

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

Janvier 2023



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

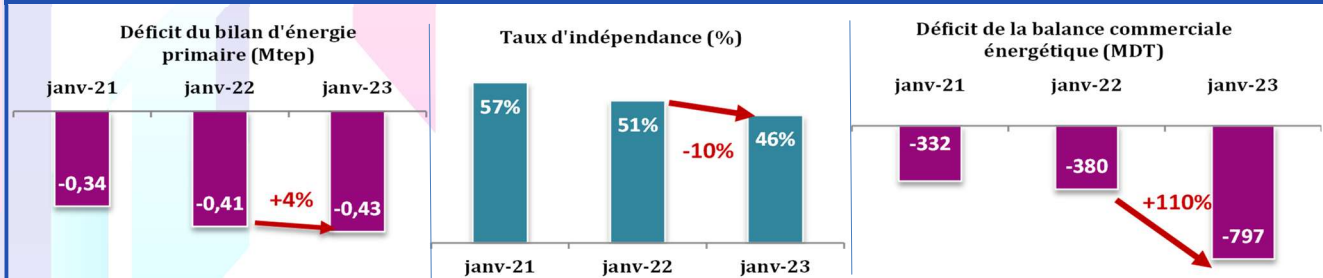
Date de la publication : 7/04/2023

Date de la 1^{ère} mise à jour : 12/04/2023

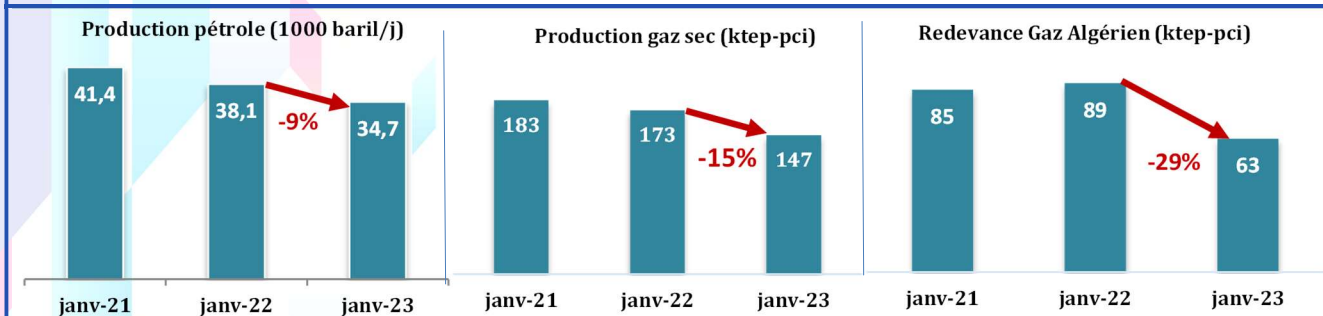
Date de la 2^{ème} mise à jour : 14/06/2023

Faits marquants du mois de janvier 2023

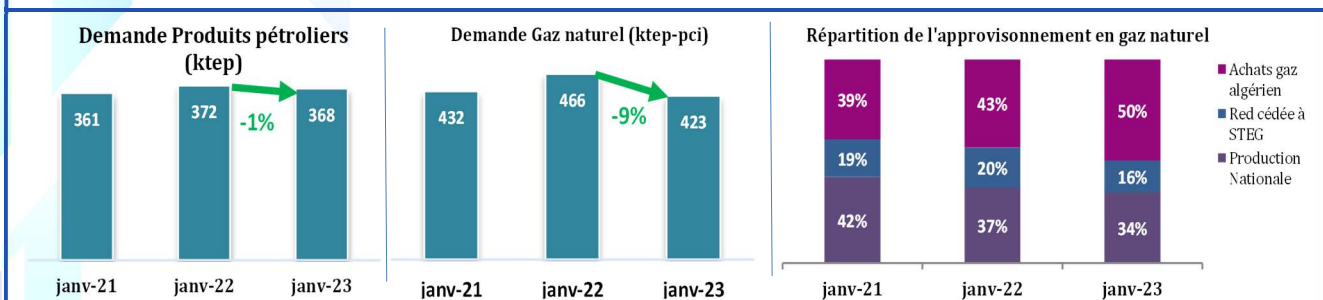
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



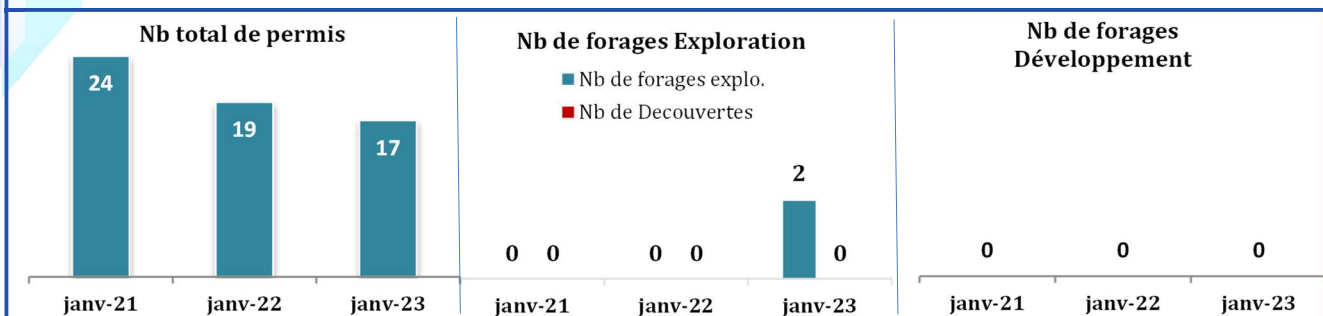
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



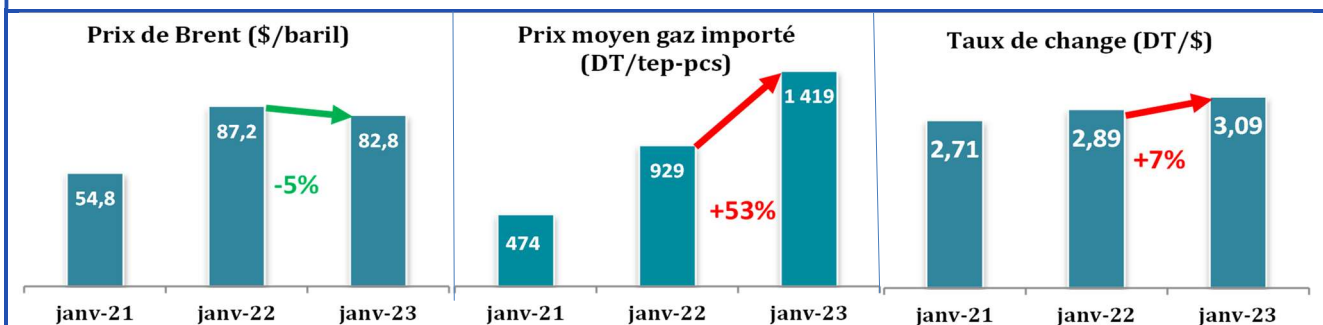
Demande des hydrocarbures



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	2010 (a)	Janvier 2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	4708	704	428	363	-15%	-5%
Pétrole ⁽¹⁾	1695	340	156	140	-10%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	109	10,5	8	10	25%	0%
Gaz naturel	2872	352	261	209	-20%	-4%
Production	1815	226	173	147	-15%	-3%
Redevance	1057	126	89	63	-29%	-5%
Elec primaire	32	1,5	3,2	3,3	2%	6%
DEMANDE	9466	678	841	794	-6%	1%
Produits pétroliers	4548	307	372	368	-1%	1%
Gaz naturel	4886	369	466	423	-9%	1%
Elec primaire	32	1,5	3,2	3,3	2%	6%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4758	26	-413	-431		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5815	-99	-501	-494		

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 **0.36 Mtep** en janvier **2023**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **15%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

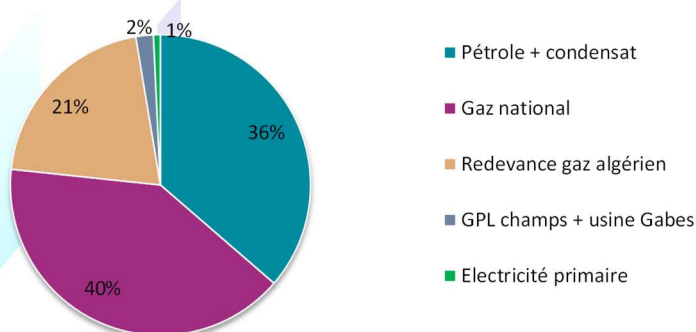
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **79%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

A partir du janvier 2023, la production des IPPs pour les stations solaires est comptabilisée dans le bilan d'énergie primaire.

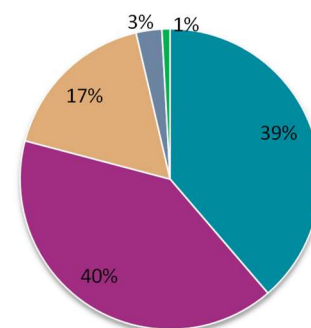
La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.

A signaler la baisse de **la redevance sur le transit du gaz algérien de 29%** en janvier 2023 par rapport à la même période de **2022**.

Répartition des ressources en énergie primaire
janvier 2022



Répartition des ressources en énergie primaire
janvier 2023

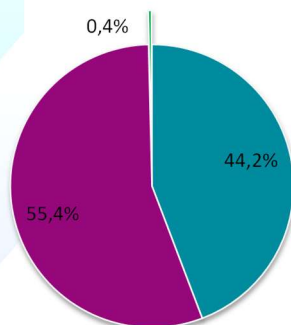


La demande d'énergie primaire a diminué entre janvier **2022** et janvier **2023** de **6%** : la demande du gaz naturel a diminué de **9%** par rapport à janvier **2022** alors que celle des produits pétroliers a enregistré une légère baisse de **1%**.

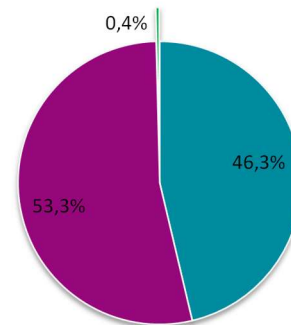
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **9%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien aux achats contractuels**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passé de **44%** en **2022** à **47%** en **2023**. Le gaz naturel a diminué de **55 %** en **2022** à **53%** en **2023**.

Répartition de la demande en énergie primaire
janvier 2022



Répartition de la demande en énergie primaire
janvier 2023



■ Produits pétroliers
■ Gaz naturel
■ Electricité primaire

En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en janvier **2023**, un **déficit** de **0.43 Mtep** contre un déficit enregistré en janvier **2022** de **0.41 Mtep**. Le **taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **46%** en janvier **2023** contre **51%** en janvier **2022**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **38%** en **2023** contre **40%** en **2022**.

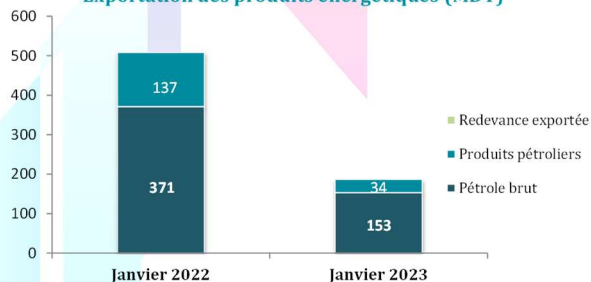
Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **4%** en janvier **2023** par rapport à janvier **2022**, cette hausse est dûe essentiellement à la baisse de la production des hydrocarbures, la demande d'énergie primaire, par contre, a peu diminué.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES										
		Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
		Janvier			Janvier			Janvier		
		2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)
EXPORTATIONS					291	102	-65%	517	193	-63%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾		214	80	-63%	218	82	-62%	371	153	-59%
ETAP		209	80	-62%	213	82	-61%	361	153	-58%
PARTENAIRES		5	0	-100%	5	0	-100%	10	0	-100%
GPL Champs		4,2	3,8	-10%	4,6	4,2	-10%	8,4	6,4	-25%
ETAP		4,2	3,8	-10%	4,6	4,2	-10%	8,4	6,4	-25%
PARTENAIRES		0	0	-	0	0	-	0	0	-
PRODUITS PETROLIERS		72	20	-72%	72	20	-73%	137	34	-75%
Fuel oil (BTS)		51	20	-61%	50	20	-61%	92	34	-63%
Virgin naphtha		21	0	-100%	22	0	-100%	46	0	-100%
REDEVANCE GAZ EXPORTE					-3	-4	30%	0	0	-
IMPORTATIONS					644	544	-15%	897	990	10%
PETROLE BRUT ⁽³⁾		62	0	-100%	64	0	-100%	124	0	-100%
PRODUITS PETROLIERS		299	263	-12%	290	271	-6%	564	657	17%
GPL		64	68	6%	71	75	6%	175	157	-10%
Gasoil ordinaire		33	65	96%	34	66	96%	64	182	186%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾		31	31	-2%	32	32	-2%	70	93	32%
Jet		16	11	-30%	16	11	-30%	39	37	-5%
Essence Sans Pb		58	57	-3%	61	59	-3%	143	157	10%
Fuel oil (HTS)		10	15	49%	10	15	49%	14	19	35%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾		86	16	-81%	66	12	-81%	59	12	-79%
GAZ NATUREL					290	273	-6%	208	333	60%
Redevance totale ⁽²⁾					89	63	-29%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾					202	211	5%	208	333	60%
(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdrubal mélange+condensats 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										

(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 **63%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **10%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **380 MDT** en janvier **2022** à **797 MDT** en janvier **2023**, soit une augmentation de **110%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

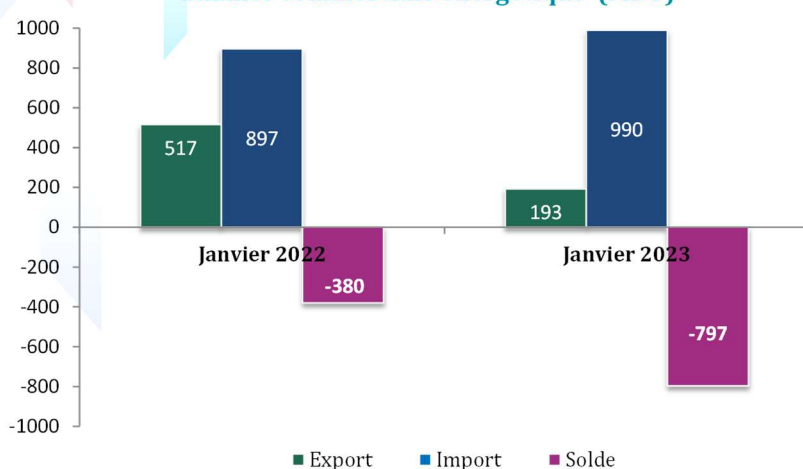
Exportation des produits énergétiques (MDT)



Importation des produits énergétiques (MDT)



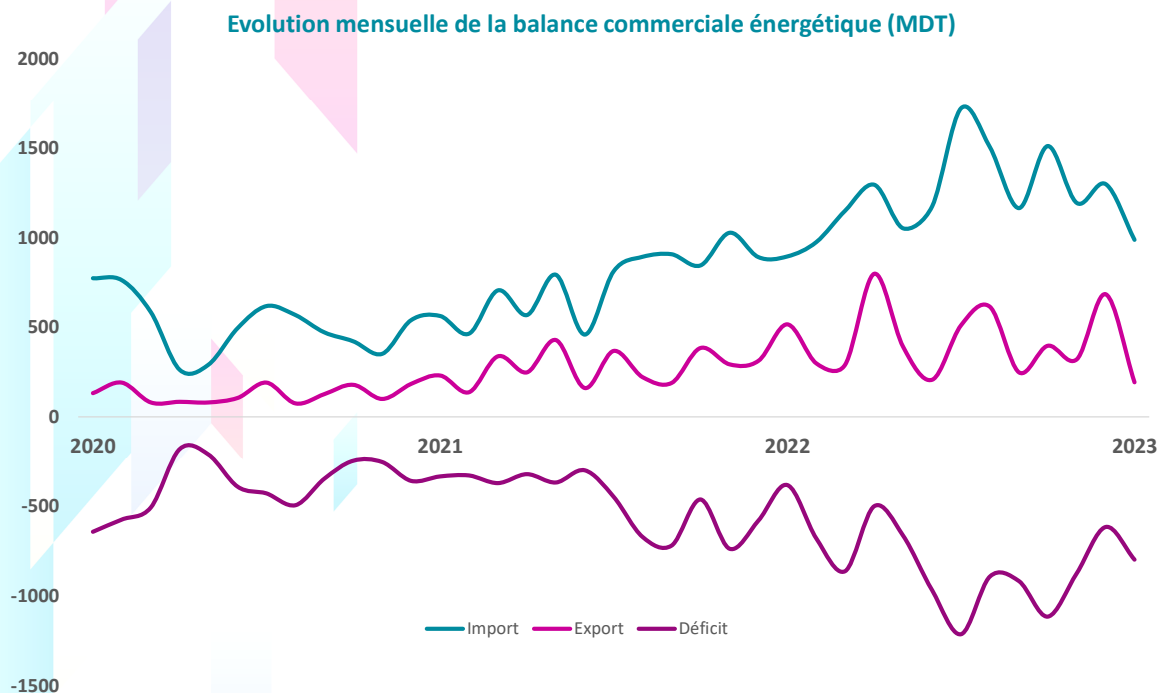
Balance commerciale énergétique (MDT)



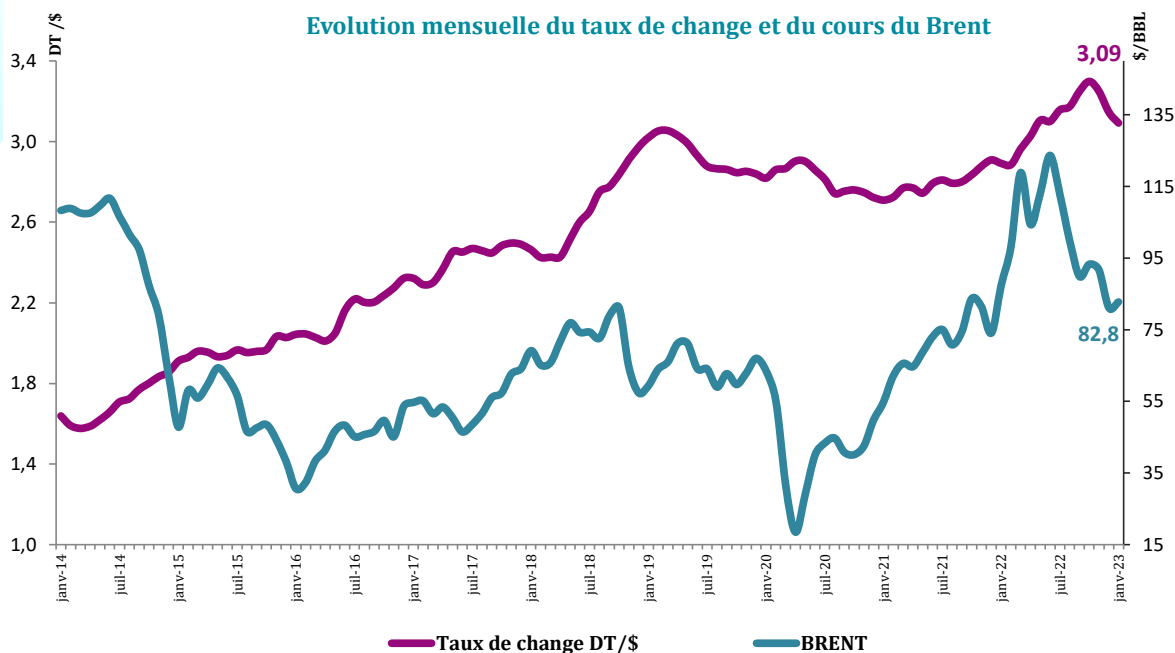
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé **(--)**, le cours du Brent a diminué **(-)** et le déficit quantitatif de la balance commerciale a enregistré une augmentation de **25% (---)** en janvier **2023** par rapport à janvier **2022**.

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

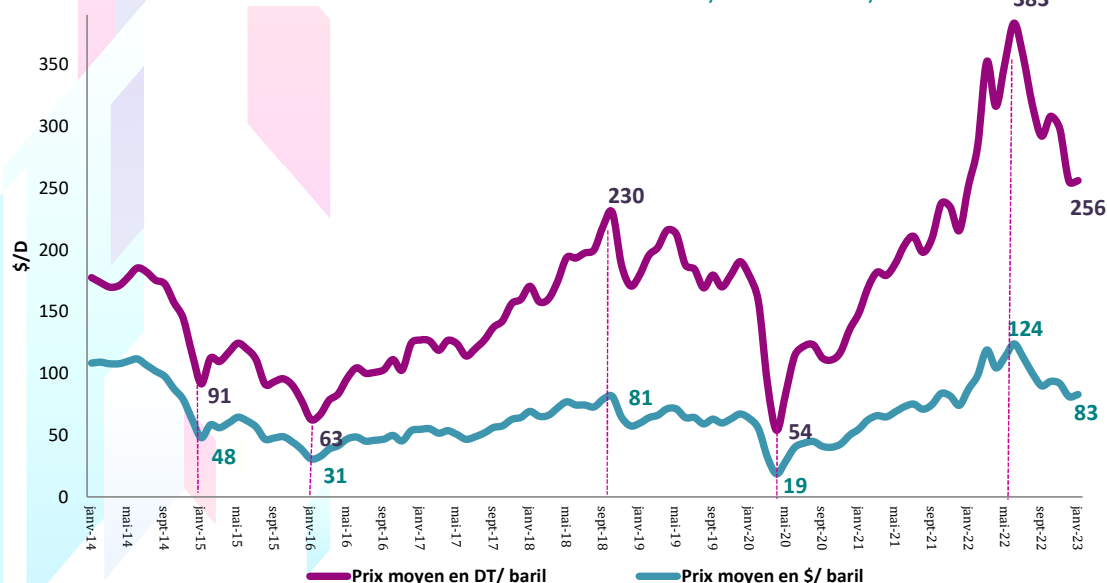


En effet, en janvier 2023, les cours du Brent ont enregistré une diminution de **4.4\$/bbl** : **87.2 \$/bbl** en janvier 2022 contre **82.8\$/bbl** en janvier 2023 et 81.1\$/bbl en décembre 2022.



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.

Evolution mensuelle de la cotation du Brent en \$/baril et en DT/baril



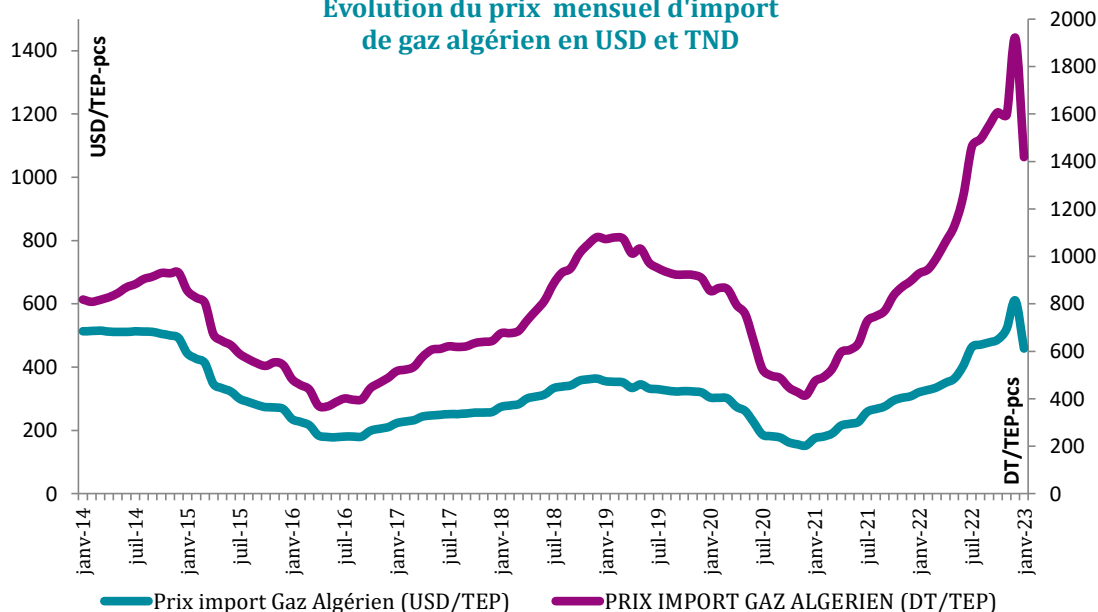
Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+) Entre janvier **2022** et janvier **2023**, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de **5%** : **87.2\$/bbl** contre **82.8 \$/bbl**.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **7%** entre janvier **2022** et janvier **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 **53%** en DT et de **43%** en \$ entre janvier **2022** et janvier **2023**.

Evolution du prix mensuel d'import de gaz algérien en USD et TND



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 baisse a été observée courant le mois de janvier 2023.

(--) Les importations des produits pétroliers en janvier **2023** ont augmenté par rapport à la même période de **2022** de **17%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **65%** en janvier **2023** (exportation des partenaires non encore disponible). Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **93 kt** en janvier **2023** (dont **64%** brut local) contre **138 kt** en janvier **2022** (dont **100%** brut local).

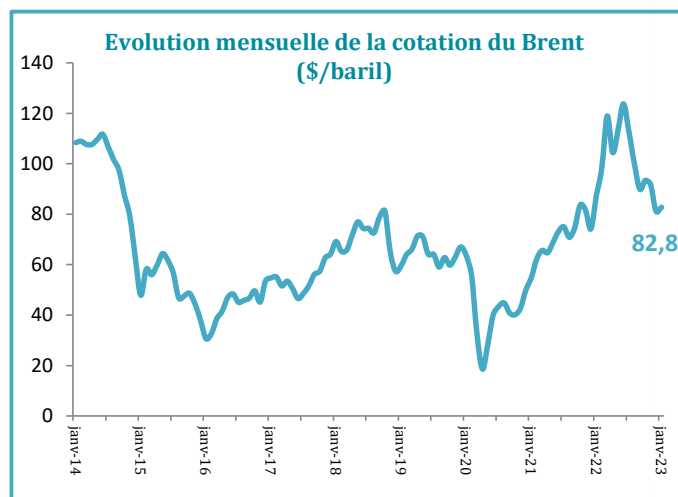
(-) Hausse des achats du gaz algérien de **5%** en quantité pour faire face à la baisse de la production.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **73%** (arrêt de l'unité de Topping au niveau de la STIR pendant 5 j et de l'unité de Platforming pendant 7j et baisse du débit courant le mois de janvier 2023) .

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

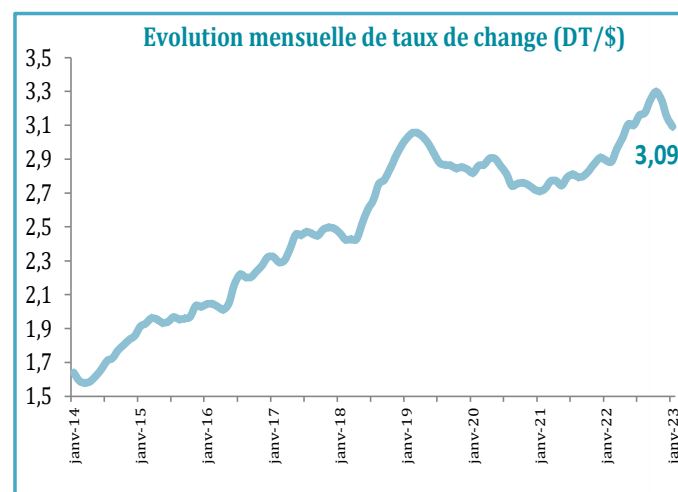
	2021	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	54,8	87,2	82,8	-5%
Février	62,2	98,2		
Mars	65,6	118,8		
Avril	64,7	104,4		
Mai	68,8	113,3		
Juin	73,0	123,7		
Juillet	75,0	112,7		
Aout	70,8	100,0		
Septembre	74,6	89,9		
Octobre	83,7	93,3		
Novembre	81,4	91,7		
Décembre	74,1	81,1		
Prix annuel moyen	70,7	101,2		



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		
Mars	2,77	2,96		
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		



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

Pétrole Brut (1)	Janvier 2023	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	-	-
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	244	79

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	Janvier 2023					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2133	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2376	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2540	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1264	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2312	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	30,05	3,43	1,11	4,27	8,80

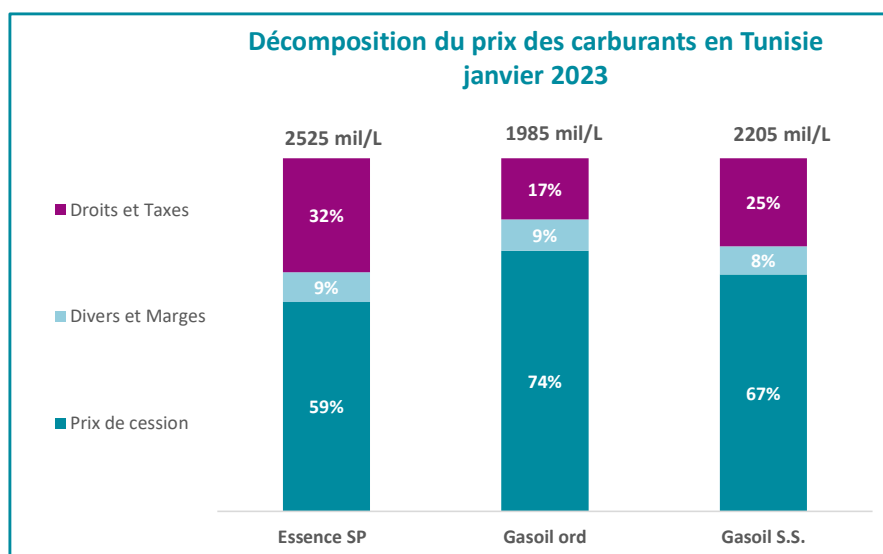
(1) Prix moyen pondéré

(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.

Le calcul de la subvention unitaire des produits pétroliers peut se faire à titre indicatif en comparant le prix de l'importation au prix de cession.

5. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	Année 2022	Janvier 2023
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1419
	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

6. 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

Chapitre 2

Hydrocarbures



1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2022	Janvier 2022	2023	Var (%)
El borma	202	18	16	-11%
Ashtart	211	18	17	-7%
Hasdrubal	83	8	7	-9%
Adam	95	11	9	-21%
M.L.D	71	7	5	-25%
El Hajeb/Guebiba	123	11	9	-13%
Cherouq	59	6	4	-29%
Miskar	62	6	5	-14%
Cercina	62	5	6	28%
Barka	28	3	3	5%
Franig/Bag/Tarfa	48	5	4	-10%
Ouedzar	50	4	4	-9%
Gherib	65	7	9	34%
Nawara	71	5	8	47%
Halk el Manzel	93	12	6	-49%
Autres	336	28	25	-10%
TOTAL pétrole (kt)	1 656	152	137	-10%
TOTAL pétrole (ktep)	1 694	156	140	-10%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 657	152	137	-10%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 695	156	140	-10%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	100	7	9	25%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	109	8	10	25%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 757	160	146	-8%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 804	164	150	-8%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **137 kt** en janvier **2023** enregistrant ainsi une baisse de **10%** par rapport à janvier **2022**. Cette baisse a touché la plupart des principaux

champs à savoir Halk el Manzel qui est entré en production en **2021** (-**49%**), Adam (-**21%**), M.L.D (-**25%**), Cherouq (-**29%**), El borma (-**11%**), Hasdrubal (-**9%**) et Ashtart (-**7%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (+**34%**), Nawara (+**47%**) et Cercina (+**28%**).

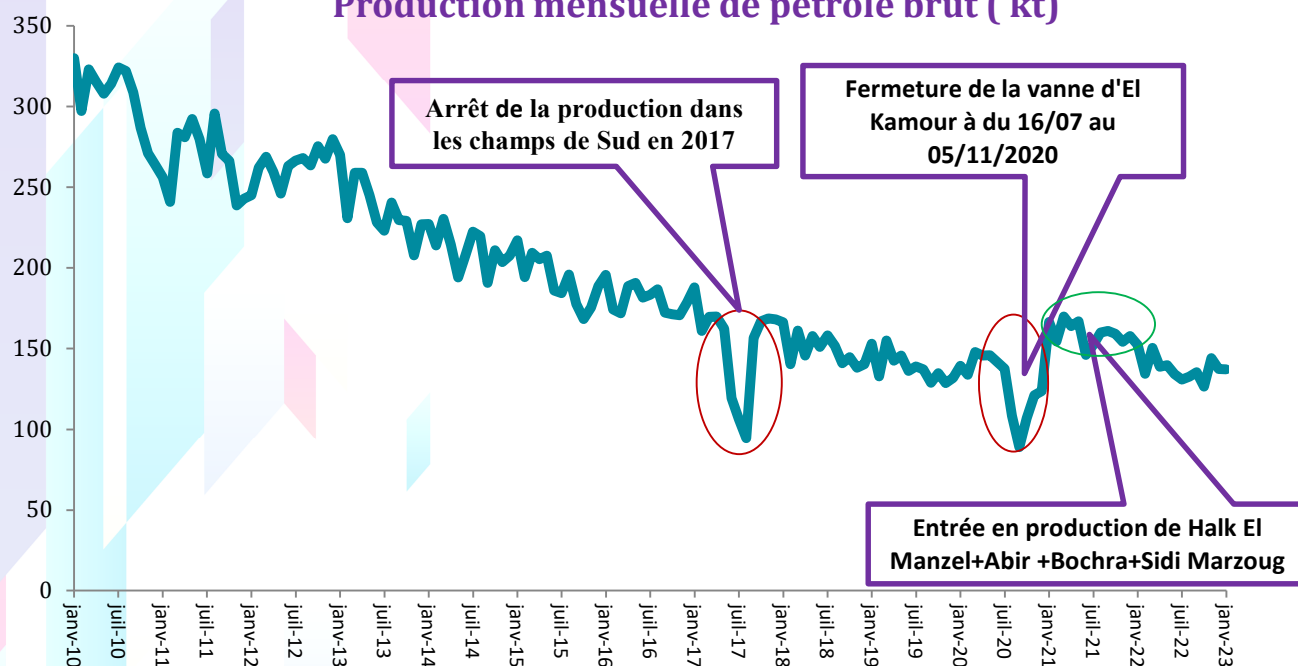
Il convient de noter :

- **Concession Maamoura** : fermeture de la plateforme de Maamoura le 30-01-2023.
- **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.
- **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

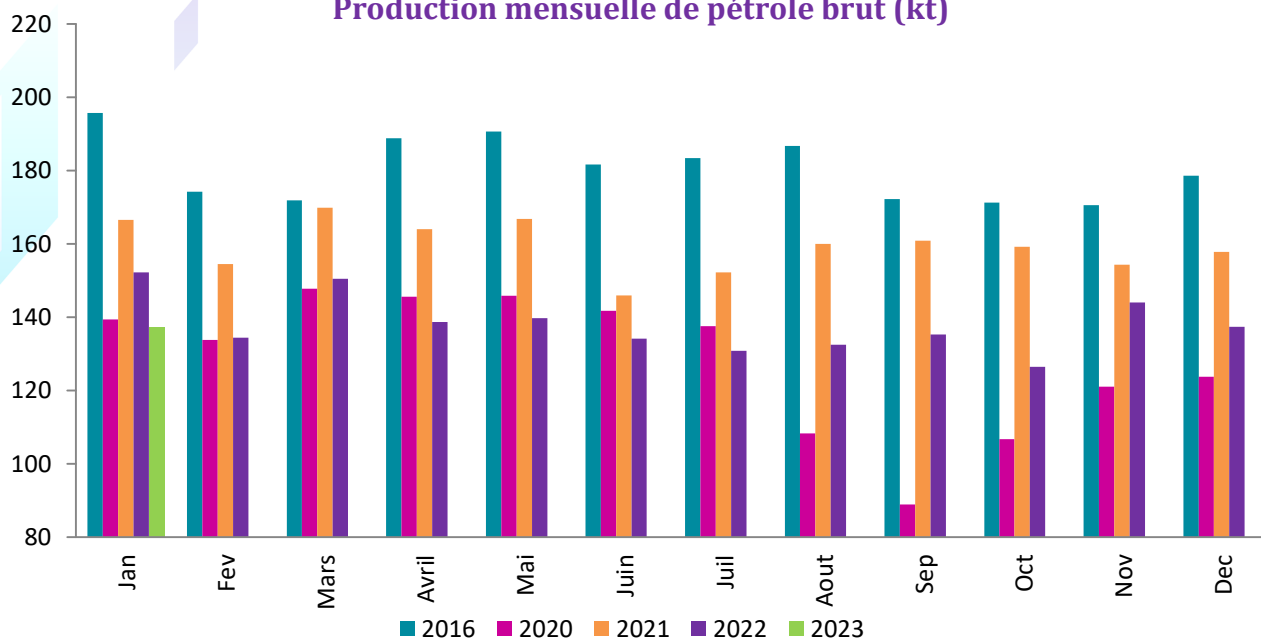
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **38.1** mille barils/j en janvier **2022** à **34.6** mille barils/j en janvier **2023**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2022**.

Production mensuelle de pétrole brut (kt)



Production mensuelle de pétrole brut (kt)

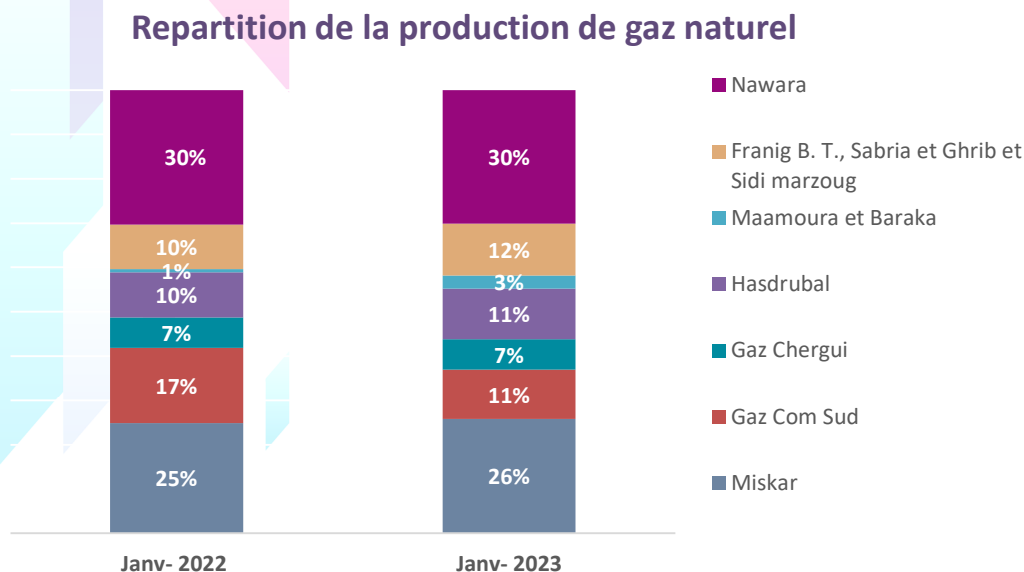


2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	2010 (a)	Janvier 2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 872	352	261	209	-20%	-4%
Production nationale	1 815	226	173	147	-15%	-3%
Miskar	450	128	43	38	-12%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	268	29	29	16	-44%	-4%
Gaz Chergui	129	20	12	10	-16%	-5%
Hasdrubal	199	25	18	17	-5%	-3%
Maamoura et Baraka	30	0	1	4	256%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	208	25	17	17	-1%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	531	0	52	44	-16%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 057	126	89	63	-29%	-5%
Achats	2 362	59	202	211	5%	10%
Unité:ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 191	391	290	232	-20%	-4%
Production nationale	2017	251	192	163	-15%	-3%
Miskar	500	142	48	42	-12%	-9%
Gaz Com Sud (1) (3)	298	32	33	18	-44%	-4%
Gaz Chergui	144	22	13	11	-16%	-5%
Hasdrubal	221	28	19	19	-5%	-3%
Maamoura et Baraka	33	0	1	5	256%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)	231	27	19	19	-1%	-3%
Nawara(4)	590	0	58	49	-16%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1175	140	98	69	-29%	-5%
Achats	2 624	66	224	234	5%	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 (6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien durant le mois dujanvier 2023 d'une quantité de 4,4 million de Cm3 et qui va etre regularisé par deduction de la redevance reexportée						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **209** ktep, en janvier **2023**, enregistrant ainsi une baisse de **20%** par rapport à la même période de l’année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **15%** avec une baisse de la redevance sur le passage du gaz algérien de **29%**.

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

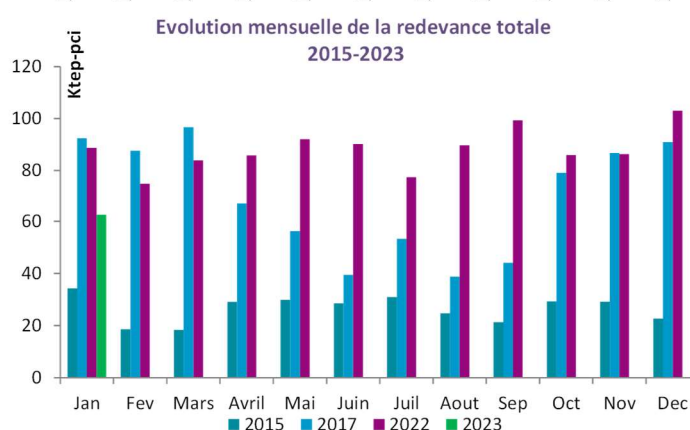
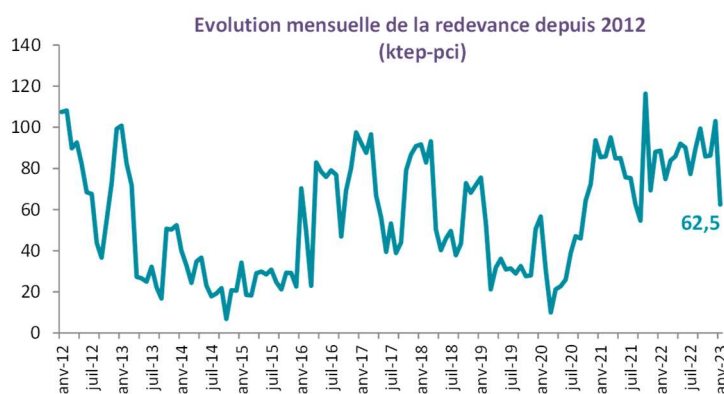
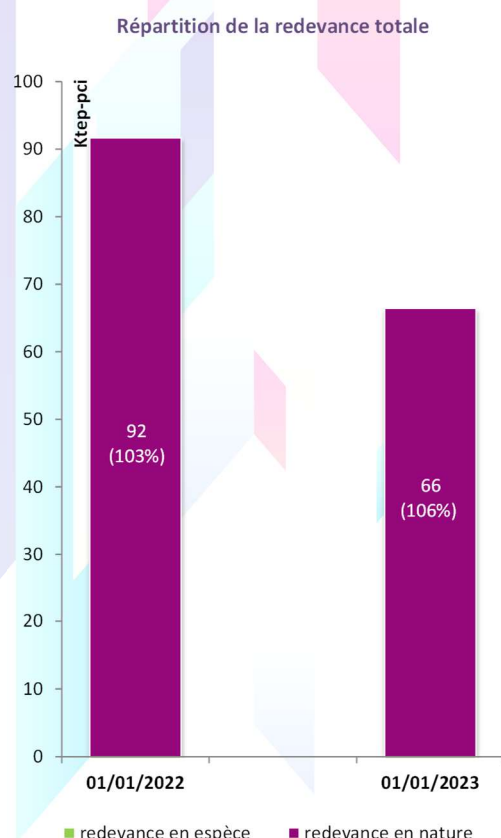


Il convient de noter :

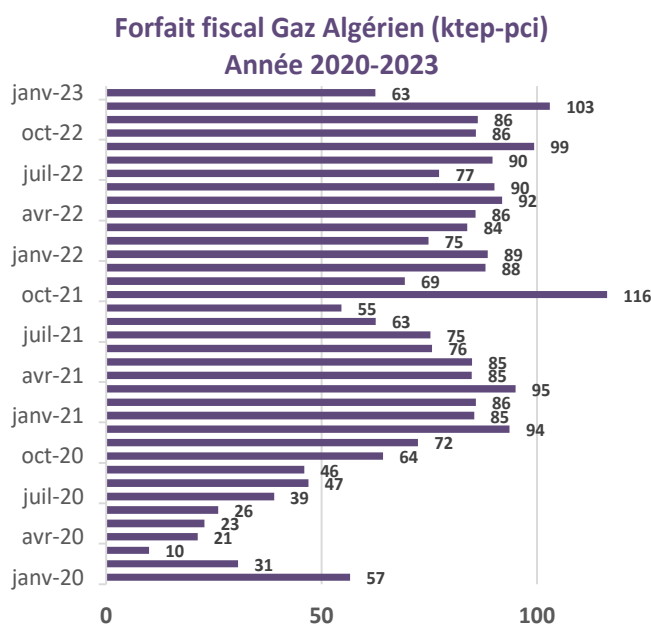
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **5%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **44%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**-29%**) en janvier **2022** par rapport à janvier **2021**.

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 avec un dépassement (**106%**). Durant le mois du janvier 2023, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré.

Production des hydrocarbures



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 contenue durant les années **2021** et **2022**. Durant le mois de janvier **2023**, la redevance a diminué de **29%**.

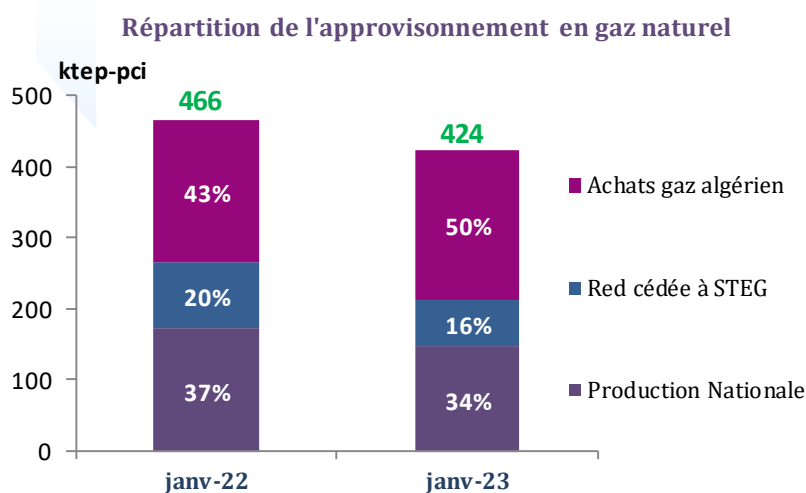


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **5%**, entre janvier **2022** et janvier **2023**, pour se situer à **211 ktep** et ceci à cause de la baisse de la production.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **9%** entre janvier **2022** et janvier **2023** pour se situer à **424 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 **37%** à **34%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **20%** à **16%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **43%** à **50%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	2022 (a)	Janvier 2023 (b)	Var (%) (b)/(a)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	3	3	7%	
Essence Sans Pb	14	7	-47%	
Petrole Lampant	6	4	-40%	
Gasoil ordinaire	52	37	-29%	
Fuel oil BTS	46	25	-45%	
Virgin Naphta	15	17	14%	
White Spirit	1	0	-100%	
Total production STIR	138	94	-32%	
Taux couverture STIR (1)	37%	26%	-31%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	21%	14%	-32%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	31	26	-16%	Arrêt technique de 26 au 31/01/2023
Jours de fonctionnement du Platforming	31	24	-23%	Arrêt technique de 25 au 31/01/2023

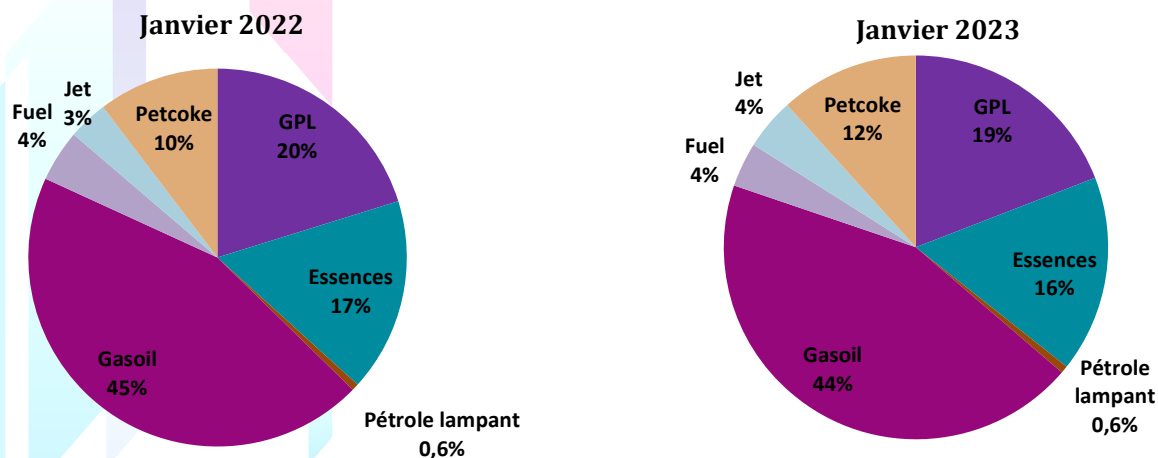
1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2022	2010 (a)	Janvier 2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	689	51	75	70	-6%	2%
Essences	816	31	61	61	-1%	5%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	802	30	60	60	0%	5%
<i>Essence premium</i>	15	0	1	0,6	-54%	-
Pétrole lampant	15	6	2,2	2,3	5%	-7%
Gasoil	2 084	126	165	161	-2%	2%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 623	115	130	128	-1%	1%
<i>Gasoil SS</i>	453	11	34	33	-4%	8%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	1	0	-30%	-
Fuel	226	21	16	14	-16%	-3%
<i>STEG & STIR</i>	27	0	2,0	2,2	11%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	199	21	14	11	-20%	-4%
Fuel gaz(STIR)	19	0	2	1	-44%	-
Jet	223	11	13	16	26%	3%
Coke de pétrole	477	27	38	43	12%	4%
Total	4548	273	372	368	-1,2%	2,3%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4502	273	368	364	-1,0%	2,2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre janvier **2022** et janvier **2023**, une légère baisse de **1%** pour se situer à **368** ktep. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du GPL de **6%**, du fuel de **16%** et du gasoil de **2%**. Par contre la demande du coke de pétrole a enregistré une hausse de **13%** et celle du Jet de **26%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre janvier **2022** et janvier **2023** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **3%** à **4%** et le Petcoke qui est passé de **10%** à **12%**.

Structure de la consommation des produits pétroliers



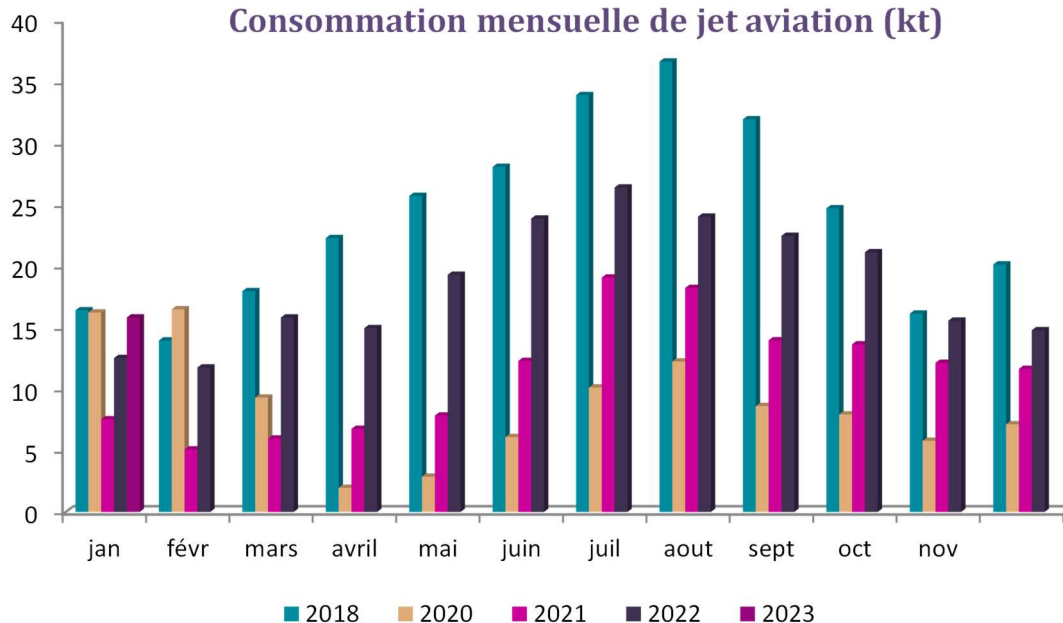
La consommation de carburants routiers a enregistré entre janvier **2022** et janvier **2023**, une diminution de **2%**. Elle représente **60%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a diminué de **6%** entre janvier **2022** et janvier **2023**.

La consommation de coke de pétrole a augmenté de **13%** entre janvier **2022** et janvier **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 **26%** en janvier **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.

Consommation mensuelle de jet aviation (kt)



2. Gaz Naturel

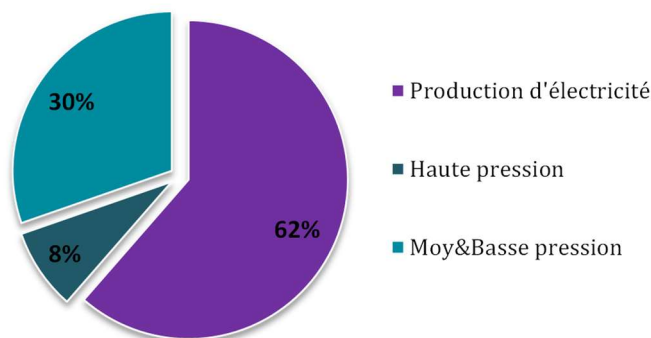
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	2010 (a)	Janvier 2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 886	369	466	423	-9%	1%
Production d'électricité	3 441	253	285	260	-9%	0,2%
Hors prod élec	1 445	117	181	163	-10%	3%
Haute pression	409	34	48	35	-27%	0,3%
Moy&Basse pression	1 035	83	133	128	-4%	3%
Unité:ktep-pcs						
DEMANDE	5 429	410	518	470	-9%	1%
Production d'électricité	3 824	281	317	289	-9%	0,2%
Hors prod élec	1 605	130	201	181	-10%	3%
Haute pression	455	37	53	39	-27%	0,3%
Moy&Basse pression	1 150	92	148	143	-4%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **9%** entre janvier **2022** et janvier **2023** pour se situer à **423 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **9%**, 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 (**61%** de la demande totale en janvier **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 **10%** pour se situer à **163 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a diminué de **4%** et celle des clients haute pression de **27%**.

Répartition de la demande du gaz naturel
janvier 2023

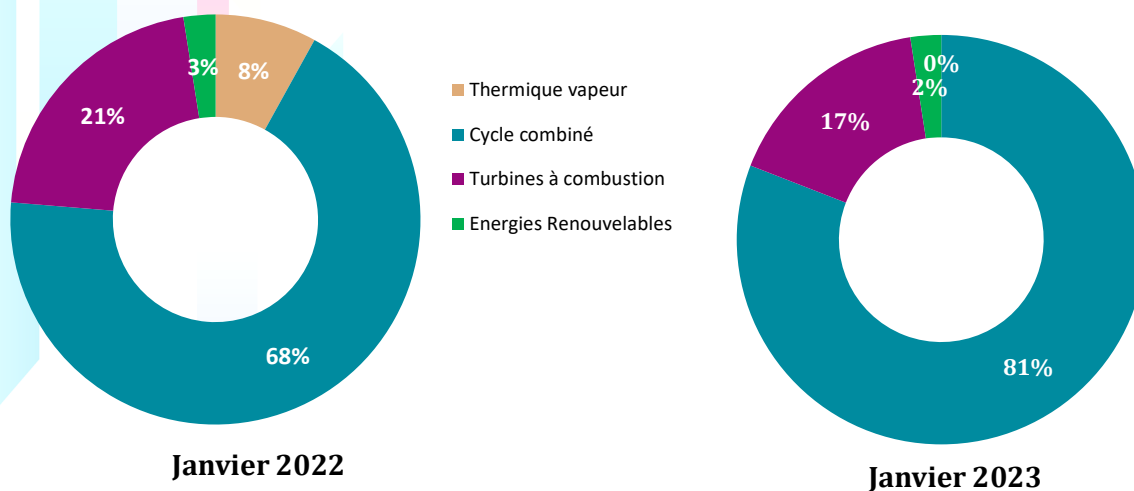


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **11%** entre janvier **2022** et janvier **2023** pour se situer à **195 tep/GWh**. La centrale IPP-Rades est en arrêt de production à partir du mois de juin **2022**, elle a intégré le parc de la STEG.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **2%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **9%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique qui a passé de **68%** en **janvier 2022** à **81%** en **janvier 2023**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2022	Janvier	
		2022	2023
Nb de permis octroyés	2	0	1
Nb permis abandonnés	5	0	0
Nb total des permis	16	19	17
Nb de forages explo.	0	0	2
Nb forages dévelop.	1	0	0
Nb de découvertes	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité en janvier **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** : « **Bouhrara**», publication au JORT n° 6 du **17 janvier 2023**.

Exploration

Acquisition sismique en janvier 2023

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique en janvier **2023**.

Forage d'exploration en janvier 2023

- Forage de deux (2) nouveaux puits d'exploration en janvier 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Araifa	Araifa	18/01/2023	Profondeur actuelle : 665 m. Forage en cours.
02	Sabeh-1	Borj El Khadra	27/01/2023	Profondeur actuelle : 407 m. Forage en cours.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement en janvier 2023.

Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables



1. Electricité

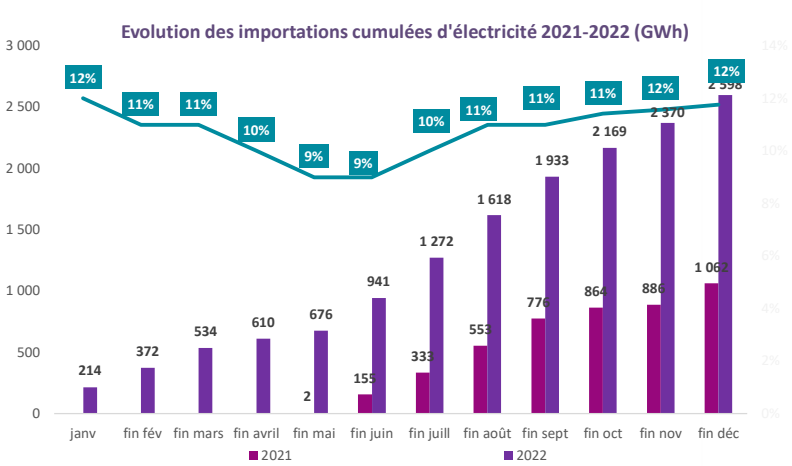
PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2022	2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18647	934	1 395	1516	9%	4%
FUEL + GASOIL	0,2	1	0,004	0,01	150%	-32%
GAZ NATUREL	18280	915	1358	1479	9%	4%
HYDRAULIQUE	15	3	0,2	0,5	194%	-13%
EOLIENNE	322	15	35	34	-3%	6%
SOLAIRE ⁽¹⁾	31	0	3	3	9%	-
IPP (GAZ NATUREL)	706	219	93	0	-100%	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	0	0	0	1,3	-	-
ACHAT TIERS	163	7	17	17	0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19516	1 160	1 504	1 533	2%	2%
Echanges	-25	9	6	1	-84%	-16%
Achat Sonelgaz (Algérie)	2598	0	214	203	-5%	-
Ventes Gecol (Libye)	0	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	22089	1169	1724	1737	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

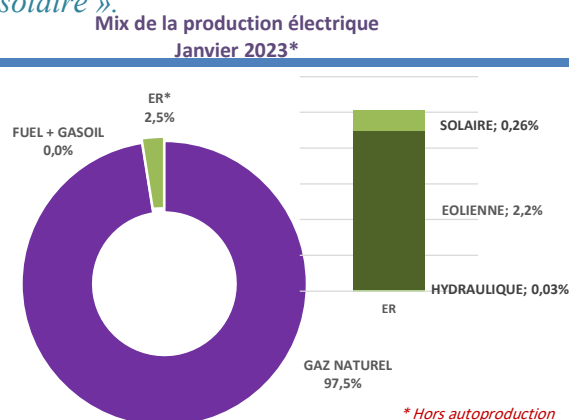
La production totale d'électricité a enregistré, en janvier 2023, une hausse de 2% pour se situer à 1533 GWh (hors autoproduction consommée) contre 1504 GWh en janvier 2023. Ainsi, la production destinée au marché local a augmenté de 1%. Ainsi les achats d'électricité de l'Algérie ont couvert plus de 12% des besoins du marché local en janvier 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 **97%** de la production nationale à en janvier **2023**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une hausse de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est

située à **2.5%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en janvier **2023**. D'ailleurs 163 MW de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et 302 autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de 68MW dans le secteur industriel, tertiaire et agriculture.

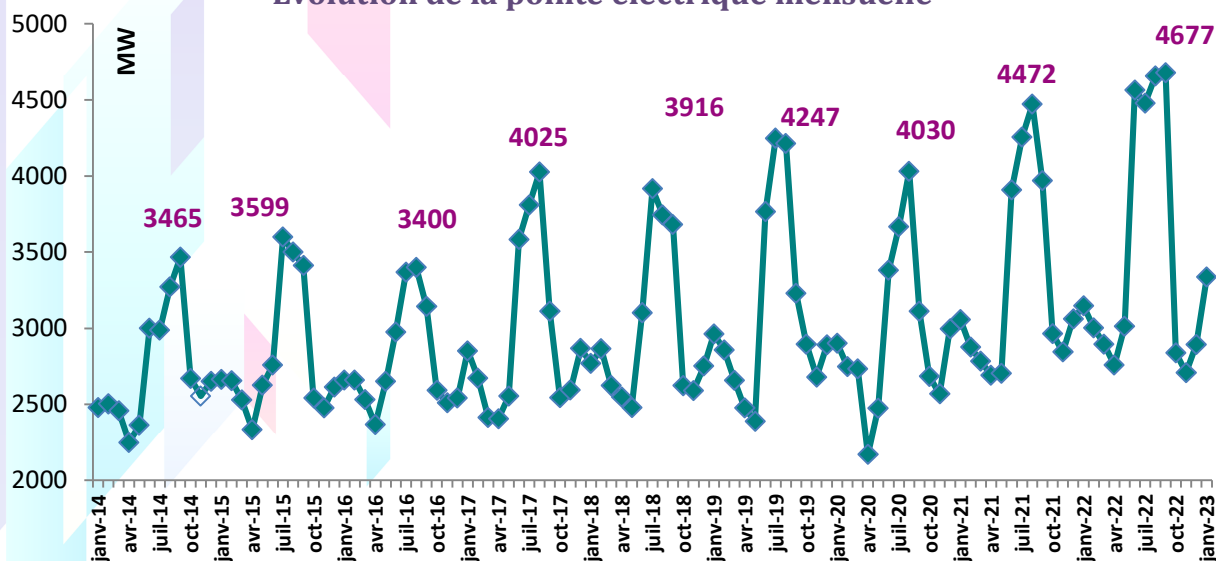


Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée uniquement. L'autoproduction PV n'est pas comptabilisée. A titre indicatif, en 2022, les ER ont représenté 2.8% du mix électrique global alors qu'ils n'ont pas dépassé 1.9% dans la production centralisée.

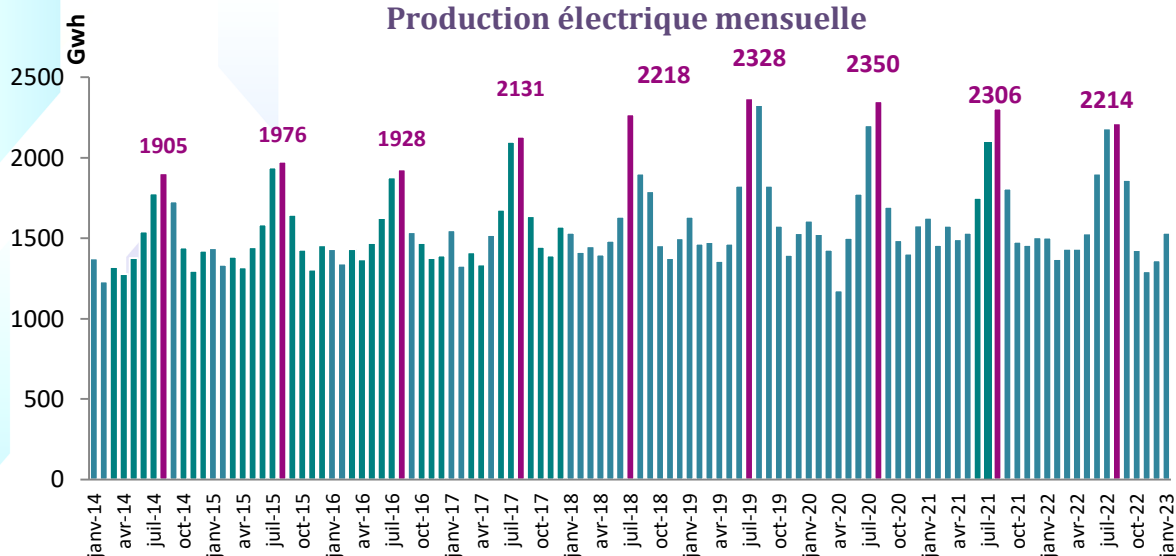
La pointe a enregistré une hausse de **6%** pour se situer à **3337 MW** en janvier **2023** contre **3147 MW** en janvier **2022**.

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**.

Evolution de la pointe électrique mensuelle



Production électrique mensuelle



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2022	Janvier				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1286	103	109	106	-3%	0,2%
Moyenne tension	7143	437	526	551	5%	2%
Basse tension	8870	450	650	767	18%	4%
TOTAL VENTES **	17299	990	1 285	1 425	11%	3%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **11%** entre janvier **2022** et janvier **2023**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **3%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une hausse de **5%**.

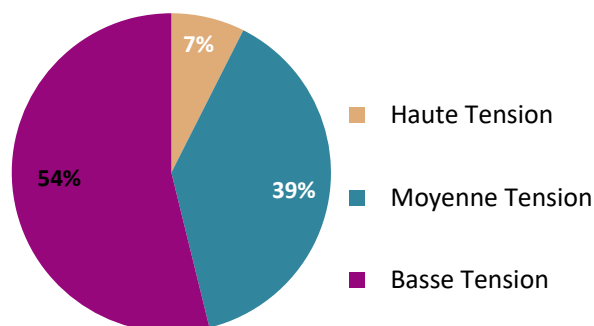
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **62%** de la totalité de la demande des clients HT&MT en janvier 2023.

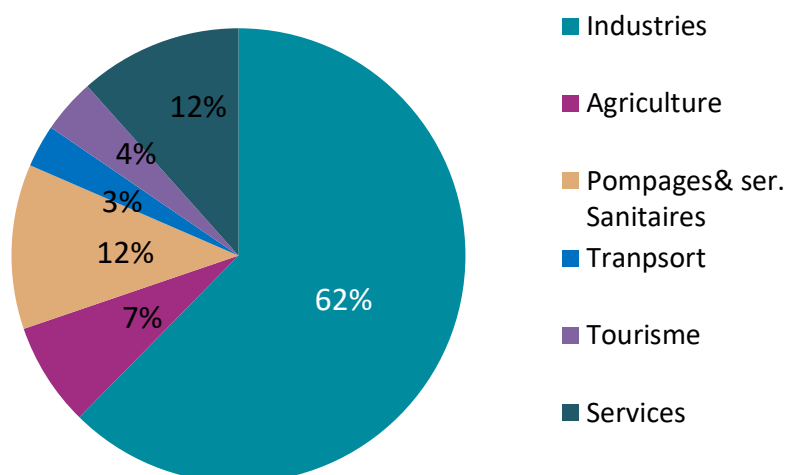
La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-48%**) et des industries extractives (**-17 %**).

Contre une hausse des ventes des industries de pompage (eau et services sanitaires) (**+40%**) et le pompage agricole (**+16%**).

Répartition des ventes d'électricité
Janvier 2023



Répartition de la consommation par secteur pour les
clients HT&MT en janvier 2023



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables en janvier 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	163 MW
		MT/HT	302 autorisations octroyées pour une puissance totale de 68MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 99%. 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 Taux d'avancement : 99.7%. 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