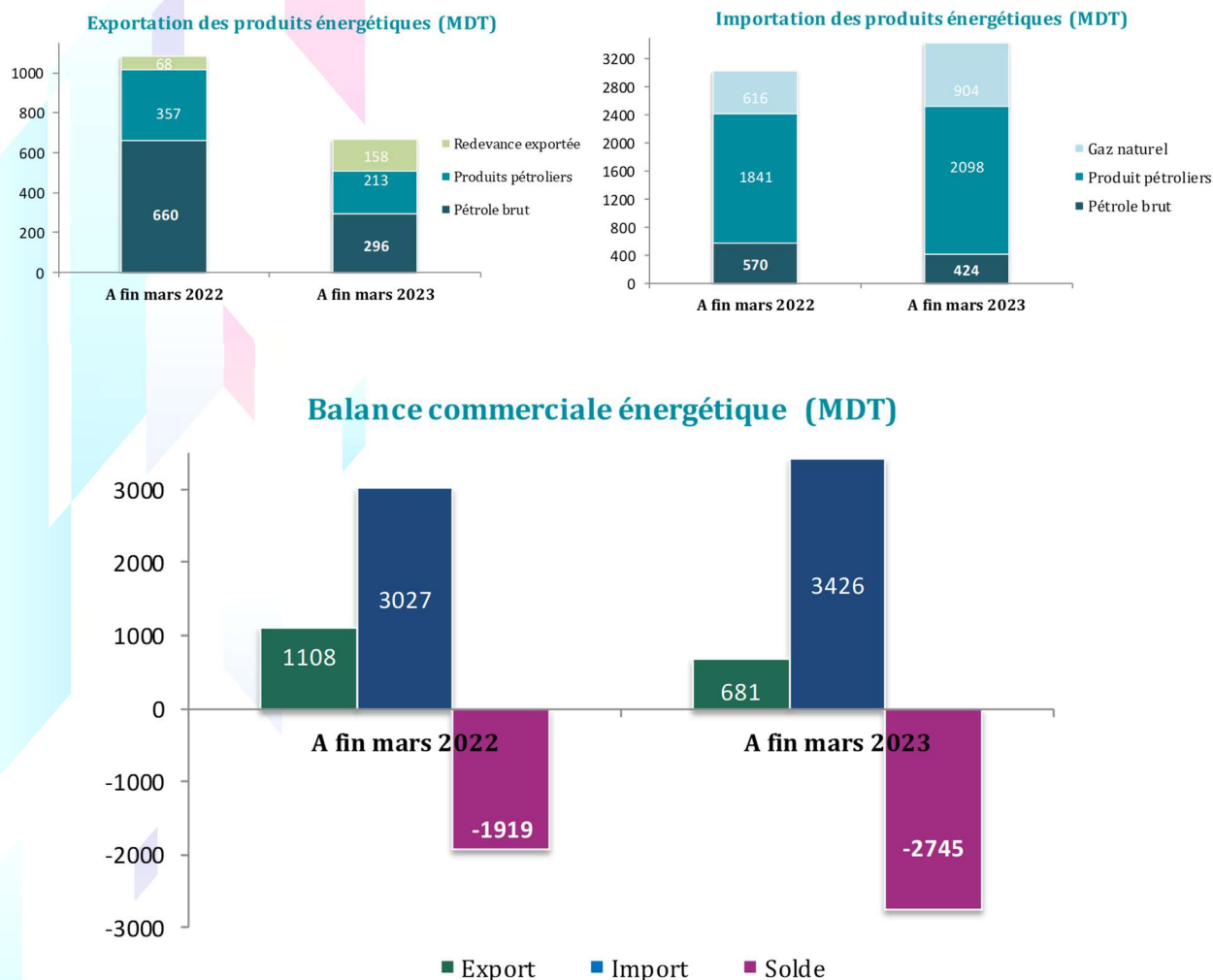
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **39%** à fin mars **2023** contre **41%** à fin mars **2022**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a diminué légèrement de **0.9%** durant le premier trimestre de **2023** par rapport au premier trimestre de **2022**, cette diminution est dûe essentiellement à la baisse de la demande d'énergie primaire.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin mars			A fin mars			A fin mars		
	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾				578	361	-38%	1108	681	-39%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	339	162	-52%	346	166	-52%	660	296	-55%
ETAP	312	162	-48%	318	166	-48%	593	296	-50%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	27	0	-100%	28	0	-100%	67	0	-100%
GPL Champs	11,0	7,6	-31%	12,1	8,4	-31%	23,2	14,1	-39%
ETAP	6,7	7,6	13%	7,5	8,4	13%	14,7	14,1	-4%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	4	0	-	5	0	-100%	9	0	-100%
PRODUITS PETROLIERS	164	117	-29%	164	117	-29%	357	213	-40%
Fuel oil (BTS)	118	90	-24%	116	88	-24%	249	154	-38%
Virgin naphta	46	27	-41%	49	29	-41%	108	58	-46%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				56	69	24%	68	158	133%
IMPORTATIONS				1900	1925	1,3%	3027	3426	13%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	247	201	-19%	253	207	-19%	570	424	-26%
PRODUITS PETROLIERS	835	905	8%	821	909	11%	1841	2098	14%
GPL	174	157	-10%	193	174	-10%	482	378	-22%
Gasoil ordinaire	101	311	207%	104	319	207%	287	822	186%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	127	106	-17%	130	109	-17%	340	285	-16%
Jet	44	49	12%	46	51	12%	127	144	13%
Essence Sans Pb	152	118	-22%	159	124	-22%	416	330	-21%
Fuel oil (HTS)	40	35	-13%	39	34	-13%	64	44	-31%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	196	128	-35%	149	98	-35%	125	95	-24%
GAZ NATUREL				826	810	-2%	616	904	47%
Redevance totale ⁽²⁾				247	222	-10%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				579	588	2%	616	904	47%
(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 importé de l'Algérie à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz									
(8) Données des exportations des partenaires non disponibles pour les 3 mois de 2023									

(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.

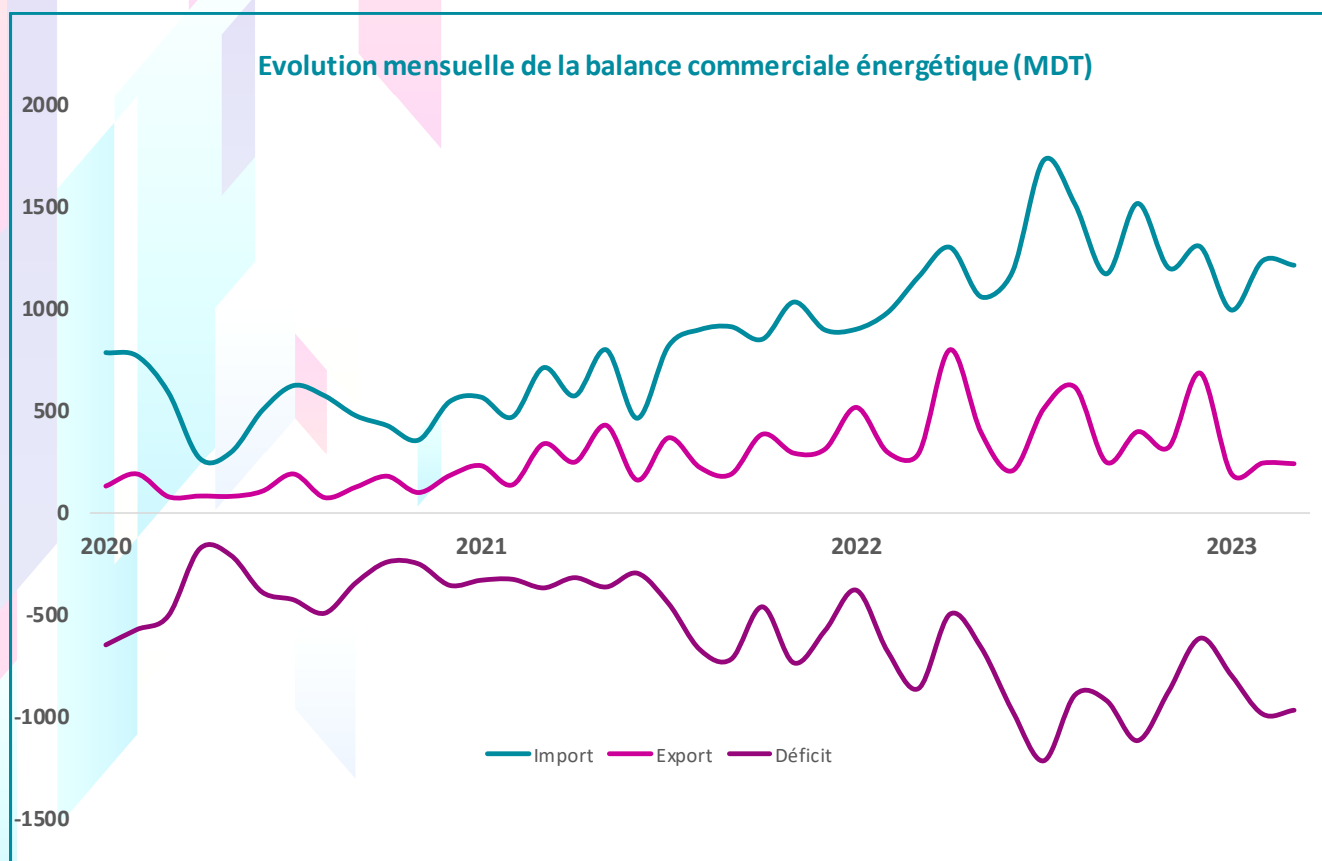
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **39%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **13%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1919 MDT** à fin mars **2022** à **2745 MDT** à fin mars **2023**, soit une augmentation de **43%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



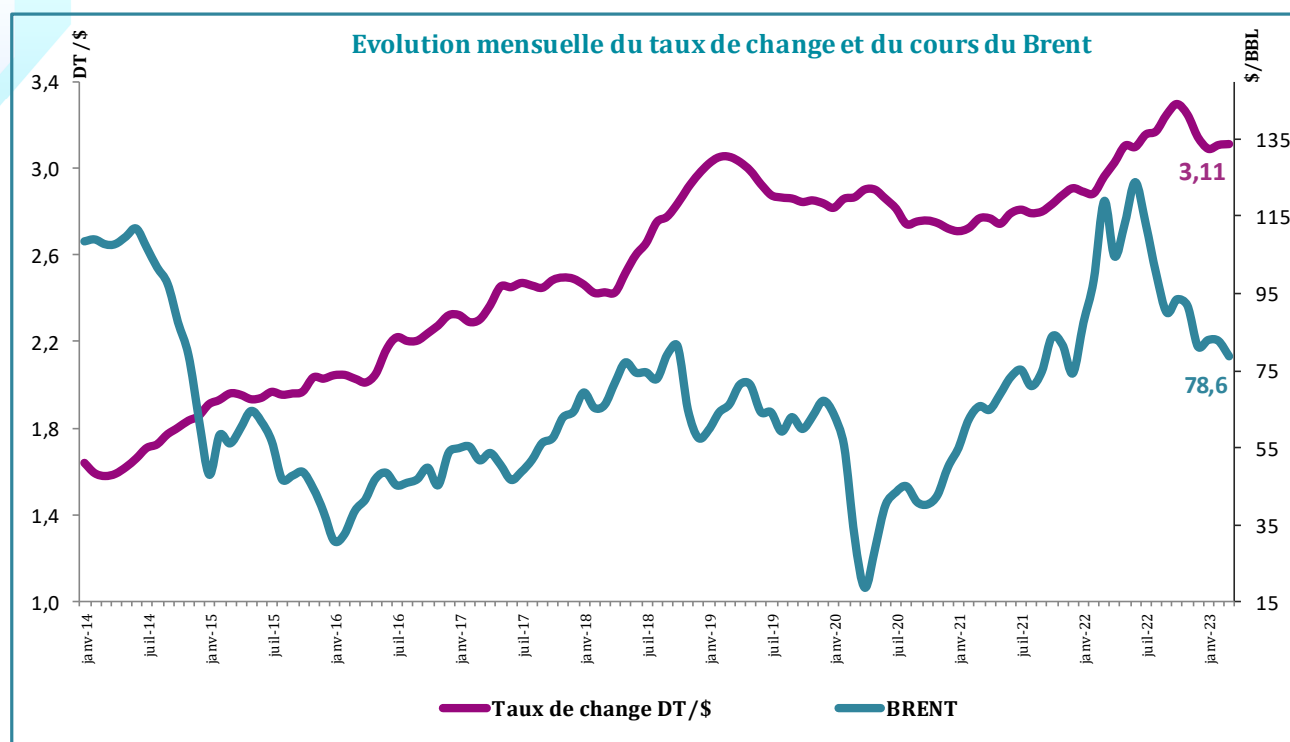
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé (**--**), le cours du Brent s'est amélioré (**++**) et le déficit quantitatif de la balance commerciale a enregistré une augmentation de **18%** (**---**) à fin mars **2023** par rapport à fin mars **2022**.

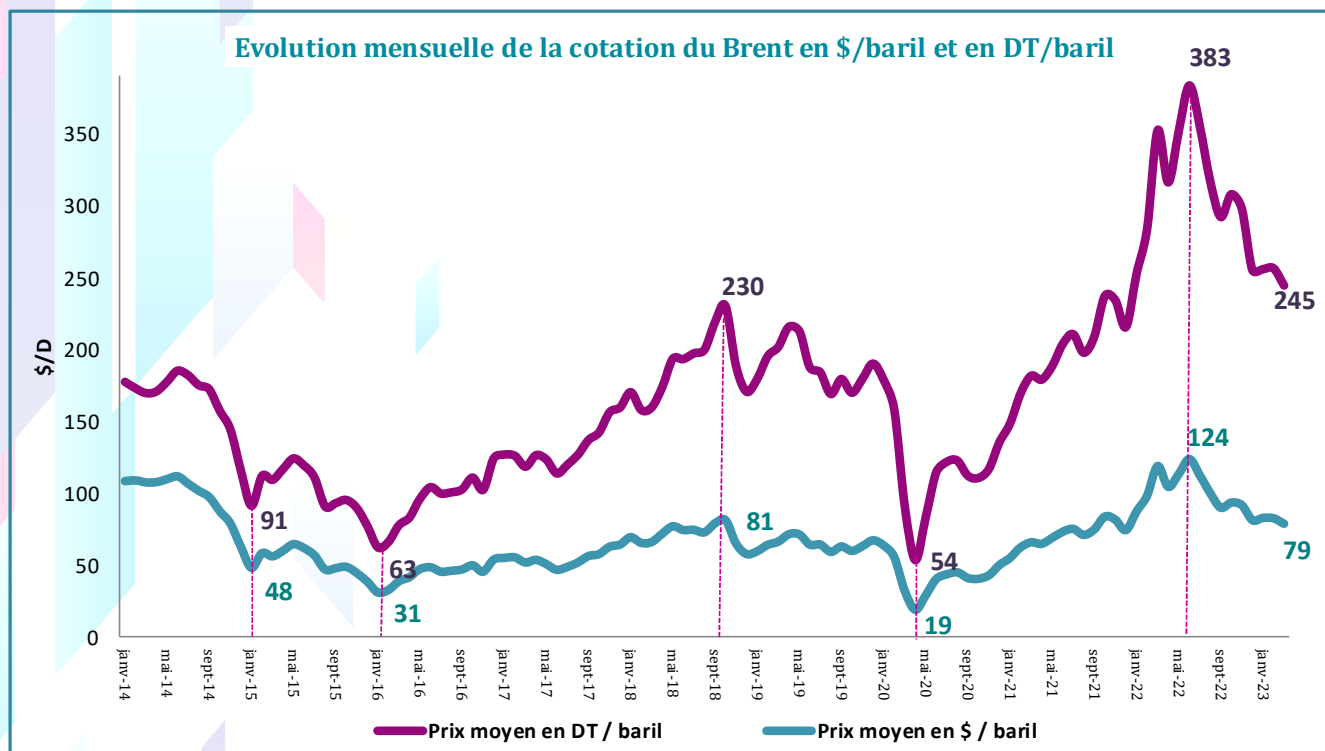
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du mois de mars **2023**, les cours du Brent ont enregistré une diminution de plus de **40\$/bbl** par rapport au mois de mars 2022 : **78.6\$/bbl** en mars **2023** contre **118.8 \$/bbl** en mars **2022** et **82.5\$/bbl** courant le mois de février **2023**.



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

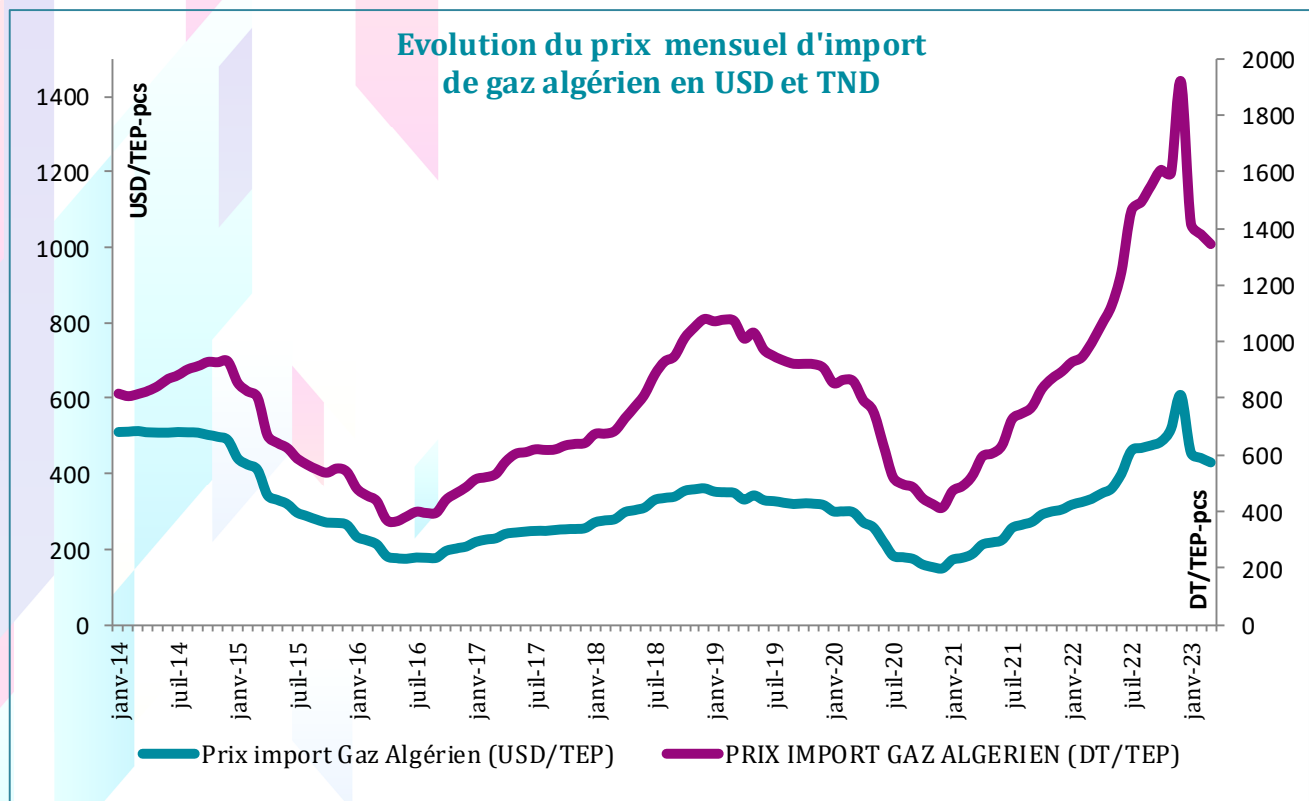


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+++) Entre fin mars 2022 et fin mars 2023, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de 20\$: 101.4\$/bbl contre 81.3 \$/bbl.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de 7% entre fin mars 2022 et fin mars 2023, 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 45% en DT et de 36% en \$ entre fin mars 2022 et fin mars 2023.



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 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 de janvier **2021** après avoir touché leur plus bas niveau (en \$) en décembre **2020**, la courbe a repris une trajectoire ascendante à partir de janvier **2021** en conservant jusqu'au mois de septembre une tendance baissière dans l'ensemble. Les prix ont dépassé, en moyenne, ceux de l'année d'avant pour la première fois courant le mois d'octobre **2021**. A signaler qu'une nouvelle baisse a commencé à être observée à partir du mois de janvier **2023**.

(--) Les importations des produits pétroliers à fin mars **2023** ont augmenté par rapport à la même période de **2022** de **13%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **52%** à fin mars **2023** (données sur les exportation des partenaires non encore disponible pour les 3 premiers mois de 2023). Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **311 kt** à fin mars **2023** (dont **43%** brut local) contre **370 kt** à fin mars **2022** (dont **16%** brut local).

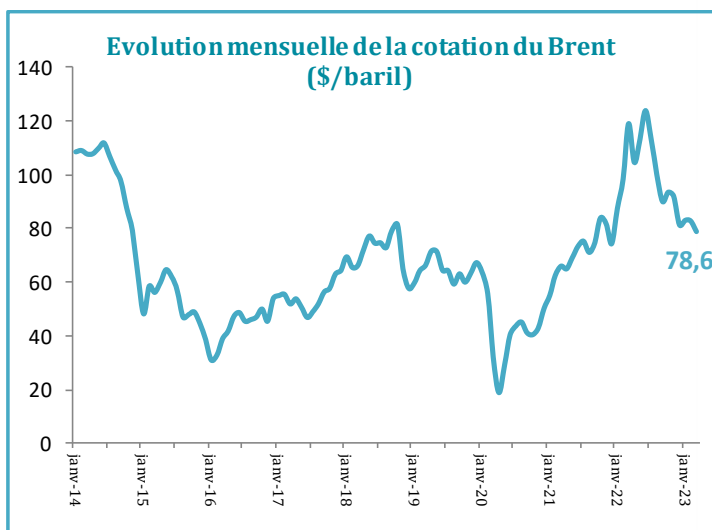
(-) Hausse des achats du gaz algérien de **2%** en quantité pour faire face à la baisse de la production.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **29%** (baisse des jours de marche de l'unité de Topping au niveau de la STIR et de débit).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

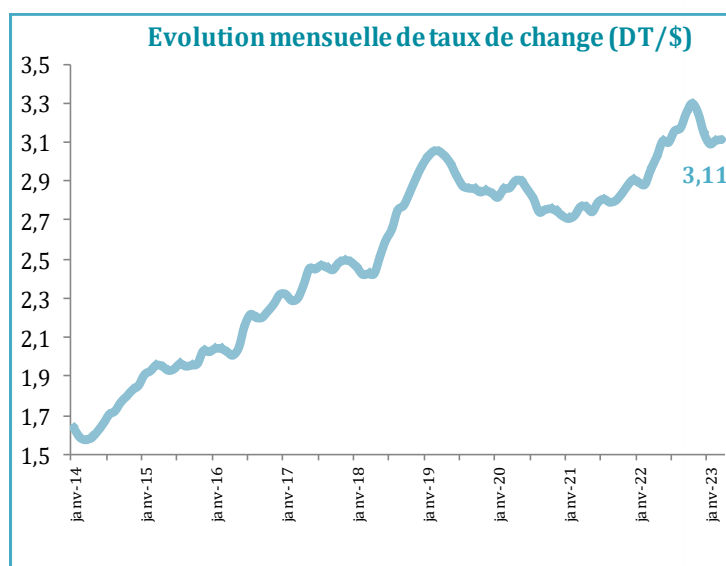
	2021	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	54,8	87,2	82,8	-5%
Février	62,2	98,2	82,5	-16%
Mars	65,6	118,8	78,6	-34%
Avril	64,7	104,4		
Mai	68,8	113,3		
Juin	73,0	123,7		
Juillet	75,0	112,7		
Aout	70,8	100,0		
Septembre	74,6	89,9		
Octobre	83,7	93,3		
Novembre	81,4	91,7		
Décembre	74,1	81,1		
Prix annuel moyen	70,7	101,2		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2021	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	2,71	2,89	3,09	7%
Février	2,72	2,89	3,11	8%
Mars	2,77	2,96	3,11	5%
Avril	2,77	3,03		
Mai	2,74	3,11		
Juin	2,79	3,10		
Juillet	2,81	3,16		
Aout	2,79	3,17		
Septembre	2,80	3,25		
Octobre	2,84	3,30		
Novembre	2,88	3,25		
Décembre	2,91	3,15		
Taux annuel moyen	2,79	3,10		



Prix moyen d'import/ export de pétrole brut

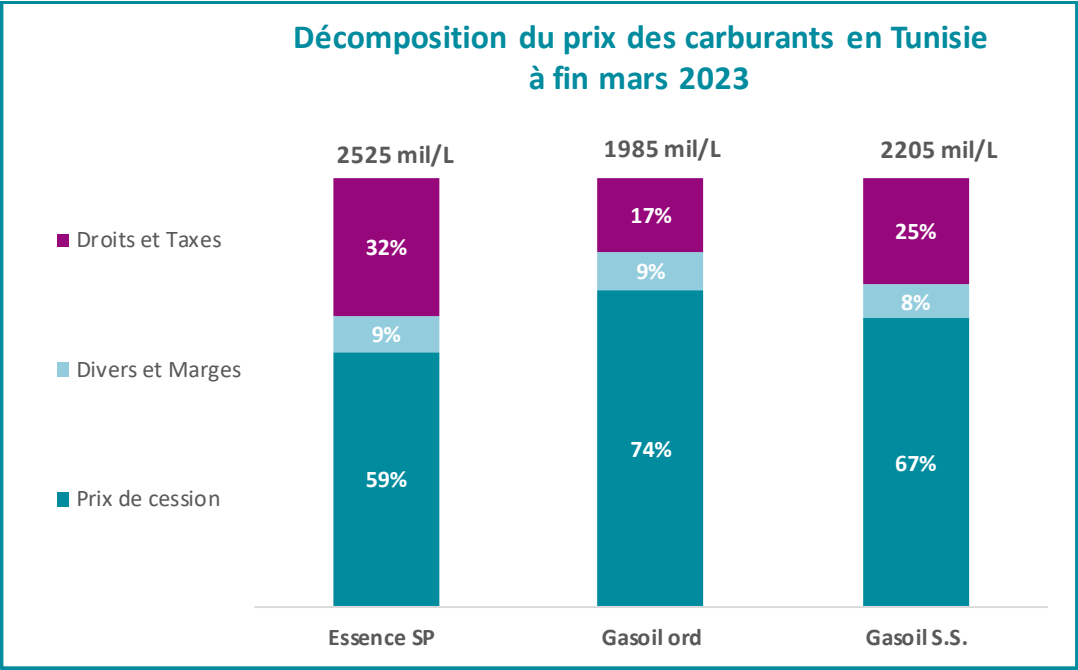
Pétrole Brut (1)	A fin mars 2023	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	280	91
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	230	73

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

3. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin mars 2023					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2154	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2231	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2272	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1267	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2401	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	31,21	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)
(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.

Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	Année 2022	A fin mars
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1383
	Année 2020	Année 2021 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	616	609
Coût de revient moyen	723,2	801,9
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-107,2	-192,8

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

(2) provisoire

4. Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)

	Année 2020	Année 2021 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	249	245
Coût de revient moyen	267,0	305,0
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-18,4	-60,2

(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 2022	A fin mars		
		2022	2023	Var (%)
El borma	202	54	44	-17%
Ashtart	211	50	41	-19%
Hasdrubal	83	19	20	5%
Adam	95	30	25	-16%
M.L.D	71	21	14	-31%
El Hajeb/Guebiba	123	32	29	-11%
Cherouq	59	18	12	-30%
Miskar	62	17	15	-11%
Cercina	62	16	18	15%
Barka	28	8	7	-16%
Franig/Bag/Tarfa	48	13	11	-15%
Ouedzar	50	13	11	-12%
Gherib	65	18	25	36%
Nawara	71	14	22	60%
Halk el Manzel	93	32	16	-50%
Autres	336	83	74	-11%
TOTAL pétrole (kt)	1 656	438	385	-12%
TOTAL pétrole (ktep)	1 694	448	394	-12%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 657	438	388	-11%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 695	448	397	-11%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	100	23	32	42%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	109	25	35	43%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 757	461	420	-9%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 804	473	433	-8%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **385 kt** à fin mars **2023** enregistrant ainsi une baisse de **12%** par rapport à fin mars **2022**. Cette baisse a touché la plupart des principaux

champs à savoir Halk el Manzel qui est entré en production en **2021** (-**50%**), Ashtart (-**19%**), El borma (-**17%**), M.L.D (-**31%**), Adam (-**16%**), Cherouq (-**30%**) , El Hajeb /Guebiba (-**11%**) et Miskar (-**11%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (+**60%**), Gherib (+**36%**), Hasdrubal (+**5%**) et Cercina (+**15%**).

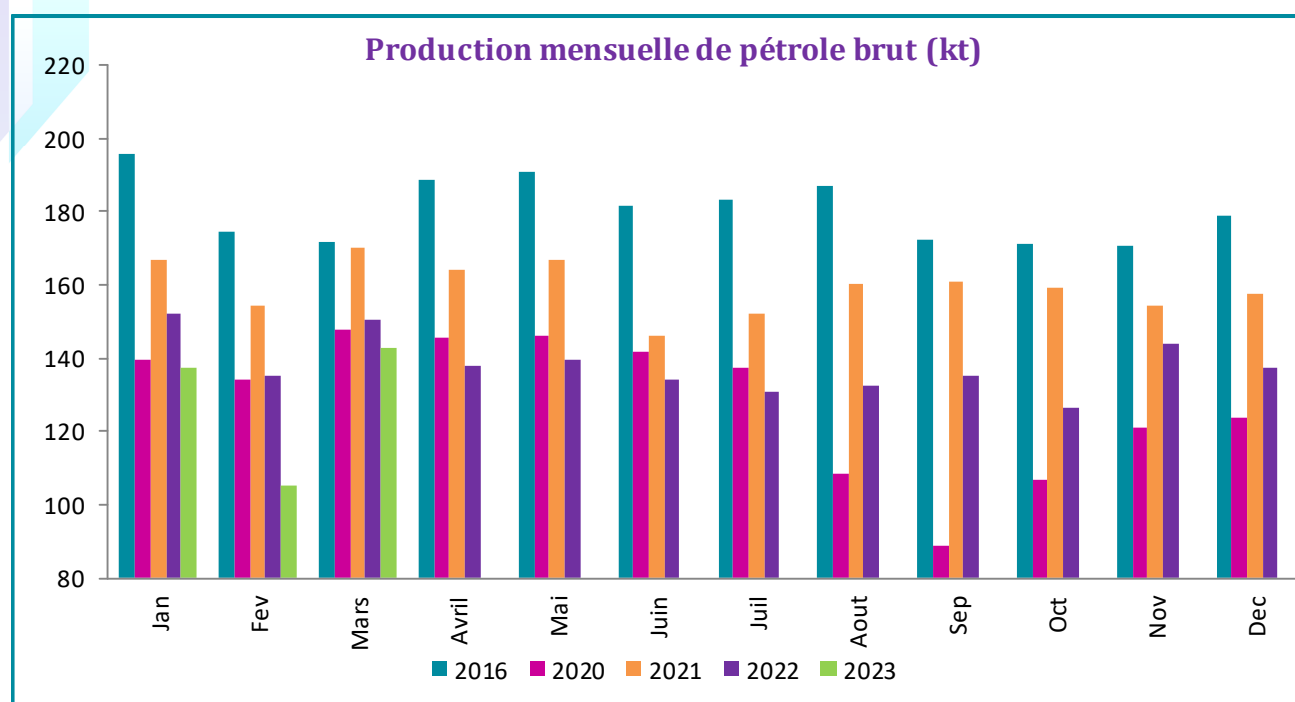
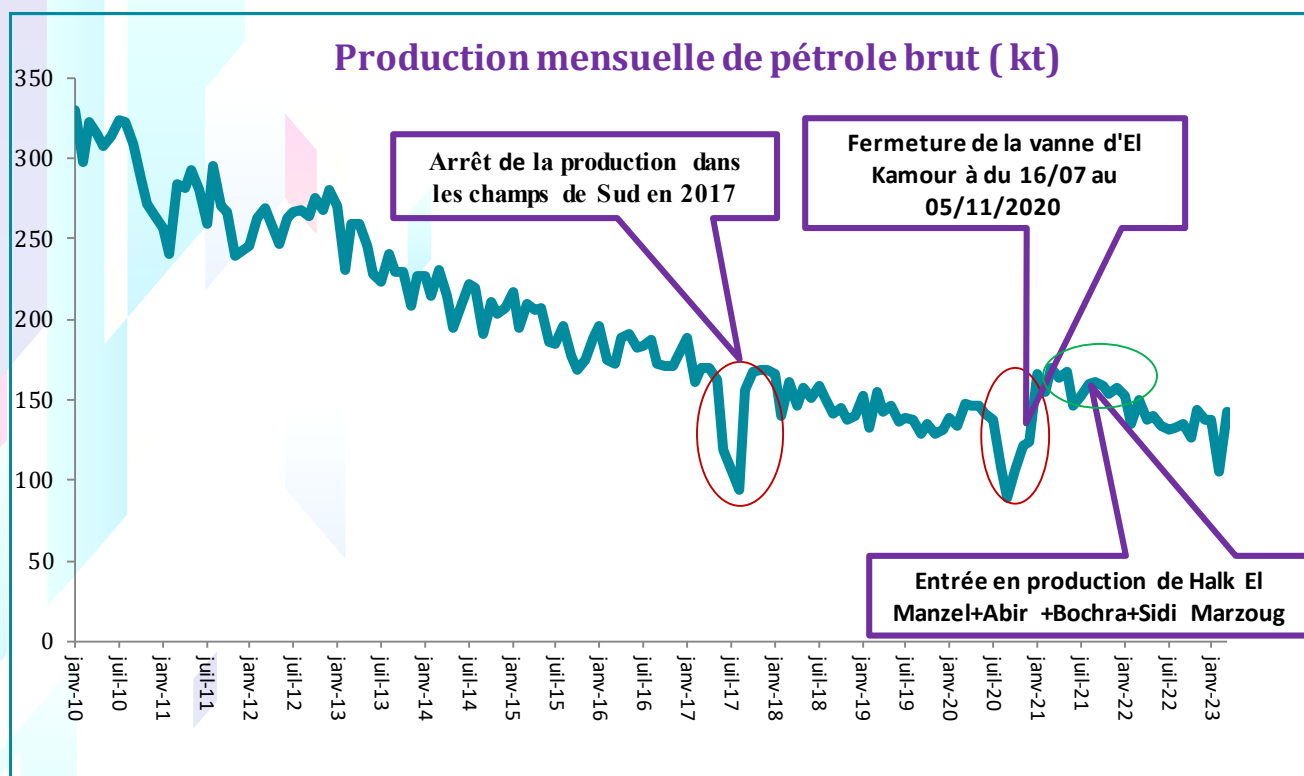
Il convient de noter :

- **Concessions Ghrib, Sidi Marzoug & Franig.B.T:** Reprise de la vente du GPL à partir du 10-03-2023
- **Concession Maamoura :** Reprise de la Production depuis le 03-03-2023 après un arrêt de la production à partir du 25-02-2023
- **Concession Sidi MARZOUG :** Reprise de la production à partir du puits SMG-1 depuis le 25-01-2023.
- **Concession Bir Ben Tartar:** Arrêt des puits TT15 & TT21 pour des problèmes techniques depuis le 23-01-2023
- **Concession Sidi Behara:** Arrêt de production pour des problèmes techniques le 01-01-2023. Reprise de la production le 15-02-2023
- **Concession El Borma :** Arrêt du puits EB407 suite à des travaux de maintenance à la station STEG, depuis le 22-01-2023
- **Concession Rhemoura:** En attente de WO depuis le 01-01-2023
- **Concession Djebel Grouz:** Arrêt de la production depuis le 09-12-2022
- **Concessions Ghrib :** Work over sur CAT-1 réussi, augmentation de la production du dit puits de **650** bbls/j vers **1700** bbls/j
- **Concession Ashtart :** Reprise de la production le 18-02-2023 après un arrêt depuis le 09-02-2023 à cause des conditions météorologiques.
- **Concession Halk El Menzel :** Reprise de la production le 20-02-2023 après un arrêt depuis le 08-02-2023 à cause des conditions météorologiques.

Production des hydrocarbures

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **37.8** mille barils/j à fin mars **2022** à **33.5** mille barils/j à fin mars **2023**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2023**.



2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin mars				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 872	1 055	739	650	-12%	-4%
Production nationale	1 815	697	492	428	-13%	-4%
<i>Miskar</i>	450	367	121	108	-11%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	268	78	86	47	-45%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	129	59	34	29	-16%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	199	115	46	49	5%	-6%
<i>Maamoura et Baraka</i>	30	3	5	10	100%	10%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	208	75	54	51	-5%	-3%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	531	0	146	135	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 057	358	247	222	-10%	-4%
Achats	2 362	142	579	588	2%	12%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	3 191	1 173	821	723	-12%	-4%
Production nationale	2017	774	546	476	-13%	-4%
<i>Miskar</i>	500	408	134	120	-11%	-9%
<i>Gaz Com Sud (1) (3)</i>	298	87	95	52	-45%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	144	66	38	32	-16%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	221	128	51	54	5%	-6%
<i>Maamoura et Baraka</i>	33	3	6	11	100%	10%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	231	83	60	57	-5%	-3%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	590	0	162	149	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1175	398	275	247	-10%	-4%
Achats	2 624	158	643	654	2%	12%

(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

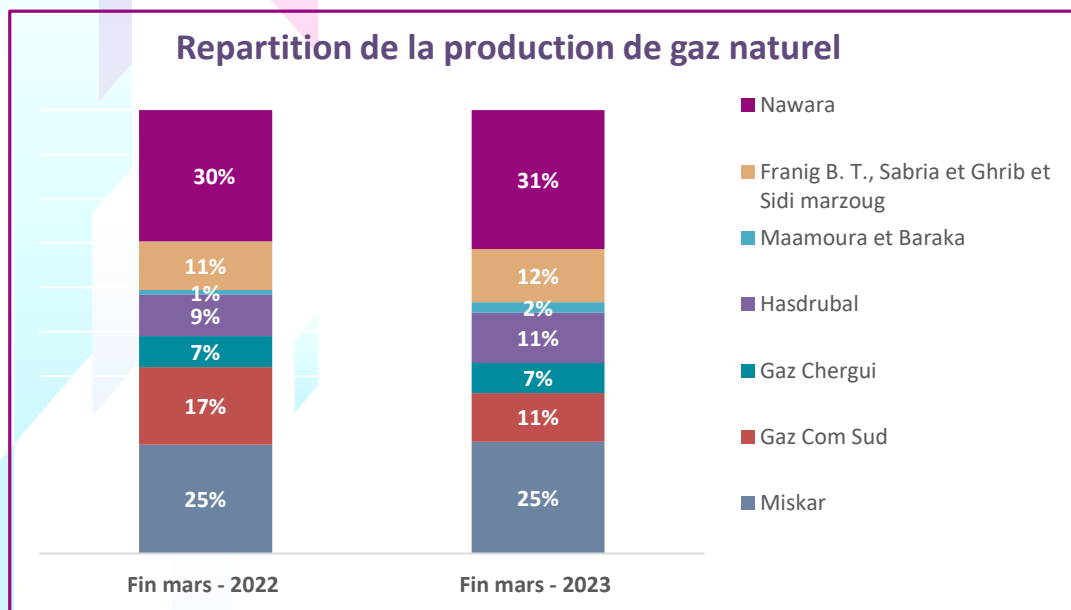
(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien durant le mois du janvier 2023 d'une quantité de 4,4 million de Cm3 et qui est régularisé par deduction de la redevance reexportée à partir de février 2023

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **650 ktep**, à fin mars **2023**, enregistrant ainsi une baisse de **12%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **13%** avec une baisse de la redevance sur le passage du gaz algérien de **10%**.

Production des hydrocarbures

Le graphique suivant présente la structure de la production annuelle du gaz à fin mars **2022** et fin mars **2023**.

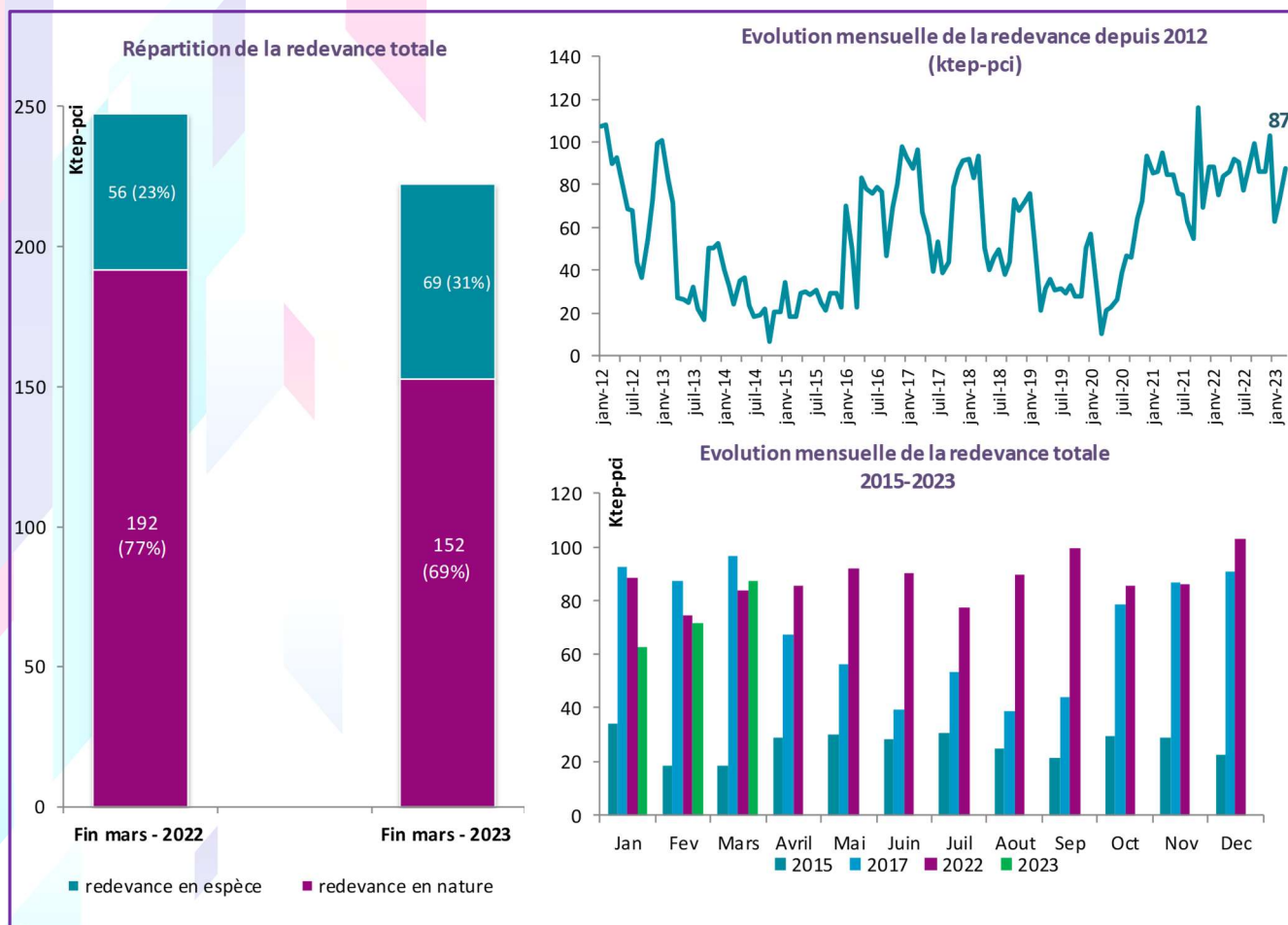


Il convient de noter :

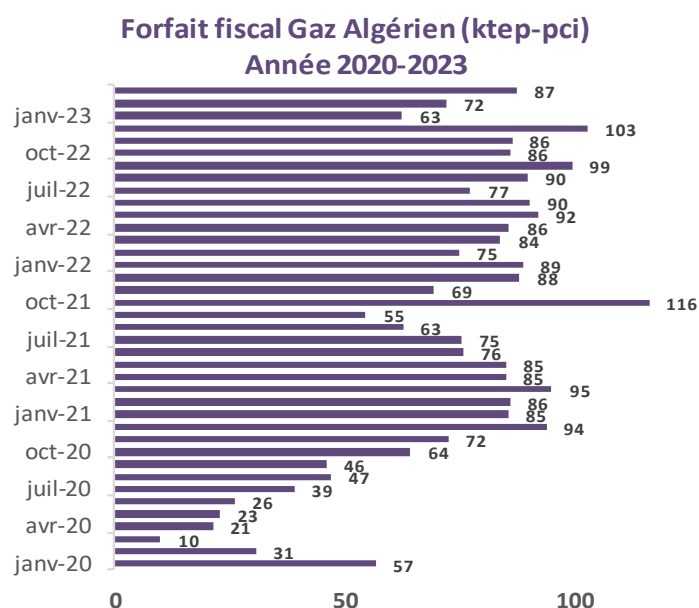
- ✓ **Champ Hasdrubal** : Hausse de la production de **5%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **45%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **11%**.
- ✓ **Concession Maamoura** : Arrêt de la production depuis le **25-02-2023**. Reprise de la Production depuis le **03-03-2023**.
- ✓ **Concessions Ghrib, Sidi Marzoug & FR, BG et TR**: Reprise de la vente du GPL depuis le **10-03-2023**
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**-10%**) à fin mars **2023** par rapport à fin mars **2022**.

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 (**69%**).

Durant le mois du janvier **2023**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré et qui est en cours de régularisation.



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 **2021** et **2022**.

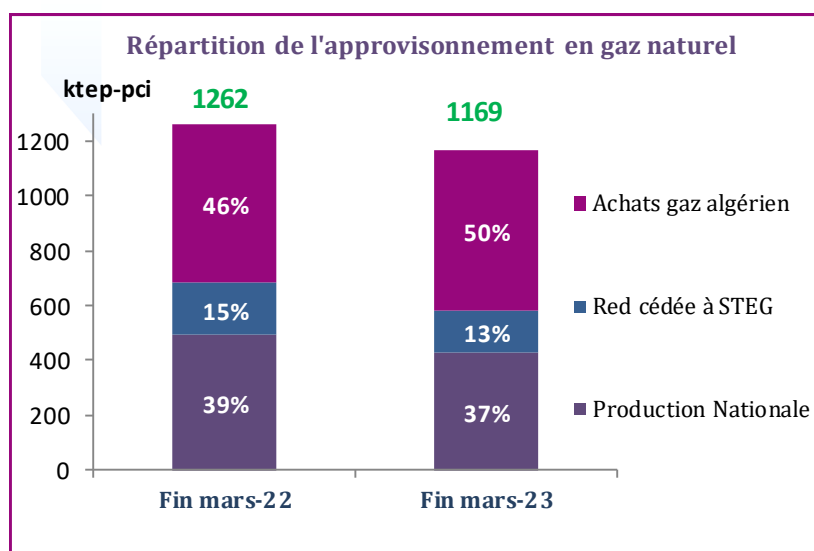


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **2%**, entre fin mars **2022** et fin mars **2023**, pour se situer à **588 ktep** et ceci à cause de la baisse de la production.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **7%** entre fin mars **2022** et fin mars **2023** pour se situer à **1169 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, dans l'approvisionnement national en gaz, de **39%** à **37%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **15%** à **13%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **46%** à **50%**.



3. Production de produits pétroliers

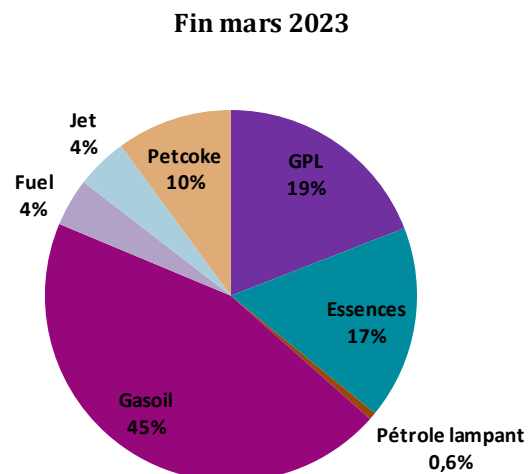
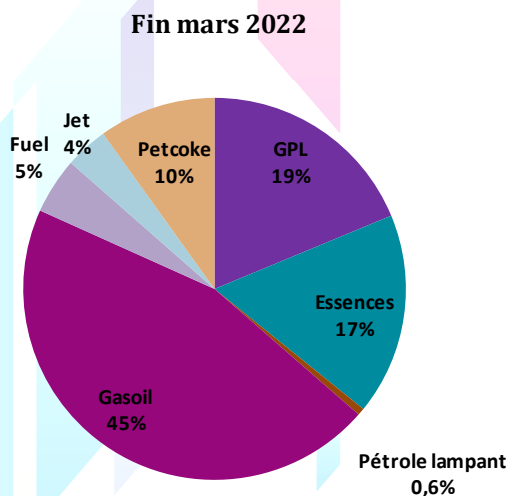
Les indicateurs de raffinage				
	A fin mars			Remarques
	2022	2023	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	9	10	8%	
Essence Sans Pb	28	25	-9%	
Petrole Lampant	11	5	-50%	
Gasoil ordinaire	146	122	-16%	
Fuel oil BTS	119	98	-18%	
Virgin Naphta	53	46	-13%	
White Spirit	2	1	-27%	
Total production STIR	368	308	-16%	
Taux couverture STIR (1)	33%	29%	-13%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	17%	15%	-13%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	85	79	-7%	Arrêt technique de 26/01 au 05/02/2023
Jours de fonctionnement du Platforming	71	74	4%	Arrêt technique de 25/01 au 09/02/2023

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2022	A fin mars				
		2010	2022	2023	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	690	147	209	204	-2%	3%
Essences	816	100	191	180	-6%	5%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	802	100	187	178	-5%	5%
<i>Essence premium</i>	15	0	4	2,0	-51%	-
Pétrole lampant	14	17	6,6	6,7	1%	-7%
Gasoil	2 084	389	505	478	-5%	2%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 623	353	392	379	-3%	1%
<i>Gasoil SS</i>	454	35	111	97	-13%	8%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	1,9	1,3	-33%	-
Fuel	229	67	53	45	-15%	-3%
<i>STEG & STIR</i>	27	0	6,4	7,0	10%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	202	67	46	38	-19%	-4%
Fuel gaz(STIR)	19	0	5	4	-26%	-
Jet	223	40	40	48	18%	1%
Coke de pétrole	495	68	115	116	1%	4%
Total	4571	827	1125	1081	-4%	2,1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4524	827	1114	1070	-4%	2,0%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin mars **2022** et fin mars **2023**, une baisse de **4%** pour se situer à **1081 ktep**. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du GPL de **2%**, du fuel de **15%**, des essences de **6%** et du gasoil de **5%**. Par contre la demande du jet d'aviation a enregistré une hausse de **18%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin mars **2022** et fin mars **2023** à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **5%** à fin mars **2022** à **4%** à fin mars **2023**.

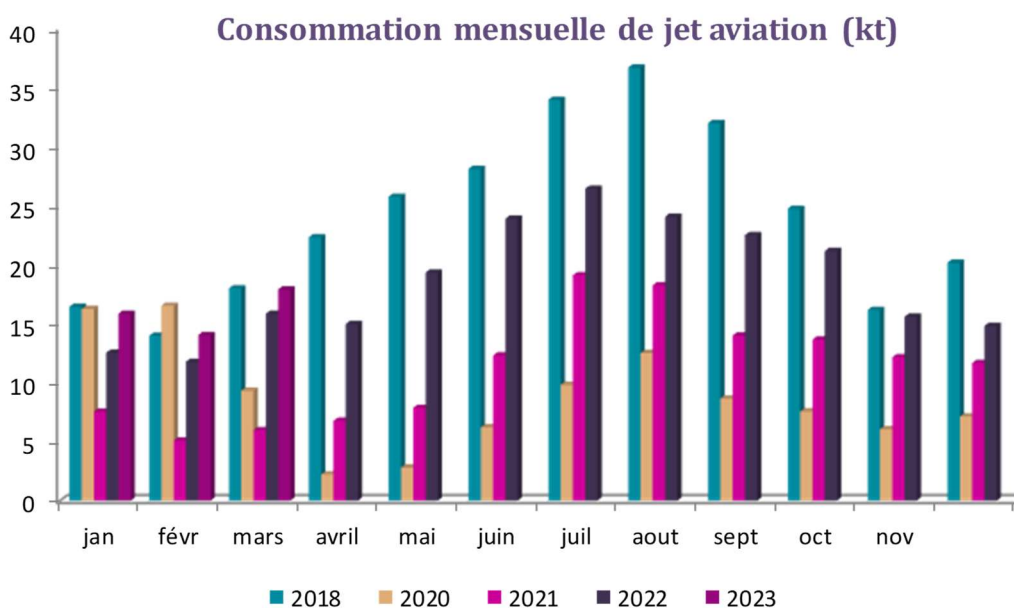


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin mars **2022** et fin mars **2023**, une diminution de **6%**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a diminué de **2%** entre fin mars **2022** et fin mars **2023**.

La consommation de coke de pétrole a augmenté de **1%** entre fin mars **2022** et fin mars **2023** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse importante de **18%** à fin mars **2023** par rapport à la même période de l'année précédente suite à la relance des activités de secteur du transport aérien qui ont subi de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



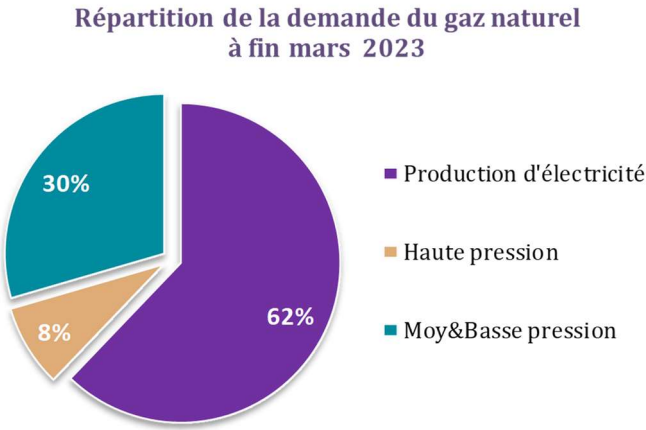
2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin mars				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 886	1 026	1 260	1 166	-7%	1%
Production d'électricité	3 441	694	762	725	-5%	0%
Hors prod élec	1 445	332	498	441	-11%	2%
Haute pression	409	96	133	97	-27%	0%
Moy&Basse pression	1 035	236	365	344	-6%	3%
Unité:ktep-pcs						
DEMANDE	5 429	1 140	1 400	1 296	-7%	1%
Production d'électricité	3 824	771	847	805	-5%	0,3%
Hors prod élec	1 605	369	553	490	-11%	2%
Haute pression	455	107	148	108	-27%	0%
Moy&Basse pression	1 150	262	406	382	-6%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **7%** entre fin mars **2022** et fin mars **2023** pour se situer à **1166 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **5%**, celle pour la consommation finale a diminué de **11%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**62%** de la demande totale à fin mars **2023**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **97%**. 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.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminution de **11%** pour se situer à **441 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une diminution de **6%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **27%**.



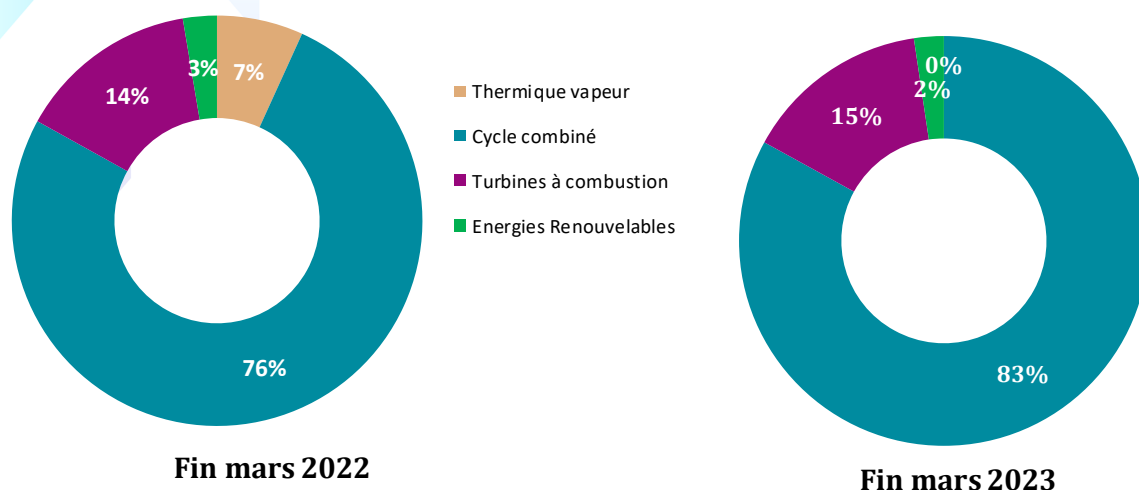
Il convient de noter que la centrale IPP-Rades a intégré le parc de la STEG à partir du mois de juin **2022**, elle est actuellement en arrêt de production.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **5%** entre fin mars **2022** et fin mars **2023** pour se situer à **193 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une légère hausse de **0.5%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **5%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique qui a passé de **76%** à fin mars **2022** à **83%** à fin mars **2023**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2022	Mars		A fin mars	
		2022	2023	2022	2023
Nb de permis octroyés	2	0	0	0	1
Nb permis abandonnés	5	0	0	0	0
Nb total des permis	16	19	17	19	17
Nb de forages explo.	0	0	0	0	2
Nb forages développ.	1	0	0	1	0
Nb de découvertes	0	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin mars **2023**, est de **17** dont **14** permis de recherche et **3** 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*).

Il convient de signaler :

- Attribution d'un **(1) nouveau permis de recherche** en janvier **2023** : « **Boughrara** », publication au JORT n° **6** du **17 janvier 2023**.

Exploration

Acquisition sismique à fin mars 2023

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin mars **2023**.

Forage d'exploration à fin mars 2023

- Forage de deux (2) nouveaux puits d'exploration à fin mars **2023** :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Araifa-2	Araifa	18/01/2023	Profondeur finale : 2660 m. Forage en cours.
02	Sabeh-1	Borj El Khadra	27/01/2023	Profondeur actuelle : 1720 m. Forage en cours.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement à fin mars **2023**.

Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables



1. Electricité

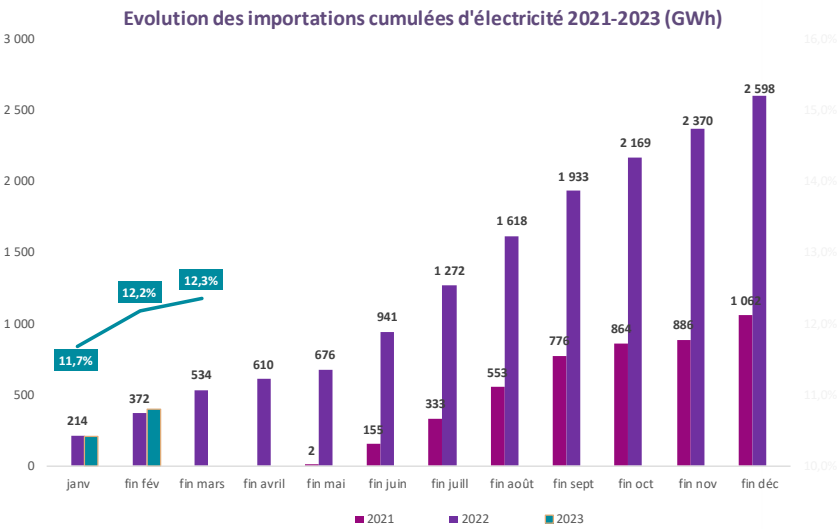
PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2022	A fin mars				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18647	2 521	3 935	4265	8%	4%
FUEL + GASOIL	0,2	2	0,024	0,02	-17%	-28%
GAZ NATUREL	18280	2468	3820	4169	9%	4%
HYDRAULIQUE	15	8	2,1	0,6	-74%	-19%
EOLIENNE	322	43	105	86	-17%	5%
SOLAIRE ⁽¹⁾	31	0	8	9	14%	-
IPP (GAZ NATUREL)	706	788	329	0	-100%	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	0	0	0	4,4	-	-
ACHAT TIERS	163	21	43	43	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	19516	3 330	4 306	4 312	0,1%	2%
Echanges	-25	18	10	0	-100%	-100%
Achat Sonelgaz (Algérie)	2598	0	534	608	14%	-
Ventes Gecol (Libye)	0	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	22089	3348	4850	4920	1%	3%

(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz-ventes Gecol

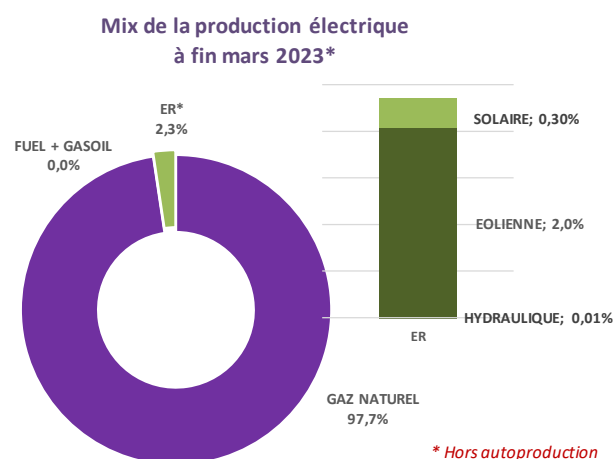
(3) Provisoire

La production totale d'électricité a enregistré, à fin mars 2023, une quasi stabilité pour se situer à **4312 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **4306 GWh** à fin mars 2023. Ainsi, la production destinée au marché local a augmenté de **1%**. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie** ont couvert plus de **12%** des besoins du marché local à fin mars 2023.



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

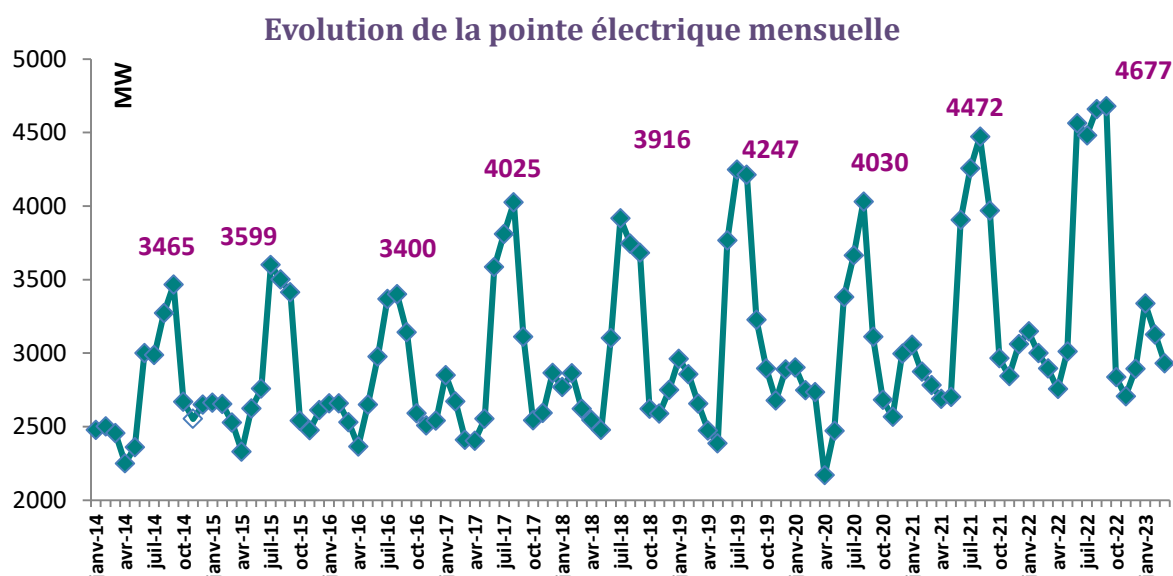
La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **99%** de la production nationale à fin mars **2023**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une légère hausse de **0.5%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.3%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin mars **2023**.

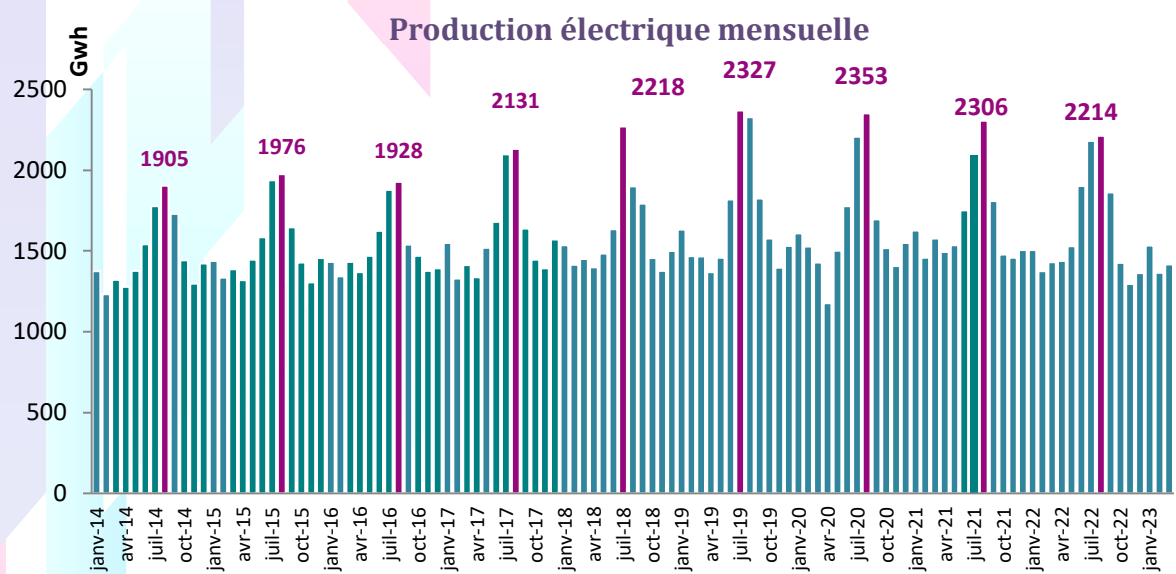


Par ailleurs, **168 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **304** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **79MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

La pointe a enregistré une hausse de **6%** pour se situer à **3337 MW** à fin mars **2023** contre **3147 MW** à fin mars **2022**.

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 2022	A fin mars				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1286	300	335	302	-10%	0,1%
Moyenne tension	7143	1327	1600	1617	1%	2%
Basse tension	8870	1359	2082	2186	5%	4%
TOTAL VENTES **	17299	2 986	4 018	4 105	2%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **2%** entre fin mars **2022** et fin mars **2023**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **10%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une légère hausse de **1%**.

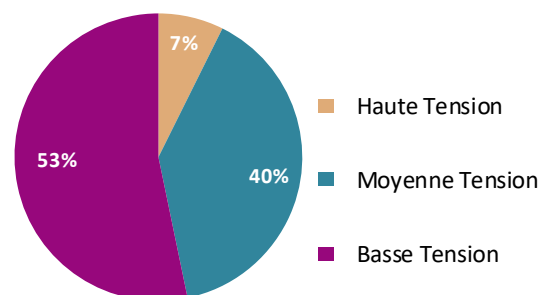
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **63%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin mars **2023**.

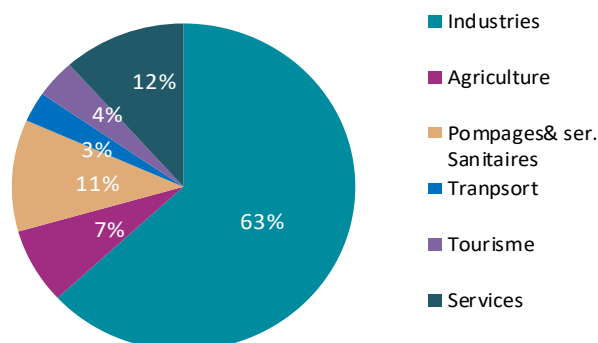
La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-23%**) et des industries extractives (**-22 %**).

Contre une hausse des ventes du secteur de pompage (eau et services sanitaires) (**+17%**), le secteur de tourisme (**+16%**) et le pompage agricole (**+10%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin mars 2023



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin mars 2023



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin mars 2023 :

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	Identification des sites Lancement de l'appel d'offres de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offres restreint (Mars 2019) Elaboration et négociation 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) Soumission des offres (juillet 2019) Dépouillement et adjudication provisoire (décembre 2019) Accords de projet finalisés et validés par la CTER. Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021. Approbation par décrets-lois en décembre 2021 Etat d'avancement : Les projets sont actuellement en phase avancée de bouclage financier, d'études environnementales et sociales.
		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 entre juin 2023 et septembre 2025
		Appel d'offres de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid Délai : 18 mai 2023
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (mai 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 2 projets : Projet Enfidha : 1MW depuis 2020. Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022. 2 autres projets à Sidi Bouzid et Meknassi sont en cours de mise en service d'autres projets sont en phase de construction ou de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets.

		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 2 projets : Un projet de 1MW à Fawar-Kébili a été achevé et raccordé en Août 2022 (arrêté du 09 septembre 2022) et a été mis en exploitation à fin 2022. Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022). Les autres projets sont en phase de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets.
		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 : Ces projets sont en phase de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets. Les développeurs ont bénéficié également d'une prolongation des délais des accords de principe.
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report). Octroi de 7 accords de principe (3 projets catégorie 1MW + 4projets catégorie 10MW).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	168 MW
		MT/HT	304 autorisations octroyées pour une puissance totale de 79MW
	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 Tbagha 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 quatrième trimestre de 2023 et novembre 2025
	AUTORISATION	2 ^{ème} appel à projets (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

Abréviations

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