

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 ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, Fin octobre 2022





Conjoncture énergétique

SOMMAIRE

I- Bilan et Economie d'Energie

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

II- Hydrocarbures

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

III- Electricité et Energies Renouvelables

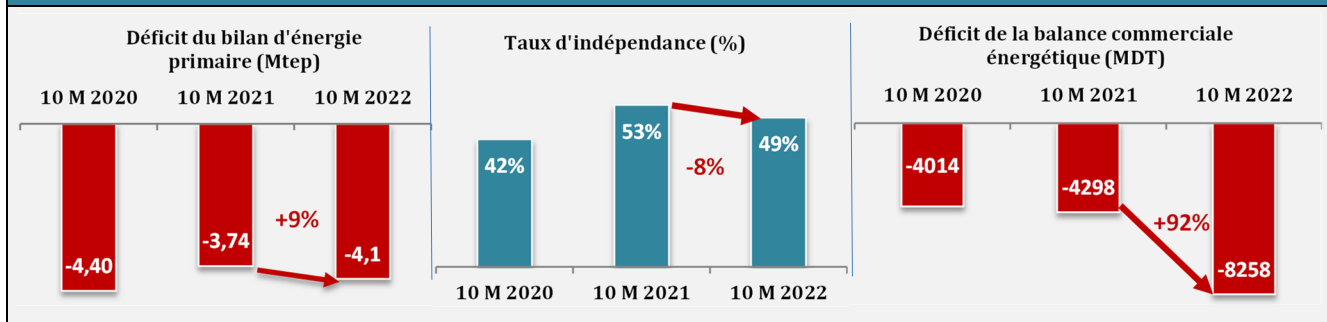
- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables



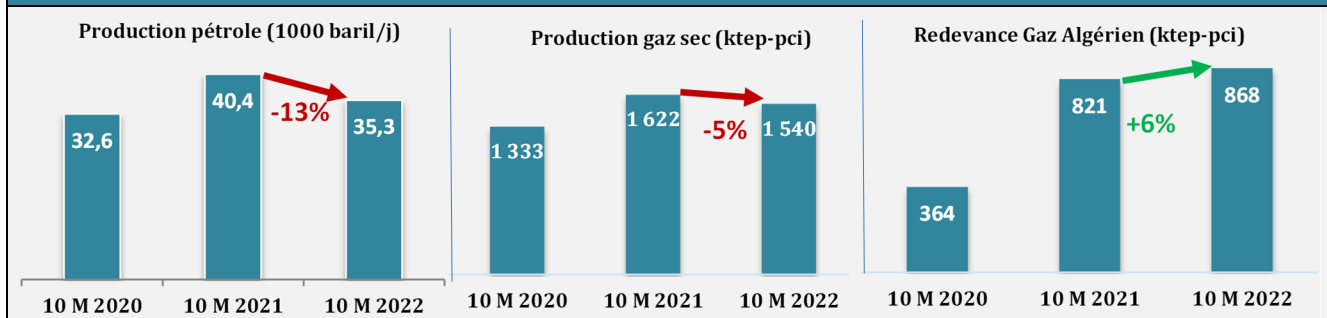
Date de la publication : 08/12/2022

Faits marquants des dix premiers mois de 2022

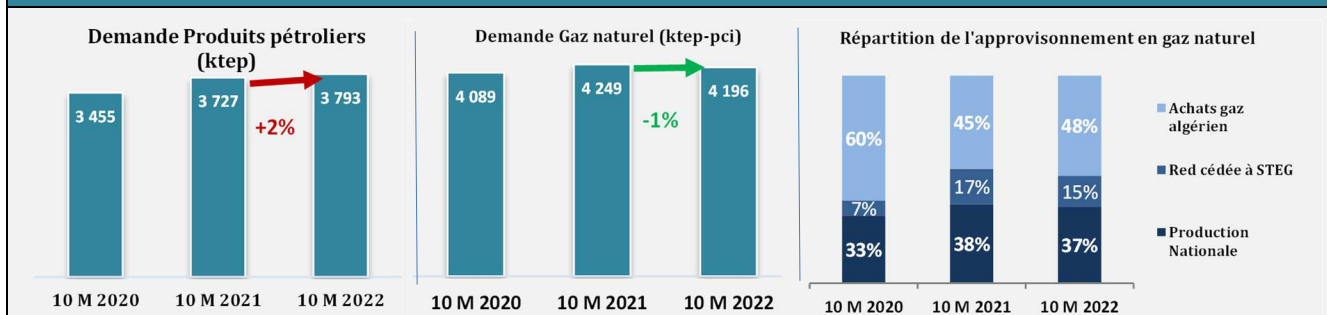
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



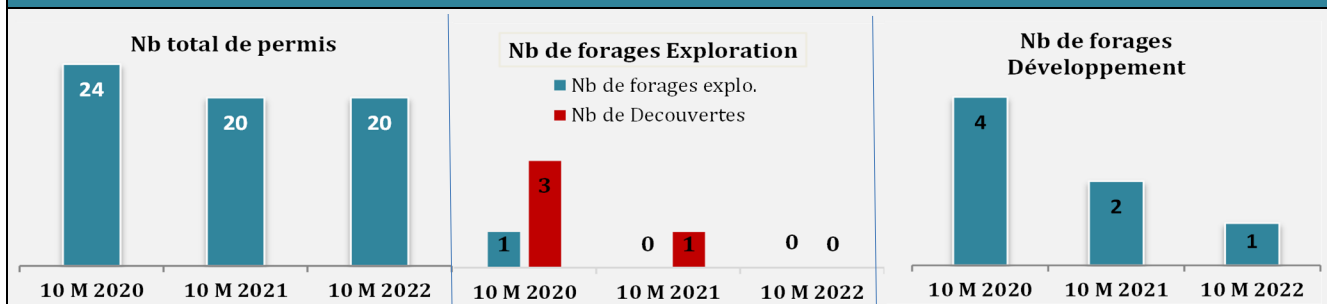
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



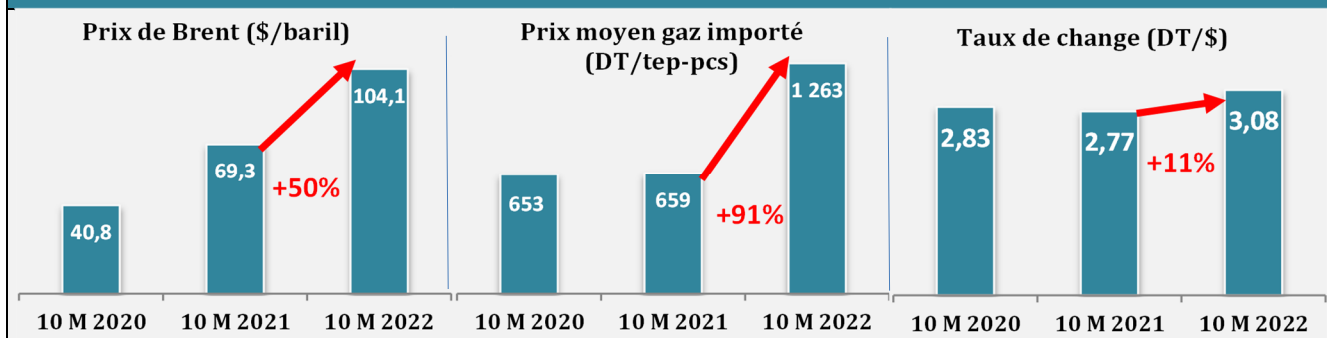
Demande des hydrocarbures



Exploration et développement



Prix et taux de change



I. Bilan et Economie d'Energie

Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2021	A fin octobre				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	5100	6714	4267	3934	-8%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1973	3236	1654	1407	-15%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	162	164,6	136	93	-32%	-5%
Gaz naturel	2925	3300	2443	2408	-1%	-3%
<i>Production</i>	1946	2338	1622	1540	-5%	-3%
<i>Redevance</i>	978	962	821	868	6%	-1%
Elec primaire	40	14	34	27	-21%	6%
DEMANDE	9680	6951	8009	8015	0,1%	1%
Produits pétroliers	4534	3275	3727	3793	2%	1%
Gaz naturel	5106	3663	4249	4196	-1%	1%
Elec primaire	40	14	34	27	-21%	6%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4581	-237	-3742	-4081		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5559	-1199	-4563	-4948		

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

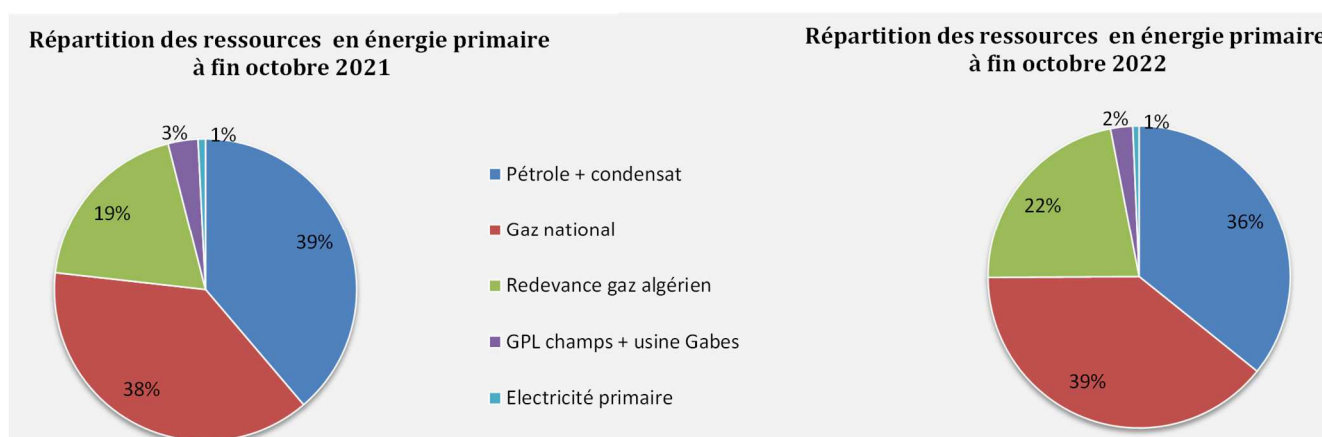
(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.9 Mtep** à fin octobre **2022**, enregistrant une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **8%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **75%** 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.

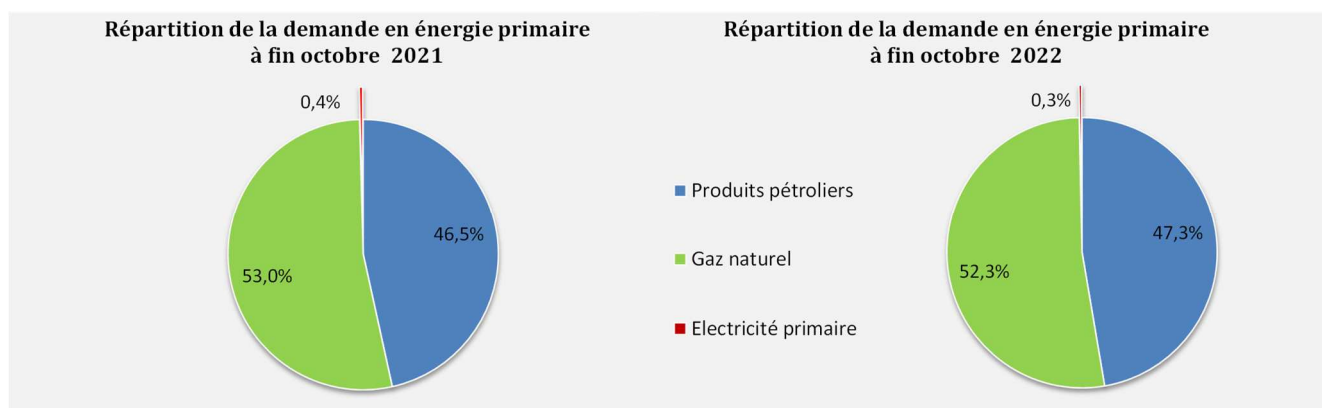
A signaler la hausse de **la redevance sur le transit du gaz algérien** de **6%** à fin octobre **2022** par rapport à la même période de **2021**.



La demande d'énergie primaire s'est stabilisée au même niveau entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022** à **8 Mtep**: la demande du gaz naturel a légèrement diminué de **1%** par rapport l'année dernière alors que celle des produits pétroliers a augmenté de **2%**.

A signaler que la demande du gaz naturel a légèrement diminué de **1%** 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 **46.5%** à fin octobre **2021** à **47.3%** à fin octobre **2022**. Le gaz naturel a légèrement regagné de **53 %** à fin octobre **2021** à **52.3%** à fin octobre **2022**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin octobre **2022, un déficit de 4.1 Mtep** contre un déficit enregistré à fin octobre **2021 de 3.7 Mtep. Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **49%** à fin octobre **2022** contre **53%** à fin octobre **2021**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **38%** à fin octobre **2022** contre **43%** à fin octobre **2021**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **9%** à fin octobre **2022** par rapport à fin octobre **2021**, cette hausse est due essentiellement à la baisse de la production des hydrocarbures, la demande d'énergie primaire a peu évolué.



Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES ⁽⁹⁾

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin octobre			A fin octobre			A fin octobre		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				1985	1761	-11%	2720	4172	53%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	1168	948	-19%	1195	966	-19%	1617	2302	42%
ETAP	545	653	20%	557	664	19%	762	1404	84%
PARTENAIRES	623	296	-53%	639	301	-53%	855	897	5%
GPL Champs	43	38	-11%	47	42	-11%	69	81	17%
ETAP	26	24	-9%	29	26	-9%	44,0	50	14%
PARTENAIRES	17	14	-16%	18	15	-16%	24,7	30	23%
PRODUITS PETROLIERS	643	523	-19%	646	525	-19%	970	1189	23%
Fuel oil (BTS)	414	346	-17%	406	338	-17%	561	785	40%
Virgin naphta	228	177	-22%	241	187	-22%	409	404	-1%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁸⁾				96	228	137%	64	601	-
IMPORTATIONS				6623	6430	-2,9%	7017	12430	77%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	941	808	-14%	961	829	-14%	1453	2114	45%
PRODUITS PETROLIERS	2978	2726	-8%	2924	2706	-7%	4159	7472	80%
GPL	381	443	16%	421	489	16%	661	1164	76%
Gasoil ordinaire	888	679	-24%	912	697	-24%	1392	2423	74%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	313	278	-11%	321	285	-11%	528	916	74%
Jet ⁽⁶⁾	105	196	86%	109	202	86%	176	705	301%
Essence Sans Pb	504	498	-1%	527	520	-1%	961	1690	76%
Fuel oil (HTS)	158	130	-18%	154	127	-18%	171	217	26%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	629	504	-20%	479	384	-20%	270	356	32%
GAZ NATUREL				2738	2895	6%	1405	2844	102%
Redevance totale ⁽²⁾				821	868	6%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1917	2027	6%	1405	2844	102%

(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 2021

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

(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(7) 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

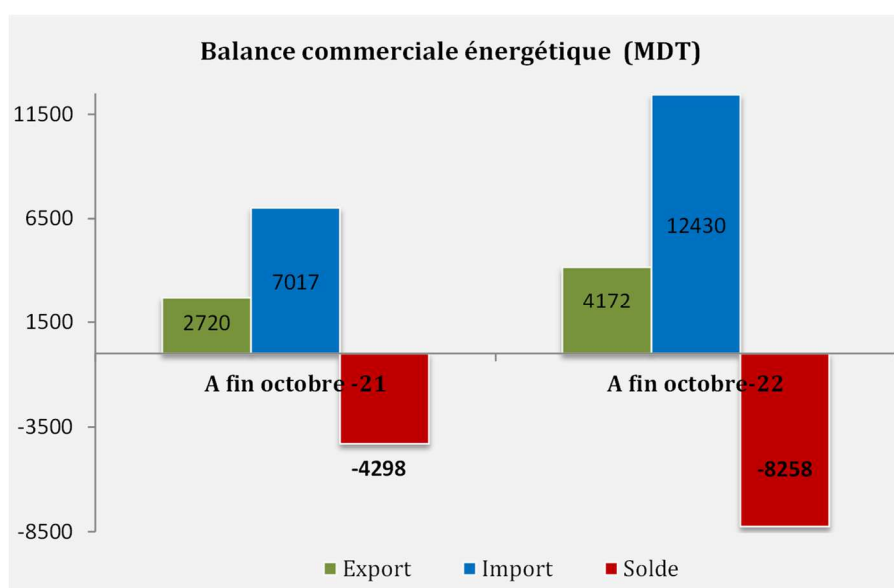
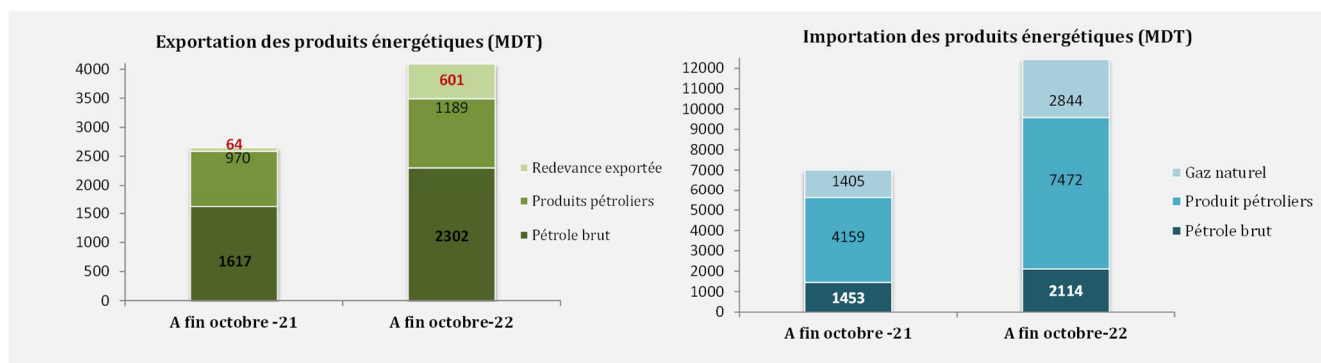
(8) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien courant le mois de juin 2022 d'une quantité de 6,5 million de Cm3, en cours de régularisation

(9) Hors électricité importé de l'Algérie à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(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 **53%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **77%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **4298 MDT** à fin octobre **2021** à **8258 MDT** à fin octobre

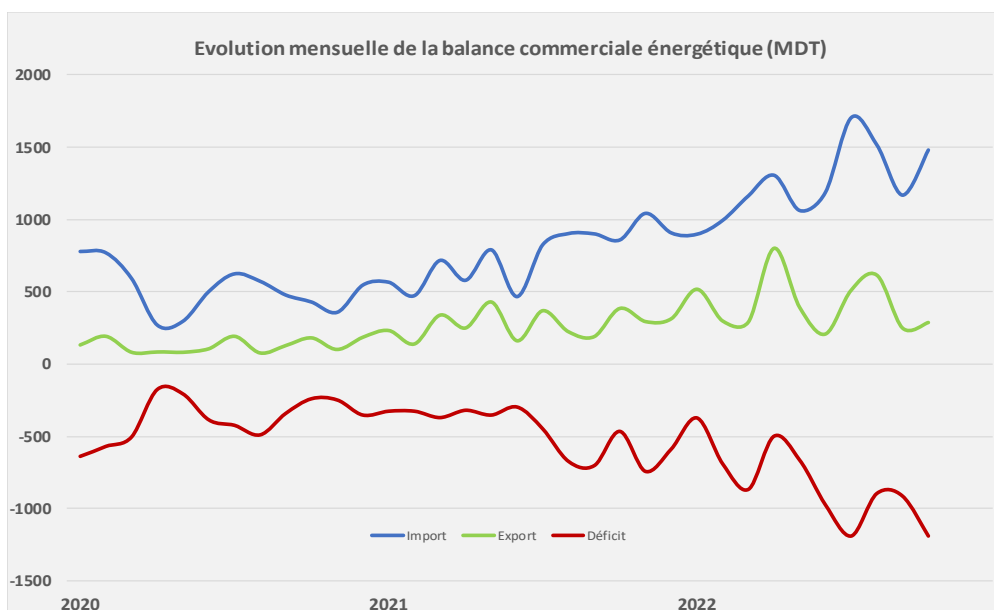
2022, soit une augmentation de **92%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



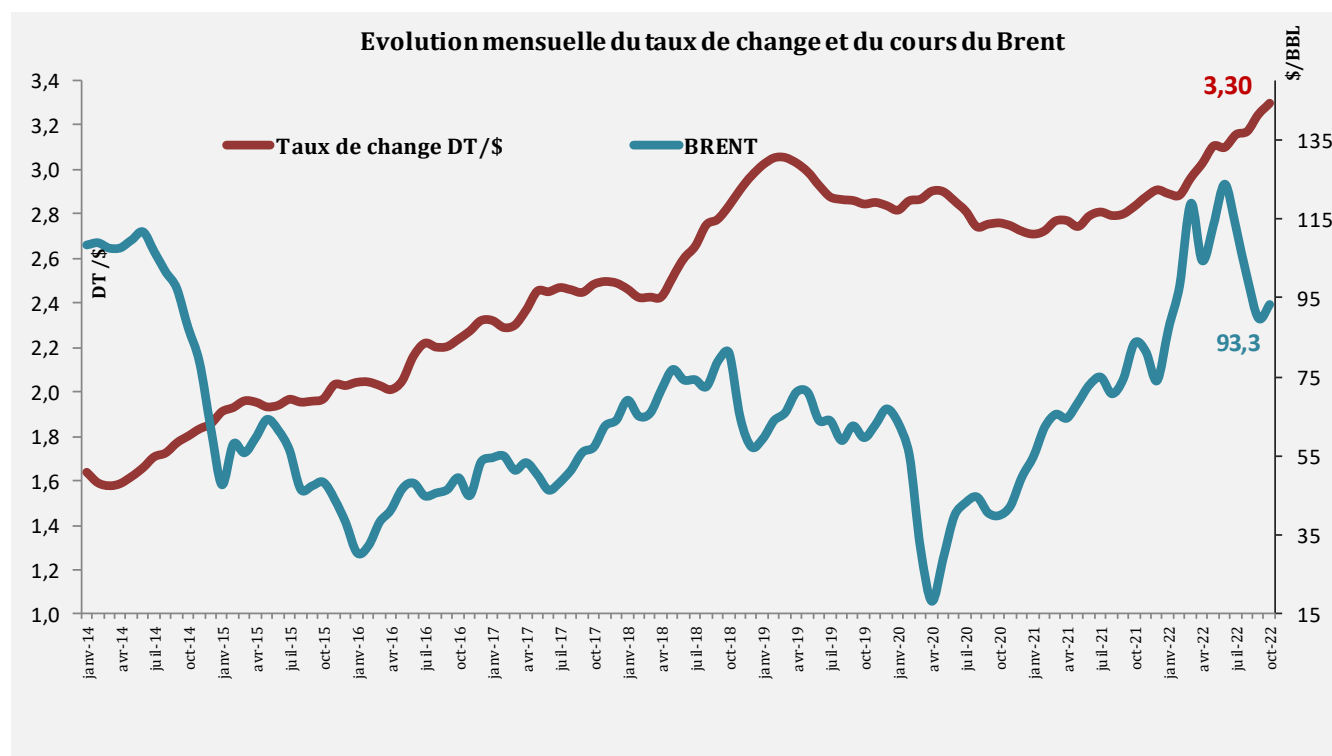
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé **(--)**, le cours du Brent a nettement augmenté **(---)** et le déficit quantitatif de la balance commerciale a enregistré quasi stabilité à fin octobre **2022** par rapport à fin octobre **2021**.

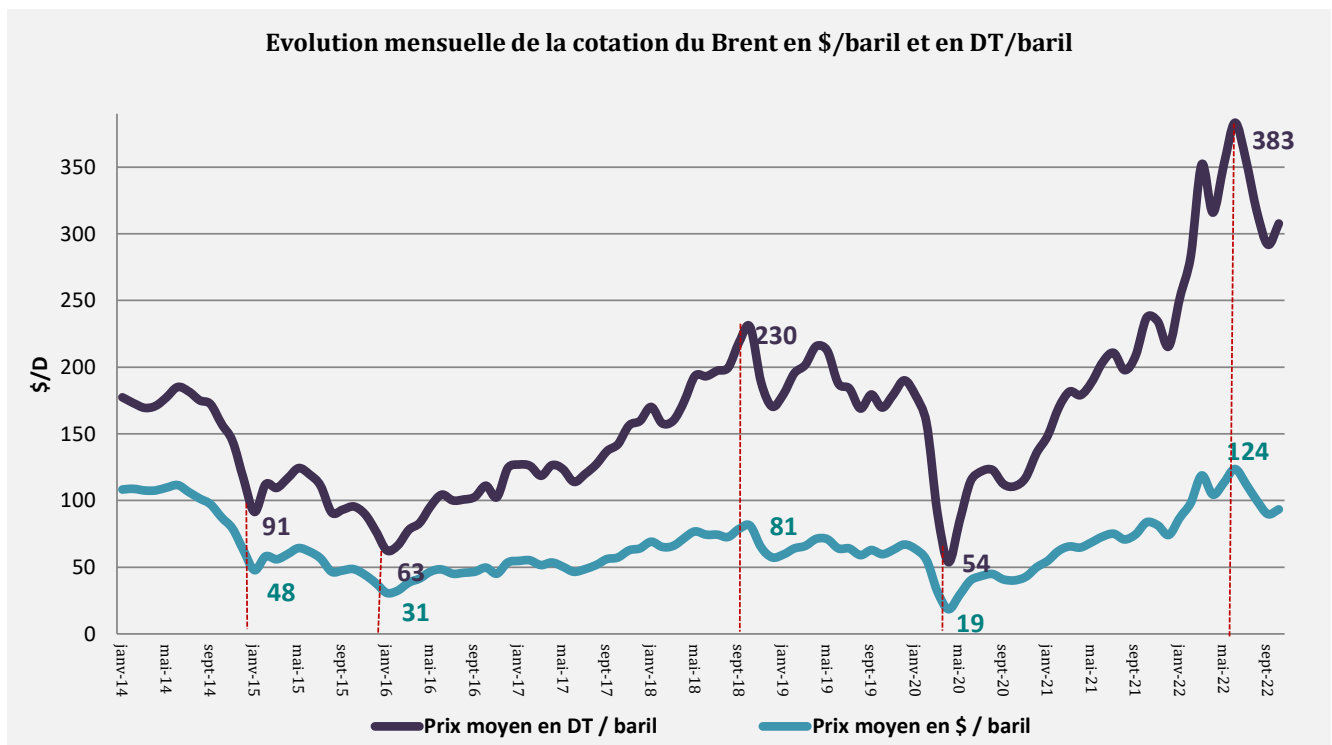
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours des dix premiers mois de **2022**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **35\$/bbl** : **104.1 \$/bbl** à fin octobre **2022** contre **69.3\$/bbl** à fin octobre **2021**. La cotation mensuelle du mois d'octobre **2022** s'est située à **93.3\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **9.7 \$/bbl** par rapport à octobre **2021** et une hausse de **3.5\$/bbl** par rapport au mois de septembre **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.

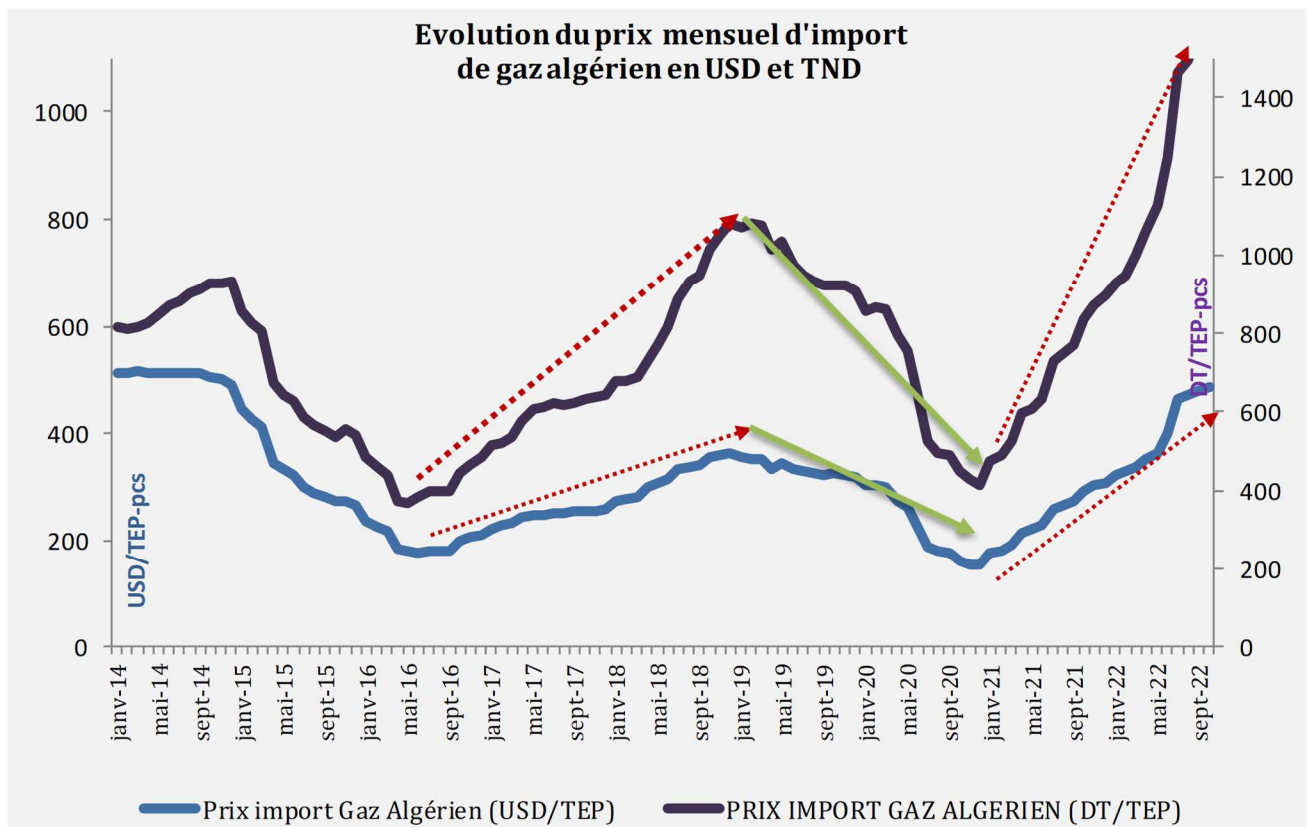


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **50%** : **69.3\$/bbl** contre **104.1 \$/bbl**.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **11%** entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022**, 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 **91%** en DT et de **72%** en \$ entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022**.



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** et ça a continué depuis.

(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **79%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **19%**. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **1226 kt** à fin octobre **2022** (dont **30%** brut local) contre **1339 kt** à fin octobre **2021** (dont **22%** brut local).

(--) Hausse des achats du gaz algérien de **6%** en quantité pour faire face à la baisse de la production.

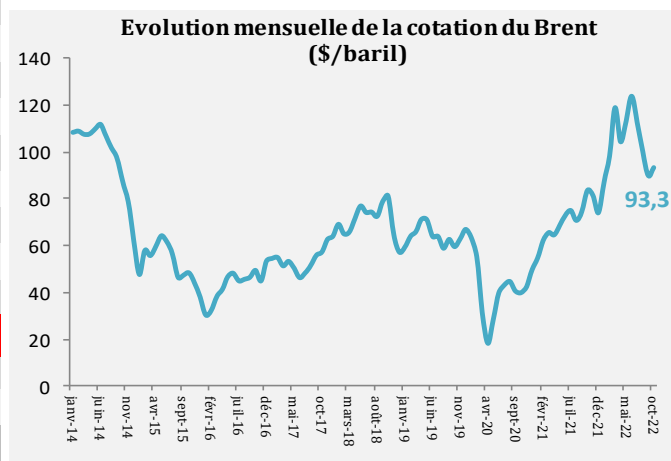
(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **17%**.

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

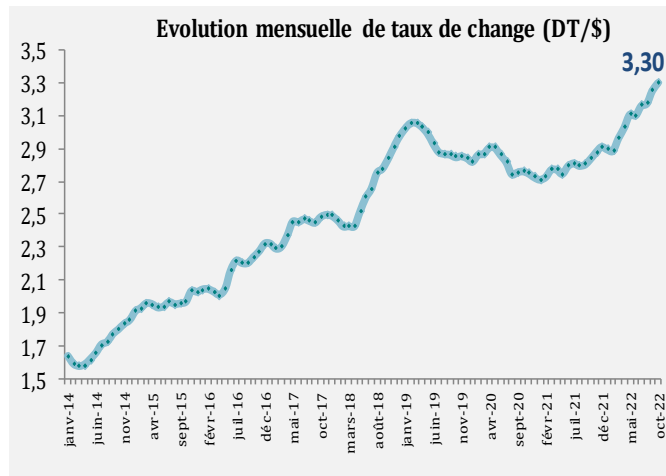
	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	63,5	54,8	87,2	59%
Février	55,4	62,2	98,2	58%
Mars	31,8	65,6	118,8	81%
Avril	18,6	64,7	104,4	61%
Mai	28,98	68,8	113,3	65%
Juin	40,07	73,0	123,7	69%
Juillet	43,4	75,0	112,7	50%
Aout	44,8	70,8	99,99	41%
Septembre	40,8	74,6	89,9	21%
Octobre	40,2	83,7	93,3	12%
Novembre	42,7	81,4		
Décembre	49,9	74,1		
Prix annuel moyen	41,7	70,7		



2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	2,82	2,71	2,89	7%
Février	2,86	2,72	2,89	6%
Mars	2,87	2,77	2,96	7%
Avril	2,90	2,77	3,03	9%
Mai	2,90	2,74	3,11	13%
Juin	2,86	2,79	3,10	11%
Juillet	2,81	2,81	3,16	12%
Aout	2,74	2,79	3,17	14%
Septembre	2,75	2,80	3,25	16%
Octobre	2,76	2,84	3,30	16%
Novembre	2,75	2,88		
Décembre	2,72	2,91		
Taux annuel moyen	2,81	2,79		



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

Pétrole Brut (1)	A fin octobre	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	347	113
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	285	93

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin octobre					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2619	1398	796	206	2400
Gasoil ordinaire ⁽⁵⁾	Millimes/litre	3011	1358	330	171	1860
Gasoil S.S. ⁽⁵⁾	Millimes/litre	2785	1372	536	172	2080
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1668	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2630	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	34,20	3,43	1,11	4,27	8,80

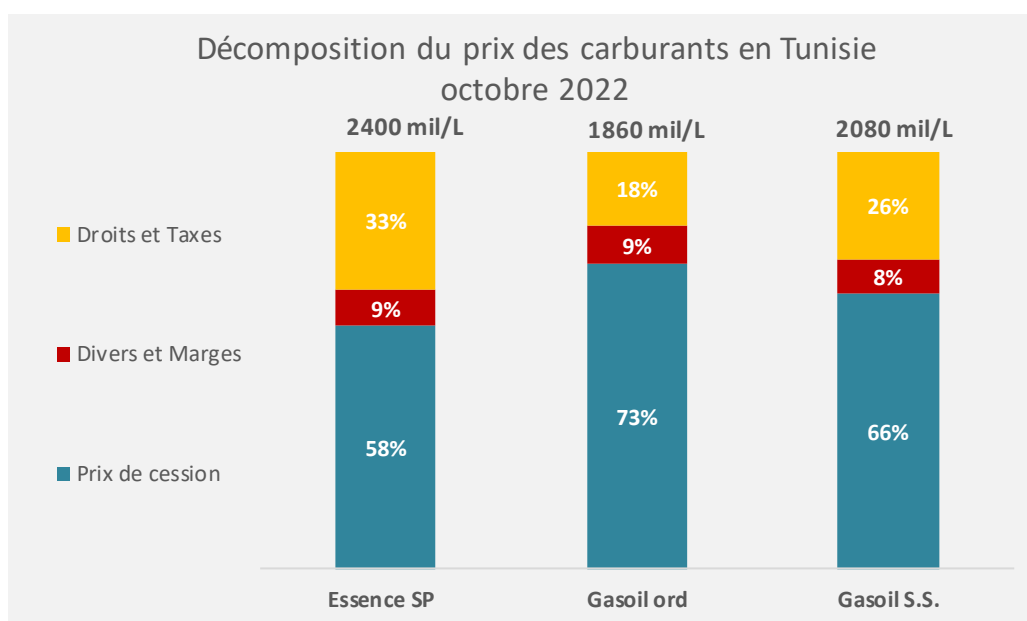
(1) Prix moyen pondéré

(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 18/09/2022

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

(5) des éclaircissements concernant le prix d'import dans l'encadré ci-dessous

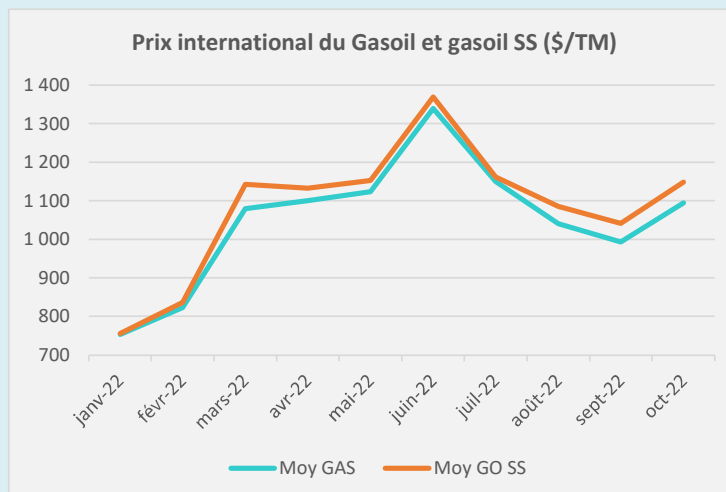


Eclaircissements concernant les couts à l'importation du Gasoil ordinaire et du Gasoil Sans Soufre

Les prix d'importation des produits pétroliers du tableaux 4 sont des moyennes pondérées par la quantité sur la période des 10 mois. A noter que les quantités importées des deux types de Gasoil étant variables d'un mois à un autre selon les besoins du marché national. Le cours mondial du Gasoil Sans Soufre a toujours été supérieur au cours du Gasoil ordinaire, comme indiqué sur le tableau et le graphique suivants :

En USD/TM

Mois	Gasoil	Gasoil SS	Différence
Janvier	752,913	756,200	-3,288
Février	822,325	835,863	-13,537
Mars	1079,326	1143,446	-64,120
Avril	1100,263	1132,711	-32,448
Mai	1123,655	1152,464	-28,810
Juin	1339,313	1368,975	-29,662
Juillet	1150,488	1161,440	-10,952
Août	1040,489	1085,920	-45,431
Septembre	993,548	1041,393	-47,845
Octobre	1 094,690	1 149,143	-54,453



Le coût d'importation étant indexé sur le prix du marché international, le coût d'achat mensuel du Gasoil est toujours inférieur au coût d'importation du Gasoil Sans Soufre pour chaque mois considéré, par contre, le prix moyen pondéré sur la période peut être supérieur du fait de la variation des quantités importée au fil des mois.

5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		
	Année 2021	Fin octobre 2022
Prix d'importation Gaz Algérien	697	1263
	Année 2020	Année 2021 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	616,0	609,1
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
Prix de vente Moyen		
Prix de vente Global (hors taxe)	248,6	244,8
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

II. Hydrocarbures

1 Production des hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS				
Unité : kt et ktep				
Champ	Réalisé 2021	A fin octobre		
		2021	2022	Var (%)
El borma	221	184	169	-8%
Ashtart	212	176	179	1%
Hasdrubal	97	78	70	-11%
Adam	123	100	78	-22%
M.L.D	82	71	61	-15%
El Hajeb/Guebiba	134	110	100	-10%
Cherouq	76	64	50	-22%
Miskar	64	55	48	-12%
Cercina	69	57	48	-16%
Barka	71	63	22	-65%
Franig/Bag/Tarfa	43	35	40	15%
Ouedzar	56	47	38	-19%
Gherib	39	28	56	100%
Nawara	77	58	56	-3%
Halk el Manzel	274	254	87	-66%
Autres	277	224	273	22%
TOTAL pétrole (kt)	1 917	1 605	1 375	-14%
TOTAL pétrole (ktep)	1 958	1 639	1 406	-14%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 932	1 620	1 376	-15%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 973	1 654	1 407	-15%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	148	124	85	-31%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	162	136	93	-32%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 079	1 744	1 461	-16%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 135	1 790	1 500	-16%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1375 kt** à fin octobre **2022** enregistrant ainsi une baisse de **14%** par rapport à fin octobre **2021**. Cette baisse a touché la plupart des principaux

champs à savoir Halk el Manzel qui vient d'entrer en production en **2021 (-66%)**, Baraka (**-65%**), Adam (**-22%**), El borma (**-8%**), Cherouq (**-22%**), El Hajeb/Guebiba (**-10%**), M.L.D (**-15%**), Cercina (**-16%**) et Nawara (**-3%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (**+100%**), Franig/Bag/Tarfa (**+15%**) et Ashtart (**+1%**).

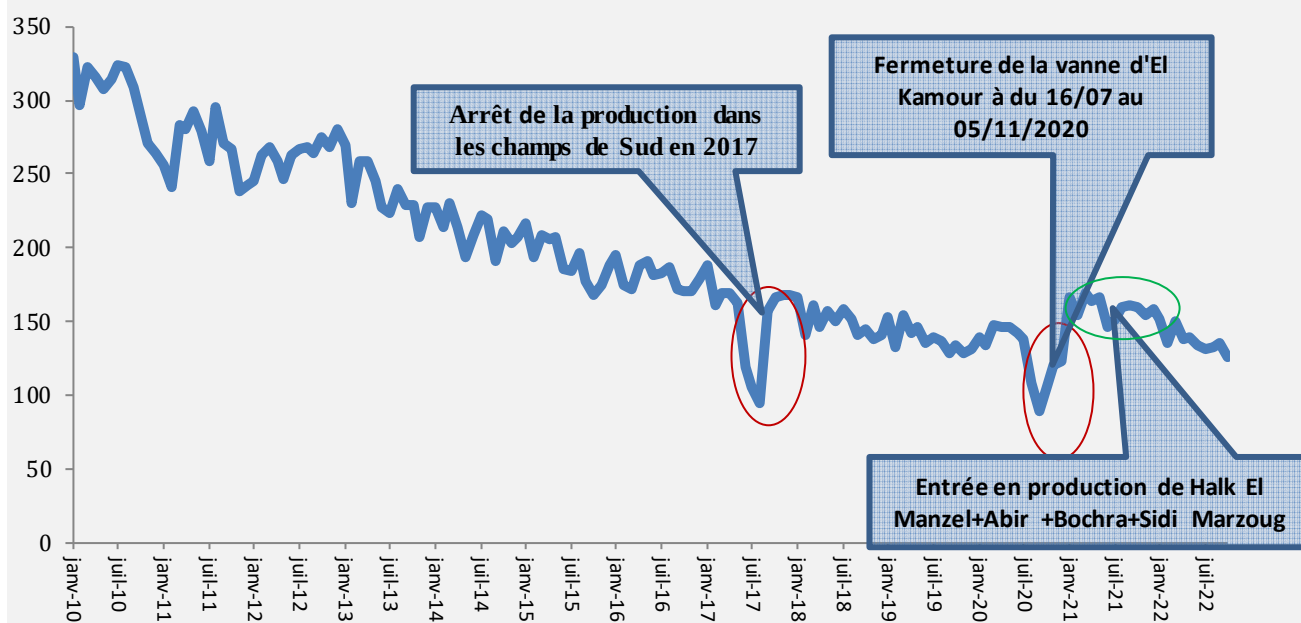
Il convient de noter :

- **Concession Hasdrubal** : arrêt total de la production du 20-02-22 au 4-03-22
- **Concession Ashtart** : Le Puits ASH49 a été fermé suite à la fin de la période d'appréciation le 05-01-2022.
- **Concession Halk El Menzel** : Problèmes techniques majeurs qui ont causé la chute de la production de 64%, stabilisation en cours. Reprise de la production à partir du puits Helm#7 Le 12-06-2022 après un Workover depuis le 28-05-2022, Helm#5 fermé depuis le 19-09-2022.
- **Concessions d'ENI**: Fin de la grève du personnel d'ENI le 21-06-2022.
- **Concession Robbana**: Reprise de la production le 04-06-2022.
- **Usine GPL de Gabès** : reprise de la production durant le mois d'août **2022** suite à l'arrêt depuis le 10 septembre 2021, il s'agit d'un arrêt réglementaire pour entretien triennal,
- **Concessions Ghrib et Sidi Marzoug**: Reprise de la production le 28-08-2022 après un blocage du site de production par les manifestants de 18 jours (29-07 au 16-08)
- **Concessions Mazrane** : Fin du WORK OVER le 07-08-2022
- **Concession Beni Khalled**: Reprise de la production le 03-10-2022, après un arrêt de 11 jours, pour la remontée de pression
- **Concessions TPS**: Reprise de la production le 25-10-2022, après une grève de 05 jours, du 21 au 25-10-2022

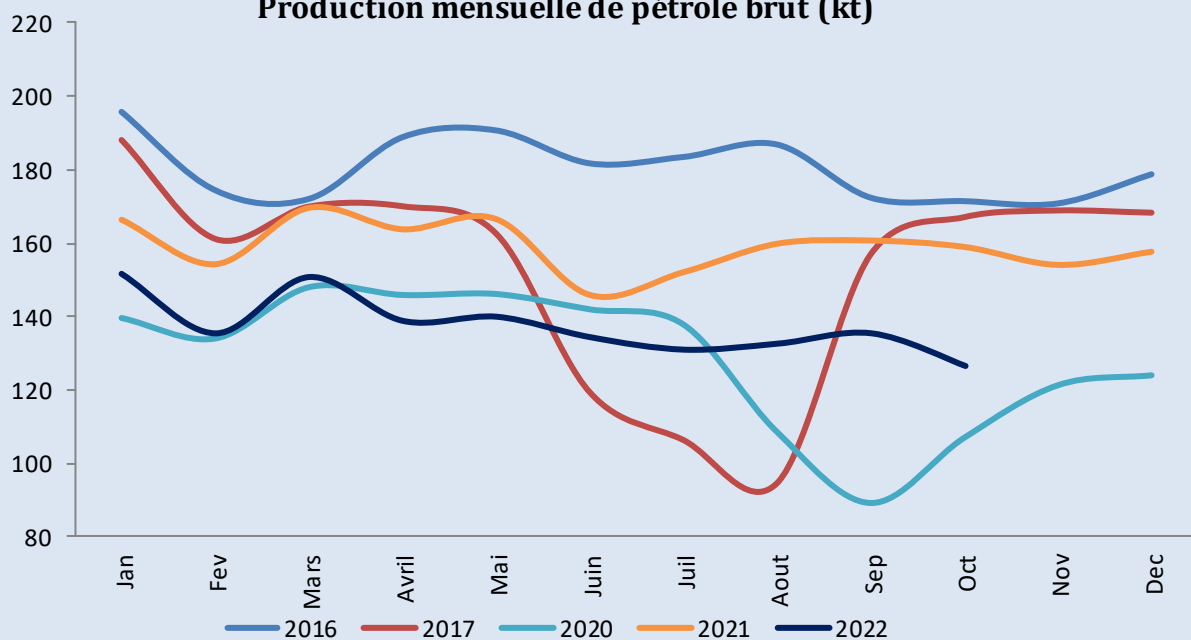
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **40.3** mille barils/j à fin octobre **2021** à **35.3** mille barils/j à fin octobre **2022**.

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)



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2021	A fin octobre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 925	3 300	2 443	2 408	-1%	-3%
Production nationale	1 946	2 338	1 622	1 540	-5%	-3%
<i>Miskar</i>	474	1 141	398	385	-3%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	286	279	237	232	-2%	-2%
<i>Gaz Chergui</i>	160	201	136	109	-20%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	242	413	199	166	-16%	-7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	61	28	56	20	-64%	-3%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	129	277	100	176	76%	-4%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	593	0	496	452	-9%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	962	821	868	6%	-1%
Achats	2 295	810	1 917	2 027	6%	8%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 250	3666	2715	2676	-1,4%	-3%
Production nationale	2 162	2597	1802	1711	-5%	-3%
<i>Miskar</i>	527	1268	443	428	-3%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	317	310	263	257	-2%	-2%
<i>Gaz Chergui</i>	178	223	152	121	-20%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	269	459	221	185	-16%	-7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	68	31	62	22	-64%	-3%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	144	307	111	196	76%	-4%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	659	0	551	502	-9%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 087	1069	912	964	6%	-1%
Achats	2 550	900	2130	2252	6%	8%

(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

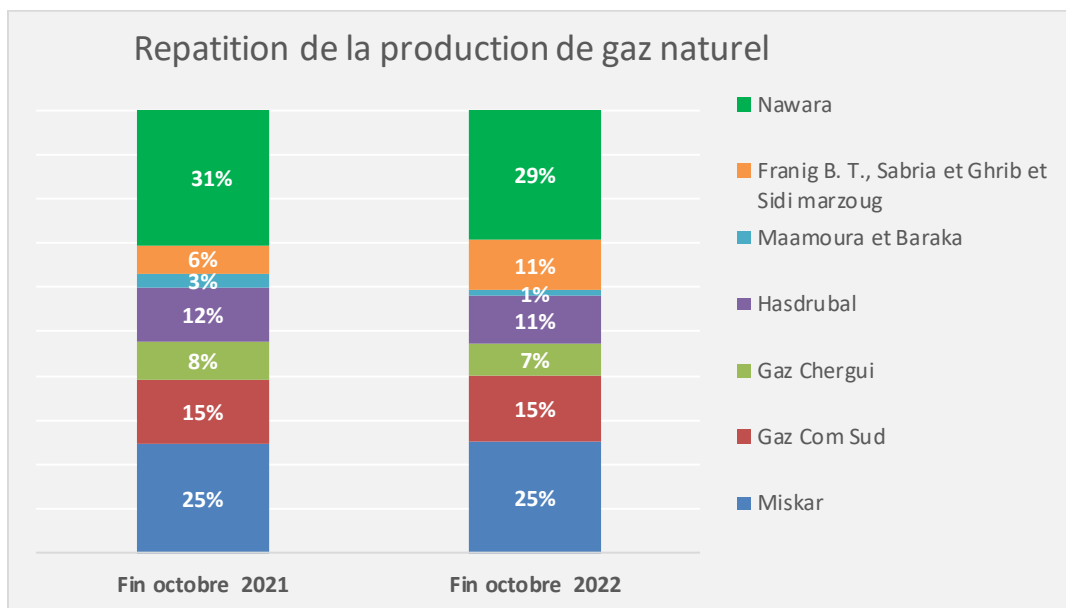
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 juin 2022 d'une quantité de 6,5 million de Cm3 et qui est régularisé par deduction de la redevance reexportée

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **2408 ktep**, à fin octobre **2022**, enregistrant ainsi une légère baisse de **1%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **5%** contre une hausse de la redevance sur le passage du gaz algérien de **6%**.

Le graphique suivant présente la structure de la production mensuelle du gaz à fin octobre **2021** et à fin octobre **2022**.

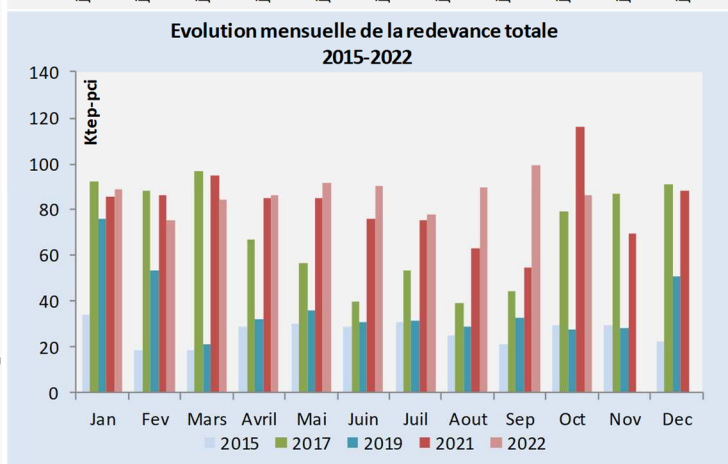
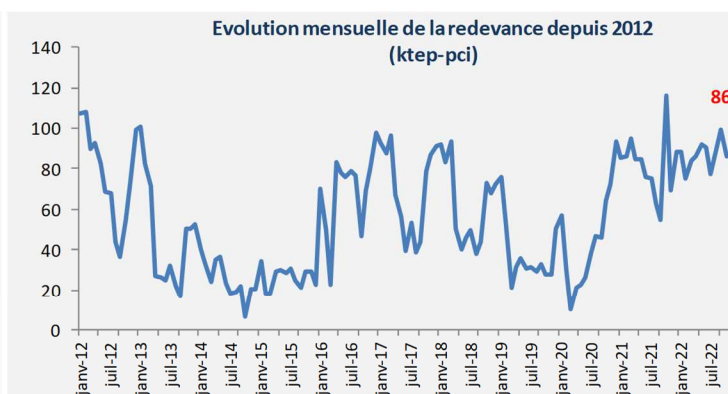
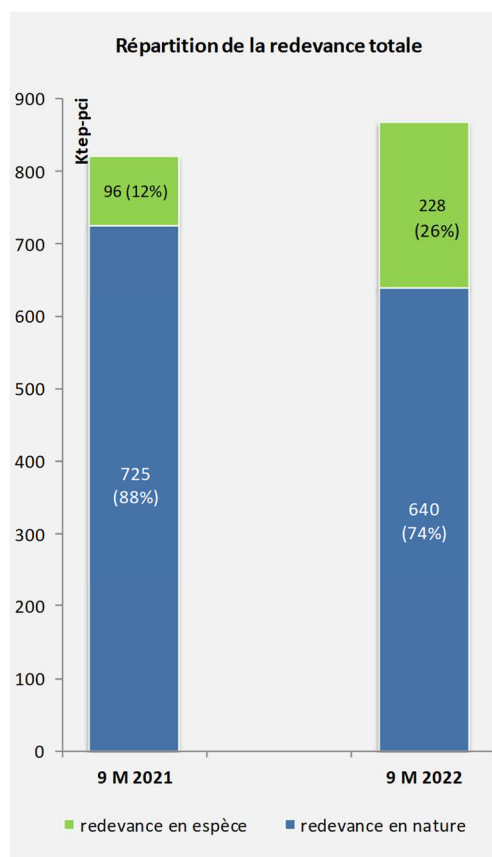


Il convient de noter :

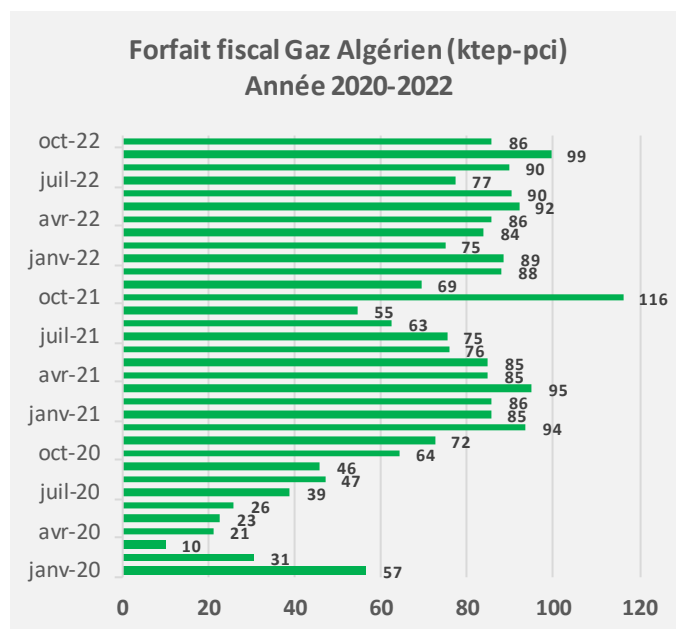
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **16%**, arrêt total de la production du 20/02/22 au 4/03/22.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **2%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **3%**. Fin de validité de la concession le **8 juin 2022** (100% Shell), exploitation par l'ETAP à partir du **9 juin 2022**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **64%**.
- ✓ Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**6%**) à fin octobre **2022** par rapport à fin octobre **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 (**76%**) bien qu'en terme de quantité et de part, une baisse a été observée entre les **2** périodes en faveur de la réexportation.

Durant le mois du juin **2022**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré. La régularisation est effectuée par déduction de la redevance réexportée.



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**.

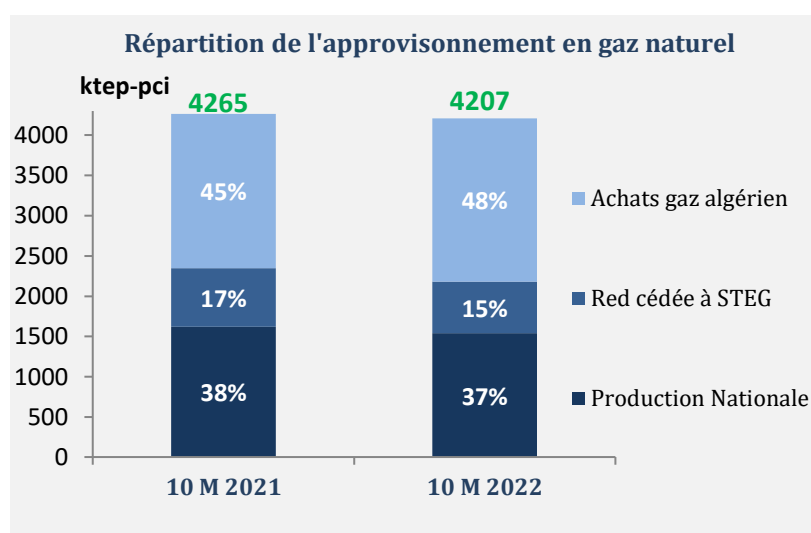


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **6%**, entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022**, pour se situer à **2027 ktep** et ceci à cause de la baisse de la production.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une légère baisse de **1%** entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022** pour se situer à **4207 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 **38%** à **37%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **17%** à **15%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **45%** à **48%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	A fin octobre			Remarques
	2021	2022	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	24	36	50%	
Essence Sans Pb	59	95	62%	
Petrole Lampant	16	12	-25%	
Gasoil ordinaire	560	509	-9%	
Fuel oil BTS	438	373	-15%	
Virgin Naphta	240	190	-21%	
White Spirit	7	5	-21%	
Total production STIR	1343	1220	-9%	
Taux couverture STIR (1)	36%	32%	-12%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	18%	17%	-4%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	304	299	-2%	
Jours de fonctionnement du Platforming	157	270	72%	

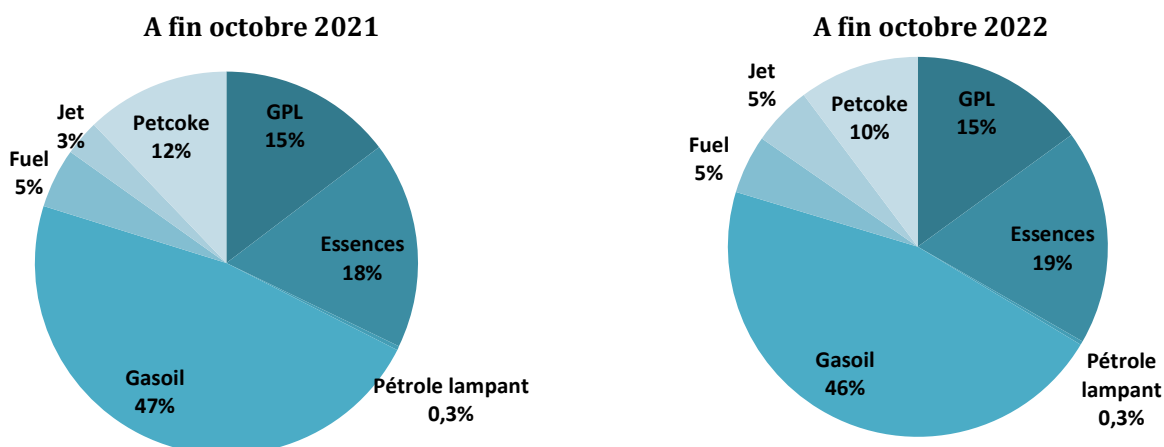
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2021	A fin octobre			Var (%)	TCAM(%)
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	680	429,4	545	566	4%	2%
Essences	787	415,9	651	692	6%	4%
<i>Essence Super</i>	0	1,9	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	773	414,0	640	679	6%	4%
<i>Essence premium</i>	14	0	11	13	18%	-
Pétrole lampant	17,6	52,2	12,7	12	-9%	-12%
Gasoil	2125	1581,5	1760	1739	-1%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1713	1481,1	1423	1347	-5%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	405	100,4	331	386	16%	12%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	5	6	11%	-
Fuel	233	307,7	188	189	0%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	31	5,5	27	22	-18%	12%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	202	302,2	161	166	4%	-5%
Fuel gaz(STIR)	11	2,2	7	16	134%	18%
Jet	134	220,9	110	192	74%	-1%
Coke de pétrole	546	274,4	453	388	-14%	3%
Total	4534	3284	3727	3793	2%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4492	3276	3693	3754	2%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022**, une hausse de **2%** pour se situer à **3793** ktep. Cette hausse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement en **2021** pour contenir la propagation de la pandémie du COVID-19. Ainsi, nous avons noté une hausse de la demande des essences de **6%**, du jet de **74%** et du GPL de **4%**. Par contre la demande du coke de pétrole a enregistré une baisse de **14%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **3%** à **5%** et le Petcoke qui est passée de **12%** à **10%**.

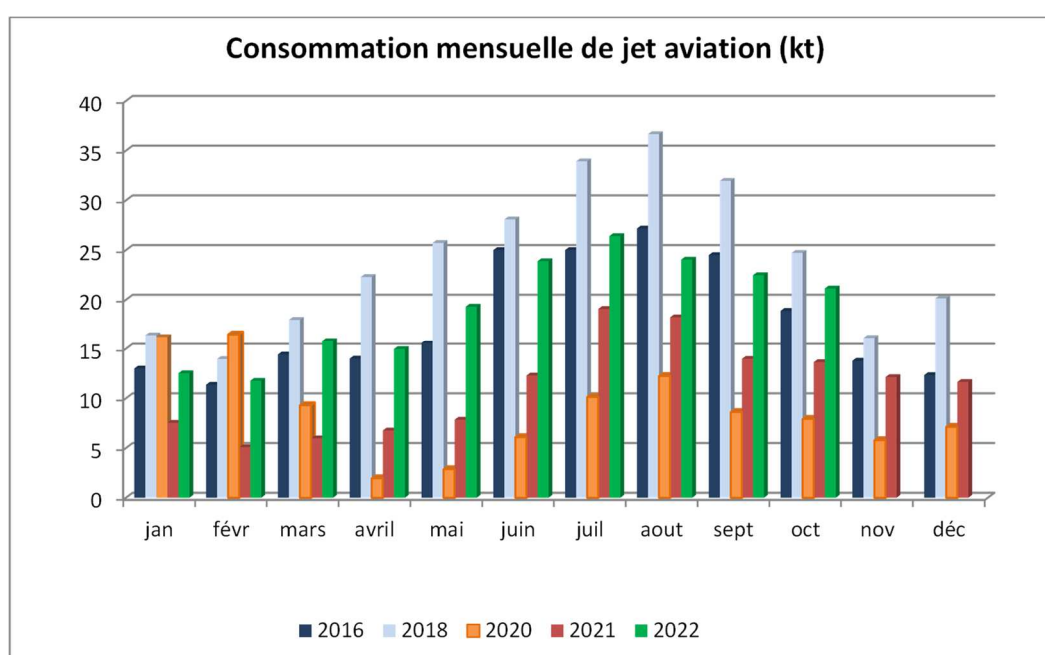


La consommation de carburants routiers a enregistré entre les dix premiers mois de **2021** et les dix premiers mois de **2022**, une légère hausse de **1%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **4%** entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **14%** entre à fin octobre **2021** et à fin octobre **2022** (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 **74%** à fin octobre **2022** par rapport à la même période de l'année précédente à cause de la relance des activités de secteur du transport aérien qui ont subi de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2021	A fin octobre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 106	3 708	4 249	4 196	-1,2%	1%
Production d'électricité	3 762	2 756	3 195	2 996	-6%	1%
Hors prod élec	1 344	953	1 054	1 200	14%	2%
Haute pression	301	316	232	345	49%	1%
Moy&Basse pression	1 043	637	822	855	4%	2%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 673	4 120	4 721	4 662	-1,2%	1%
Production d'électricité	4 180	3 062	3 550	3 329	-6%	1%
Hors prod élec	1 493	1 059	1 171	1 333	14%	2%
Haute pression	334	351	258	383	49%	1%
Moy&Basse pression	1 159	708	914	950	4%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une légère baisse entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022** pour se situer à **4196 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **6%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **14%**.

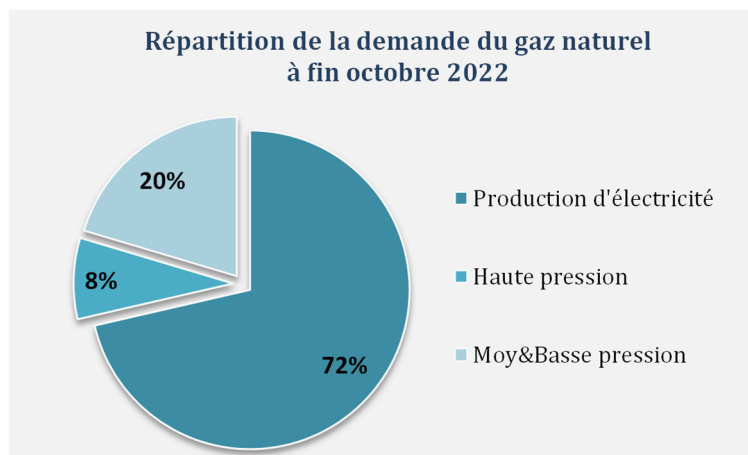
Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**72%** de la demande totale à fin octobre **2022**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **98%**. **La baisse de la demande du secteur électrique est due à la limitation de 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 augmentation de **14%** pour se situer à **1200 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **4%** et celle des clients haute pression a augmenté de **49%**.

Cette forte augmentation au niveau des

clients HP est due essentiellement à la substitution partielle du petcoke par le gaz naturel chez certaines cimenteries.

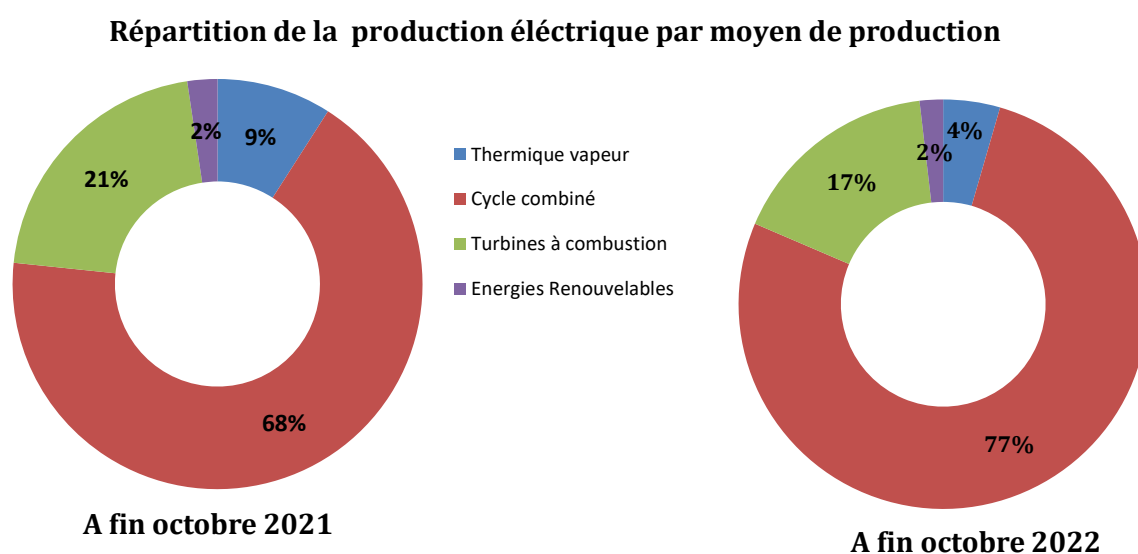
La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **5%** entre fin octobre **2021** et fin octobre **2022** pour se situer à



202.7 tep/GWh grace à l'amélioration de la consommation spécifiques des moyens de production de la STEG. 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 diminution de **1%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **6%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique qui a passé de **68%** à fin octobre **2021** à **77%** à fin octobre **2022**.



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Octobre		A fin octobre	
		2021	2022	2021	2022
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	2
Nb permis abandonnés	5	0	0	4	1
Nb total des permis	19	20	20	20	20
Nb de forages explo.	2	0	0	0	0
Nb forages développ.	4	0	0	2	1
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin octobre **2022**, est de **20** dont **13** permis de recherche et **7** permis de prospection. 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**.

Il convient de signaler :

- Attribution de **2 nouveaux permis de recherche** en juin **2022** : « **Bir Abdallah** » et « **Jébil** », publication au JORT **81** du **22 juillet 2022**.
- Attribution d'une concession d'exploitation : « **Zarat Nord** » en juin **2022**, publication au JORT **81** du **22 juillet 2022**.
- Fin de validité de la concession « Echoueche », le **8/6/2022**.
- L'arrivée à échéance du permis de recherche « Kef » en août 2022.
- Fin de validité de la concession « belli », le 17/09/2022.

Exploration

Acquisition sismique à fin octobre 2022

- Démarrage, le **7 septembre 2022**, des opérations d'acquisition sismique sur les permis « Hezoua » et « El Waha » : acquisition de **503 Km² 2D** au total.

Forage d'exploration à fin octobre 2022

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin octobre 2022.

Poursuite de forage de deux puits d'exploration entamés en 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Anbar-1	Borj El Khadra	07/11/2021	Profondeur finale : 4945 m. Forage achevé et libération du rig le 7 juillet 2022.
02	Araifa-1	Araifa	21/12/2021	Profondeur actuelle : 3010 m. Puits fermé depuis le 07/04/2022.

Développement

Forage d'un (1) nouveau puits de développement à fin octobre 2022 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	Tarfa -8	Tarfa	15/02/2022	3008	Fin de forage le 12/06/2022

Poursuite de forage d'un puits de développement entamé en 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	Tarfa -7	Tarfa	27/11/2021	2689	Forage achevé

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

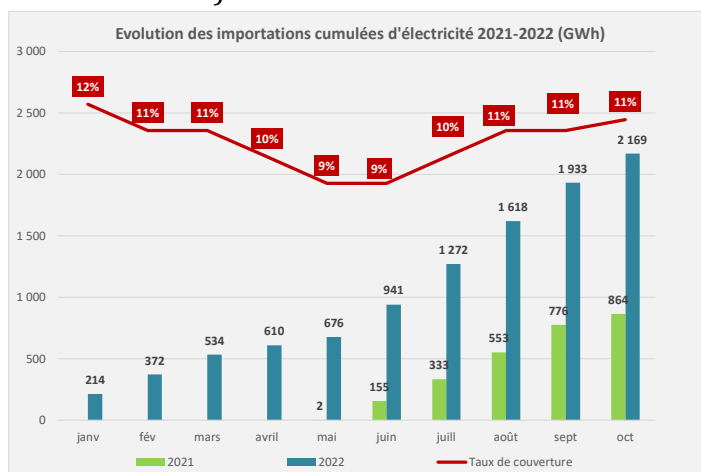
Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin octobre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16785	9 823	14 268	16024	12%	4%
FUEL + GASOIL	0	3	0,39	0,18	-54%	-21%
GAZ NATUREL	16319	9660	13866	15715	13%	4%
HYDRAULIQUE	28	46	27	14	-48%	-10%
EOLIENNE	425	113,4	366	268	-27%	7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	12	0	9	26	180%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	2657	2725	706	-74%	-10%
ACHAT TIERS	162	66	129	129	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	20085	12 545	17 123	16 859	-2%	2%
Echanges	28	20	35	-28	-179%	-
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	864	2169	151%	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	61	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21113	12536	17961	19000	6%	4%

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

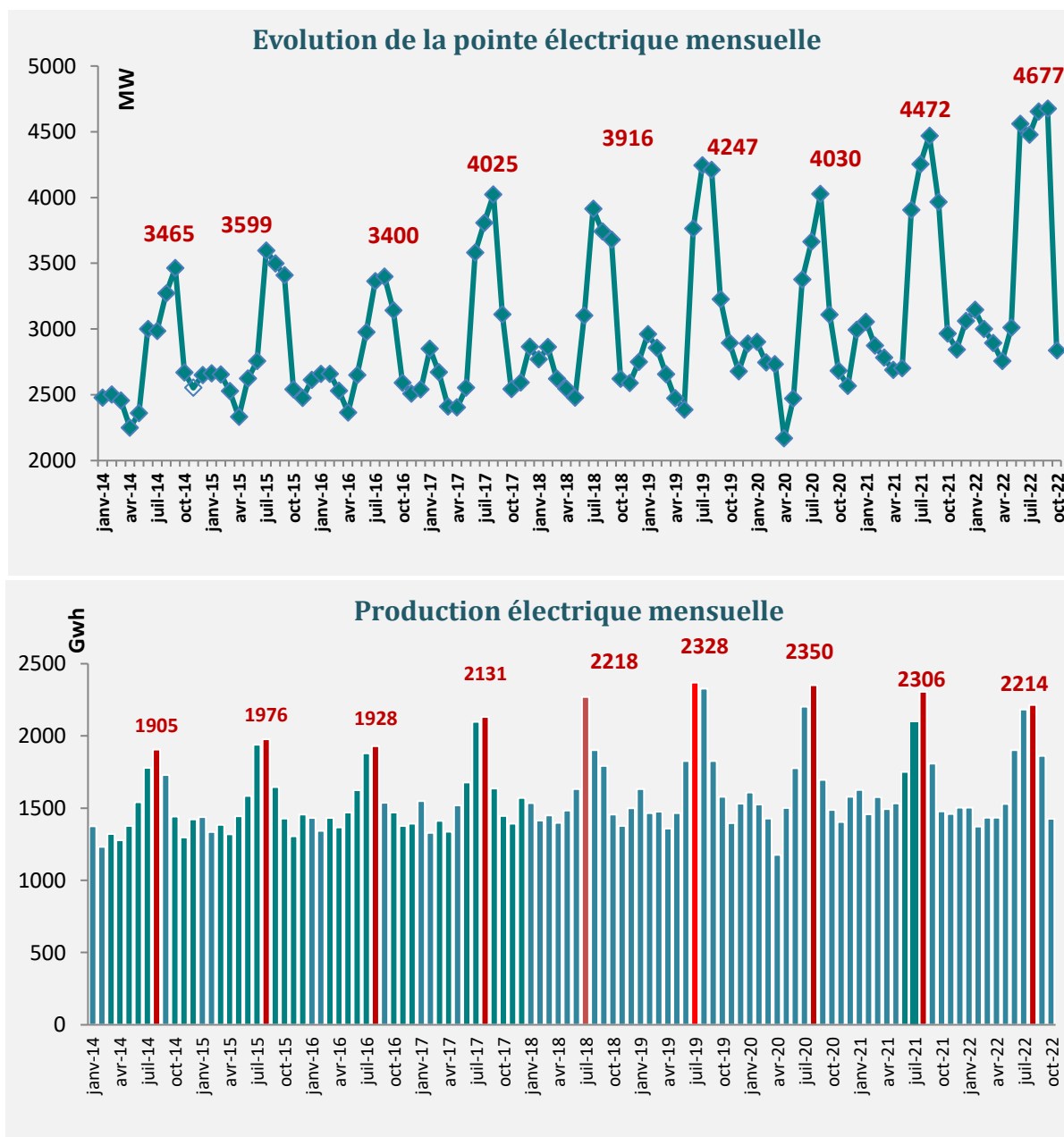
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz-ventes Gecol

La production totale d'électricité a enregistré, à fin octobre **2022**, une diminution de **2%** pour se situer à **16 859 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **17 123 GWh** à fin octobre **2021**. Par contre, la production destinée au marché local a augmenté de **6%**, ceci est dû à l'augmentation des importations et l'absence des exportations d'électricité afin de couvrir la demande du marché local. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie** ont couvert plus de **11%** des besoins du marché local.

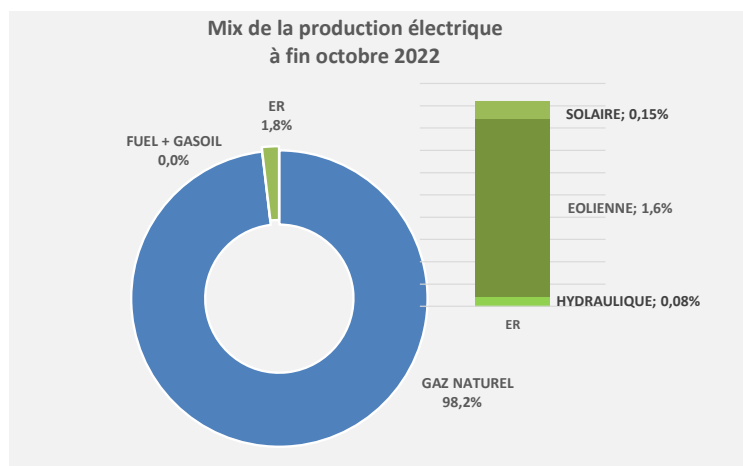


La pointe a enregistré une hausse de **5%** pour se situer à **4677 MW** à fin octobre **2022** contre **4472 MW** à fin octobre **2021**. Un nouveau record national a été enregistré, durant septembre **2022** (08 septembre **2022** la pointe a atteint **4677**) dépassant ainsi celui d'août **2022** (**4657** MW). A signaler que c'est la première fois qu'une pointe annuelle soit enregistrée courant le mois de septembre.

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**.



La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **95%** de la production nationale à fin octobre **2022**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **1%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **1.8%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin octobre **2022**.



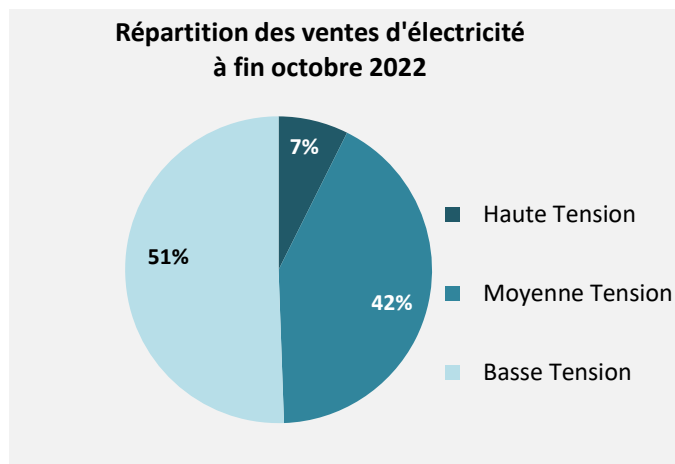
VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

		Unité : GWh				
	Réalisé 2021	A fin octobre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1358	1072	1138	1061	-7%	0%
Moyenne tension	6780	5101	5704	6038	6%	1%
Basse tension	8304	4630	6671	7262	9%	4%
TOTAL VENTES **	16442	10 803	13 513	14 360	6%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **6%** entre fin septembre **2022** et fin septembre **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **5%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une hausse de **6%**.

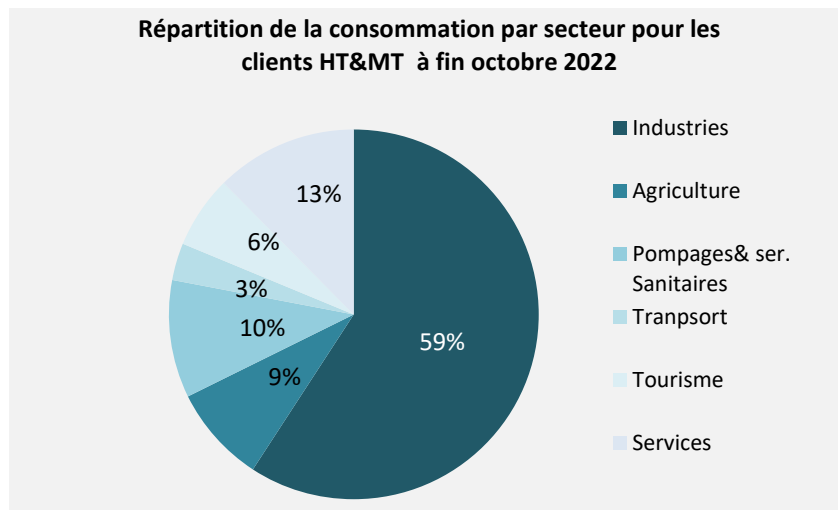


A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **59%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin octobre **2022**.

La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement le tourisme (+**54%**) et des industries du textile et de l'habillement (+**8%**).

Contre une baisse des ventes des industries alimentaires et du tabac (**4%**) et les industries de matériaux construction (**5%**), ainsi que les industries extractives (**-1%**).



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin octobre 2022

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
	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 Mise en service d'un projet de 1MW + un projet de 10 MW, d'autres projets sont en cours de mise en service
		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
		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)
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report). Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	153 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 prévisionnelle 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 Acquisition des mâts de mesure En cours d'approbation de l'installation des mâts de mesure.
		Appel d'offres de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs	En cours de restructuration.
	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

A partir du mois de mai 2015, nous avons commencé à calculer le taux de variation annuel moyen TVAM ou TCAM en prenant comme année de base l'année 2010.

La formule permettant de calculer le TCAM est :

$$\text{TCAM} = (V_n/V_0)^{1/n} - 1$$

V_0 est la valeur de début et V_n est la valeur d'arrivée.