

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, Janvier 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

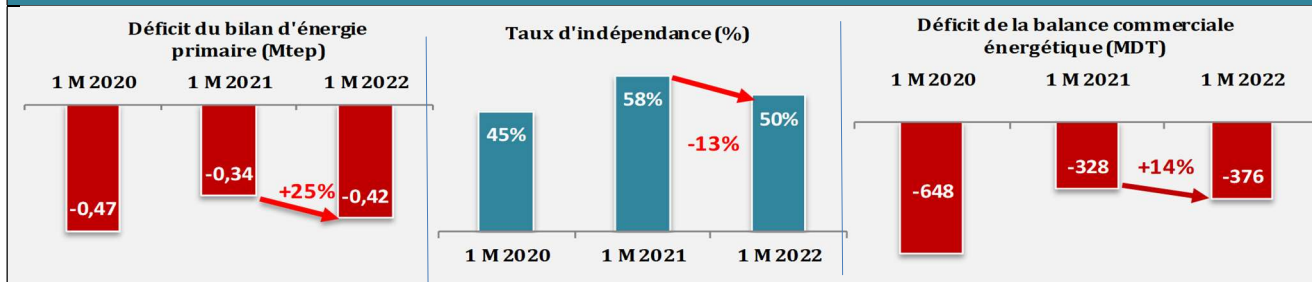
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables



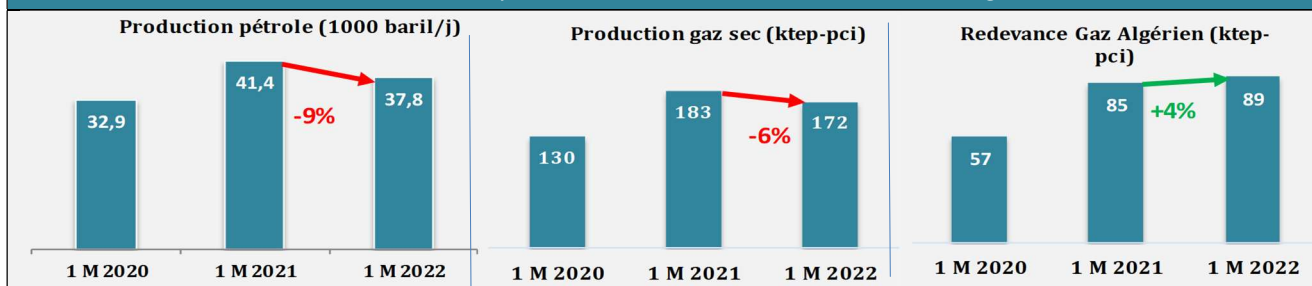
Date de la publication : 11/03/2022

Faits marquants du mois de Janvier 2022

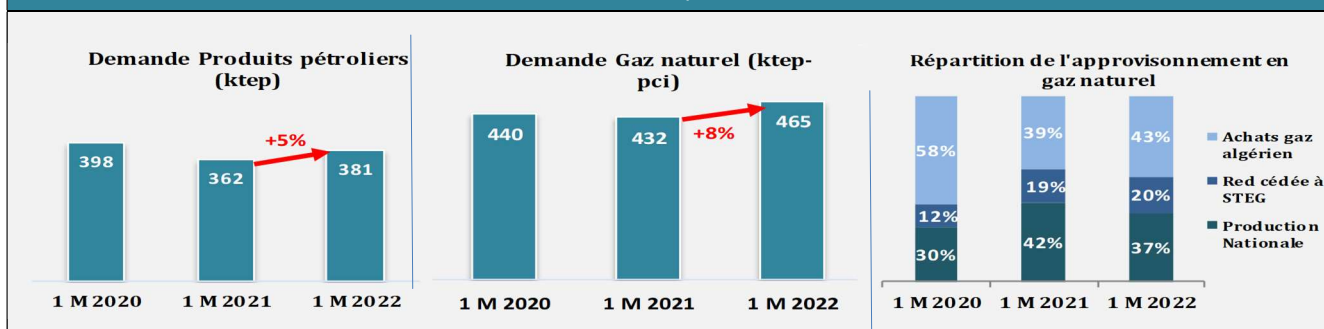
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



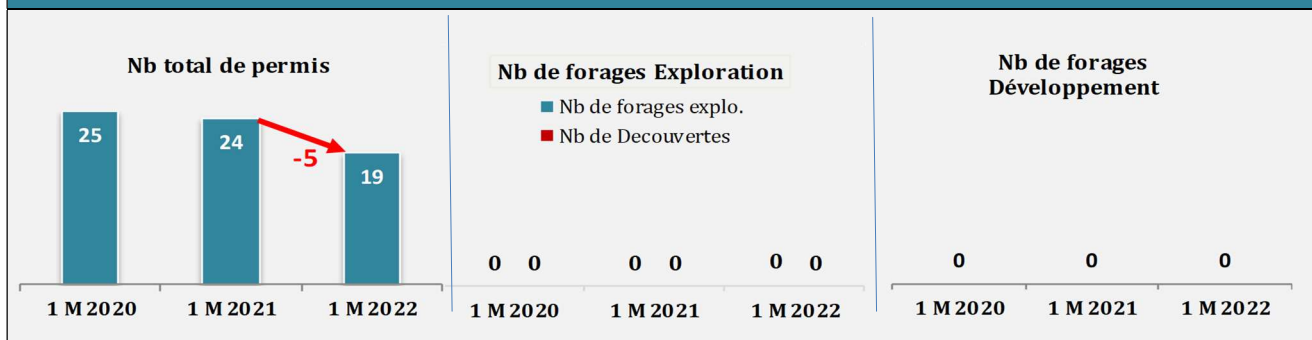
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



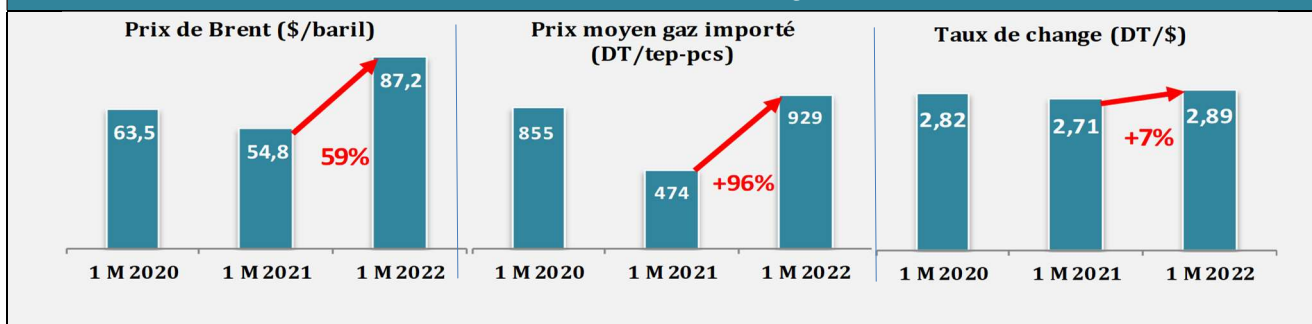
Demande des hydrocarbures



Exploration et développement



Prix et taux de change



I. Bilan et Economie d'Energie

1 Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2021	2010 (a)	Janvier 2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	5095	704	461	428	-7%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1962	340	172	155	-10%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	162	10,5	15	10	-34%	0%
Gaz naturel	2932	352	269	260	-3%	-2%
<i>Production</i>	1953	226	183	172	-6%	-2%
<i>Redevance</i>	978	126	85	89	4%	-3%
Elec primaire	40	2	5	3	-37%	6%
DEMANDE	9705	678	798	849	6%	2%
Produits pétroliers	4560	307	362	381	5%	2%
Gaz naturel	5105	369	432	465	8%	2%
Elec primaire	40	2	5	3	-37%	6%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4609	26	-337	-420		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5588	-99	-423	-509		

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

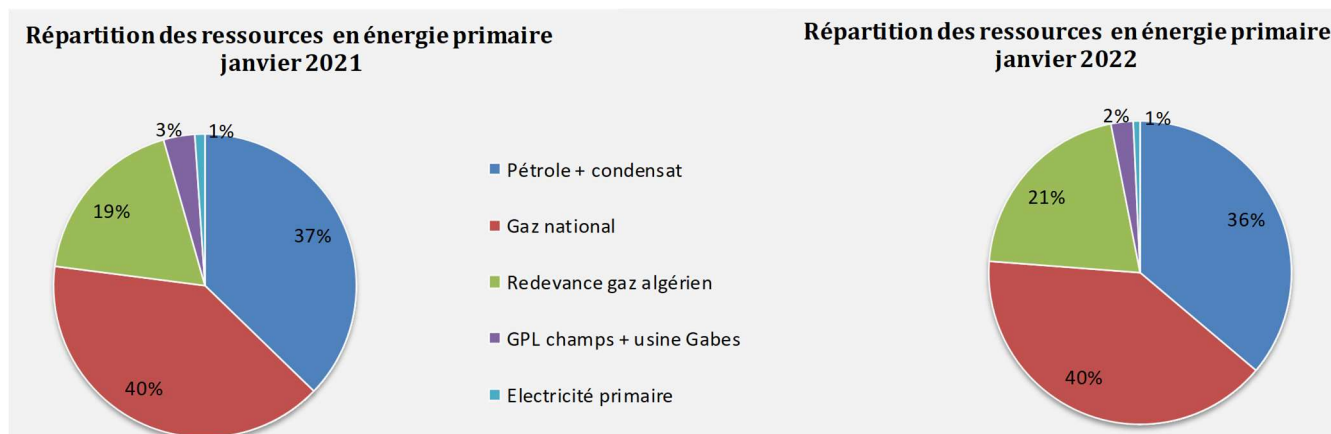
(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

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

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.43 Mtep** en janvier **2022**, enregistrant une baisse par rapport à la même période de l'année précédant de **7%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole et du gaz.

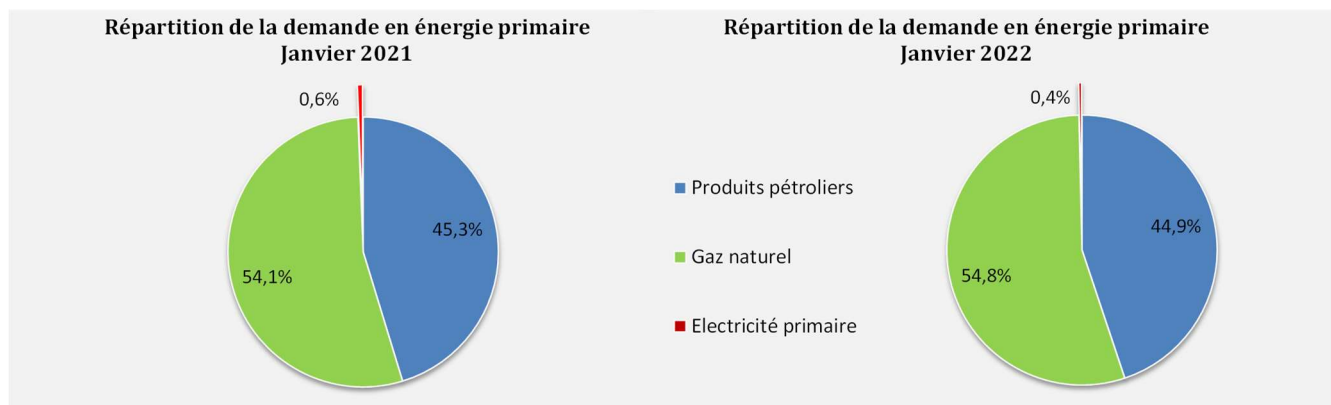
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **76%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

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



La demande d'énergie primaire a augmenté de **6%** entre janvier **2021** et janvier **2022** pour passer de **0.8 Mtep** en janvier **2021** à **0.85 Mtep** en janvier **2022**: la demande de gaz naturel a augmenté de **8%** et celle des produits pétroliers de **5%**.

La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré une quasi stabilité : La demande des produits pétroliers représente **45%** de la demande totale, le gaz naturel se stabilise autour de **54%**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en janvier **2022**, **un déficit de 0.42 Mtep** contre un déficit enregistré en janvier **2021** de **0.34 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **50%** en janvier **2022** contre **58%** en janvier **2021**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **40%** en janvier **2022** contre **47%** en janvier **2021**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **25%** en janvier **2022** par rapport à janvier **2021**, cette hausse est due à l'augmentation de la demande d'énergie primaire couplée à une baisse de la production des hydrocarbures.

2 Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	Janvier			Janvier			Janvier		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				215	291	36%	232	517	122%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	154	214	39%	158,3	218	37%	174	371	114%
ETAP	102	209	105%	105	213	103%	118	361	206%
PARTENAIRES	52	5	-91%	54	5	-91%	56	10	-81%
GPL Champs	3	4	22%	4	5	22%	4	8	91%
ETAP	2	4	138%	2	5	138%	2,3	8	272%
PARTENAIRES	2	0	-100%	2	0	-100%	2,2	0	-100%
PRODUITS PETROLIERS	48	72	50%	47	72	53%	51	137	167%
Fuel oil (BTS)	48	51	6%	47	50	6%	51	92	78%
Virgin naphta	0	21	-	0	22	-	0	46	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE⁽⁸⁾				6	-3	-154%	3	0	-100%
IMPORTATIONS				664	639	-4%	561	892	59%
PETROLE BRUT⁽³⁾	62	62	1%	63	64	2%	75	124	66%
PRODUITS PETROLIERS	350	292	-17%	345	285	-18%	396	560	41%
GPL	54	64	19%	60	71	19%	88	175	99%
Gasoiil ordinaire	132	33	-75%	136	34	-75%	163	64	-61%
Gasoiil S.S. ⁽⁷⁾	31	31	1%	32	32	1%	40	70	76%
Jet ⁽⁶⁾	15	16	4%	15	16	4%	22	39	80%
Essence Sans Pb	30	58	95%	31	61	95%	42	143	244%
Fuel oil (HTS)	19	10	-48%	19	10	-48%	18	14	-20%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	69	80	16%	52	61	16%	24	55	125%
GAZ NATUREL				256	290	13%	90	208	132%
Redevance totale ⁽²⁾				85	89	4%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				171	202	18%	90	208	132%

(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)

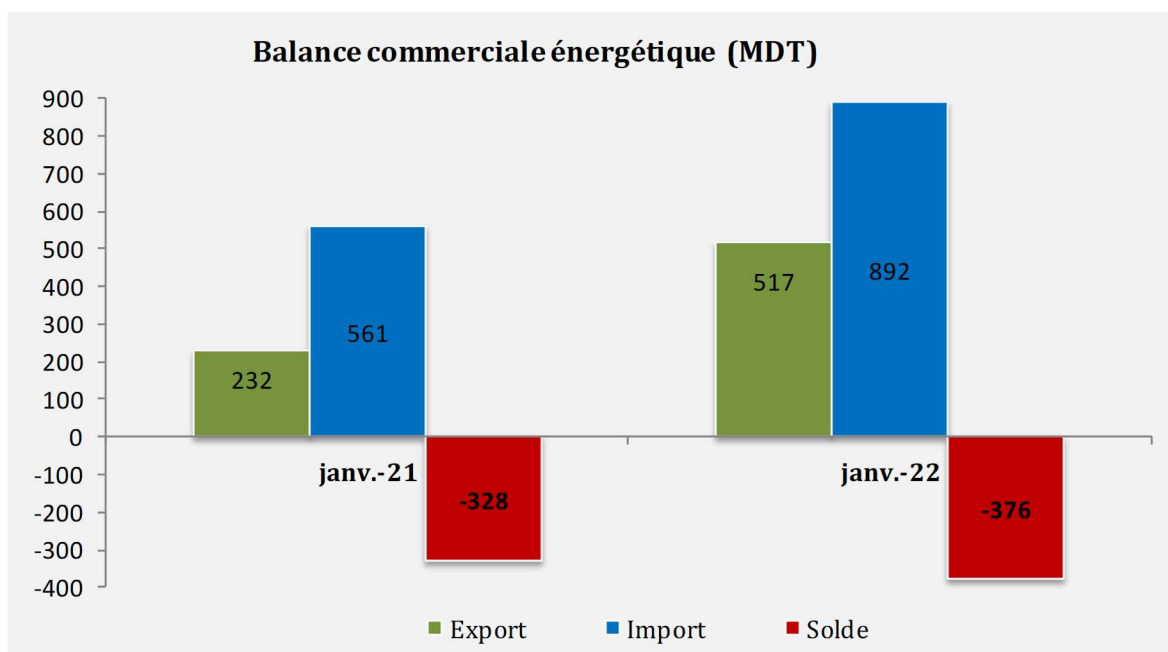
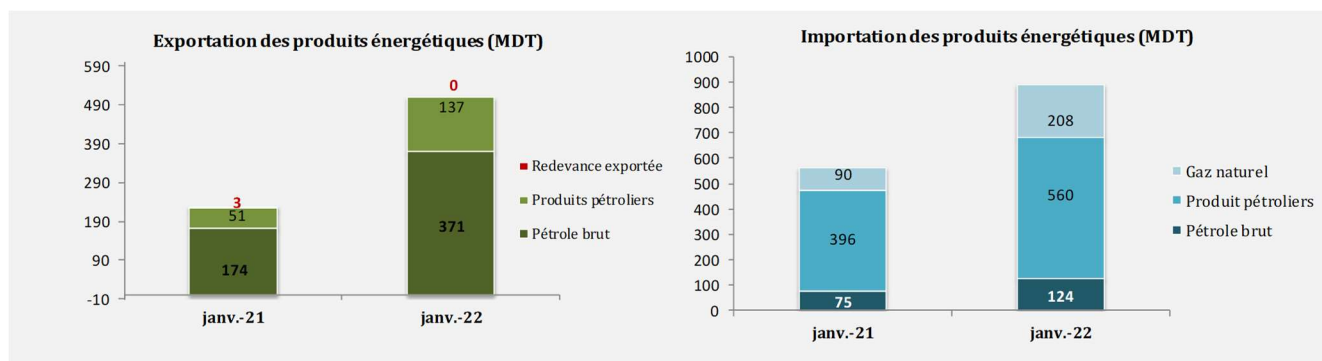
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoiil sans soufre au lieu du Gasoiil 50 ppm

(8) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien du mois du janvier 2022 d'une quantité de 3,4 million de Cm3 et qui est en cours de régularisation par deduction de la redevance reexportée

(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 **122%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **59%**. Le déficit de la balance

commerciale énergétique est passé de **328 MDT** durant janvier **2021** à **376 MDT** en janvier **2022**, soit une augmentation de **14%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

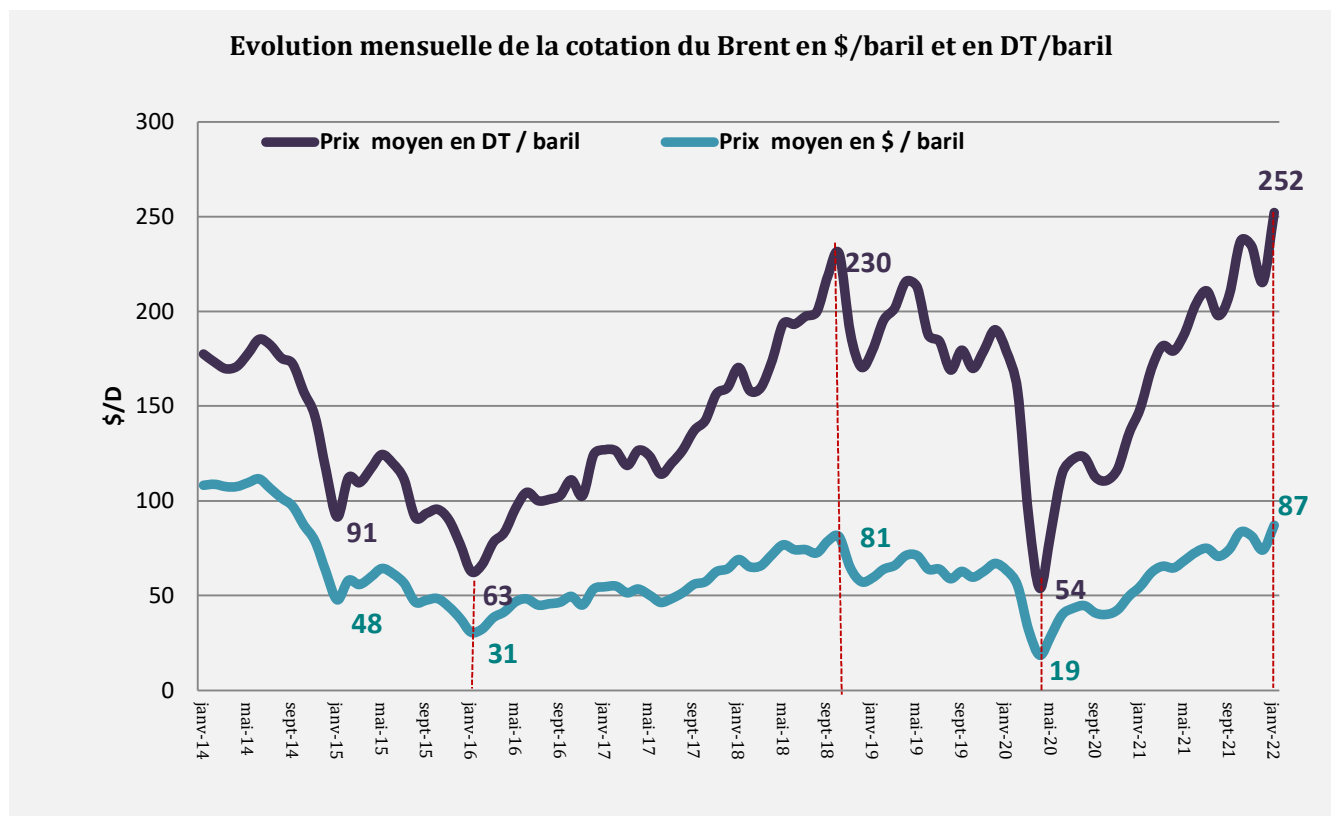
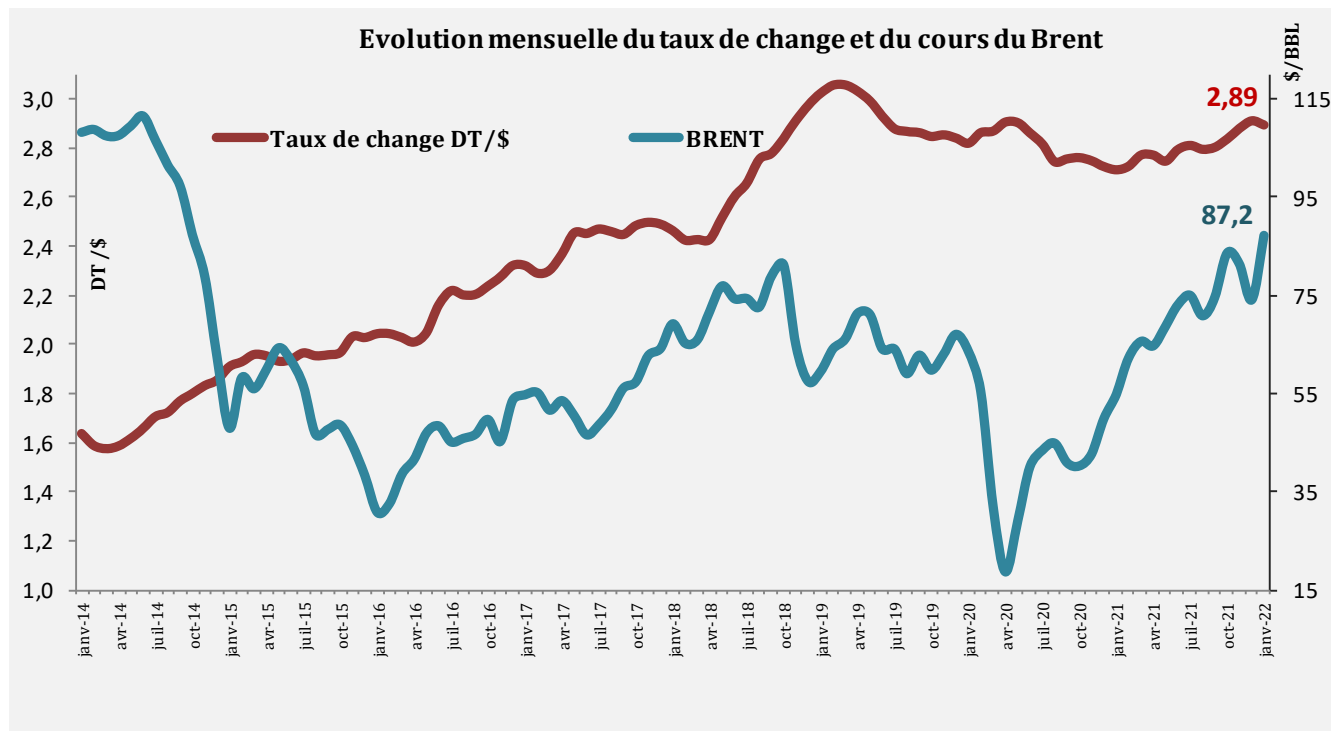


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé **(-)**, le cours du Brent a nettement augmenté **(---)** et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de **23% (+)** en janvier **2022** par rapport à janvier **2021**.

En effet, en janvier **2022**, les cours du Brent ont enregistré une hausse de **32.4 \$/bbl** : **87.2 \$/bbl** en janvier **2022** contre **54.8 \$/bbl** en janvier **2021** et ont enregistré une hausse de **13 \$/bbl** par rapport à décembre **2021**.

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.

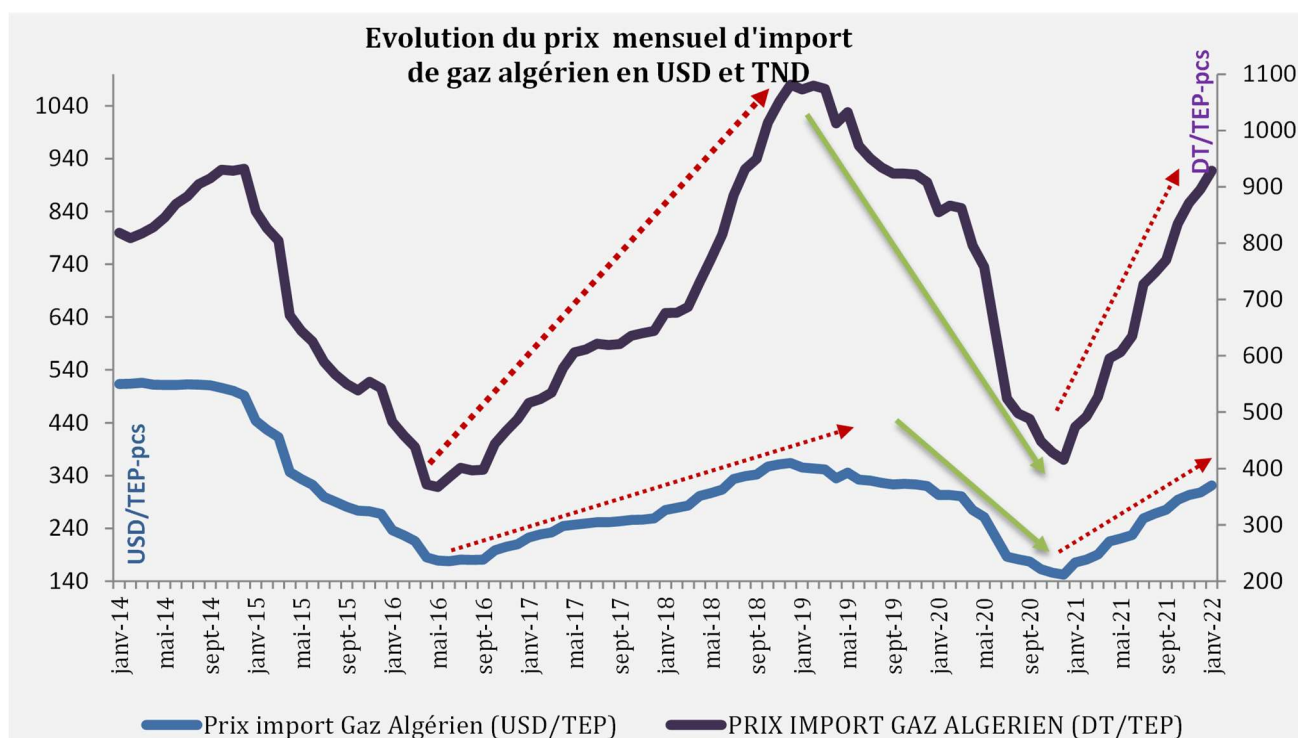


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre janvier **2021** et janvier **2022**, les cours moyens du Brent ont enregistré une hausse de **59%** : **87.2 \$/bbl** contre **54.8 \$/bbl**.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **7%** entre janvier **2021** et janvier **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 **96%** en DT et de **83%** en \$ entre janvier **2021** et janvier **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

decembre **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 dernière pour la première fois courant le mois d'octobre **2021**.

(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **41%** en valeur.

(++) Hausse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **138 kt** en janvier **2022** contre **135 kt** en janvier **2021** en se basant à **100%** sur brut étranger pendant les 2 périodes.

(---) Hausse des achats du gaz algérien de **18%** en quantité pour faire face à l'augmentation de la demande.

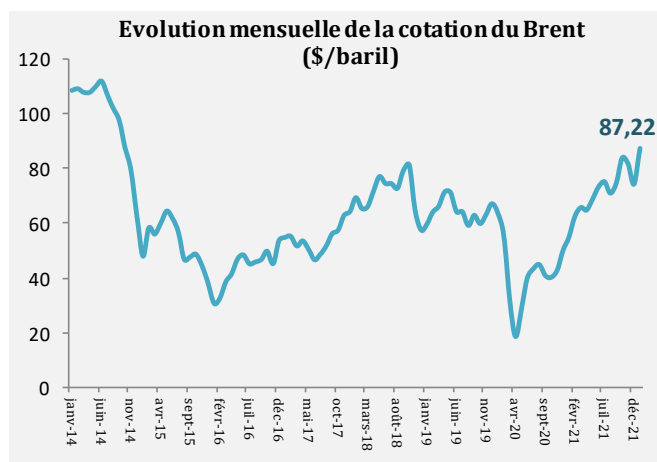
(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de **50%**.

3 Prix de l'énergie

1- Brent

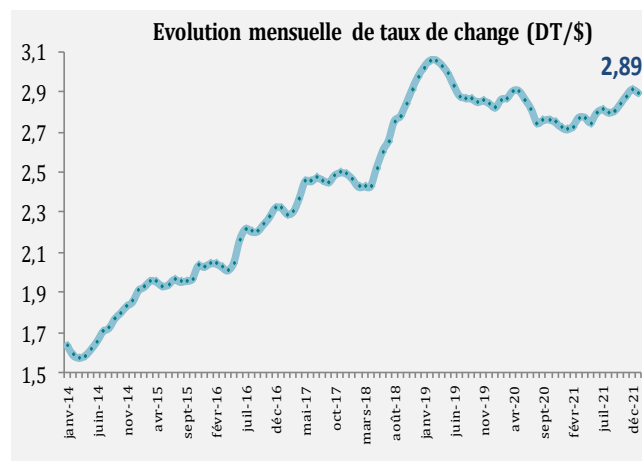
Prix de baril de Brent (\$/baril)

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



2- Taux de change

	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	2,82	2,71	2,89	7%
Février	2,86	2,72		
Mars	2,87	2,77		
Avril	2,90	2,77		
Mai	2,90	2,74		
Juin	2,86	2,79		
Juillet	2,81	2,81		
Aout	2,74	2,79		
Septembre	2,75	2,80		
Octobre	2,76	2,84		
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)	Janvier 2022	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	263	92
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	232	81

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

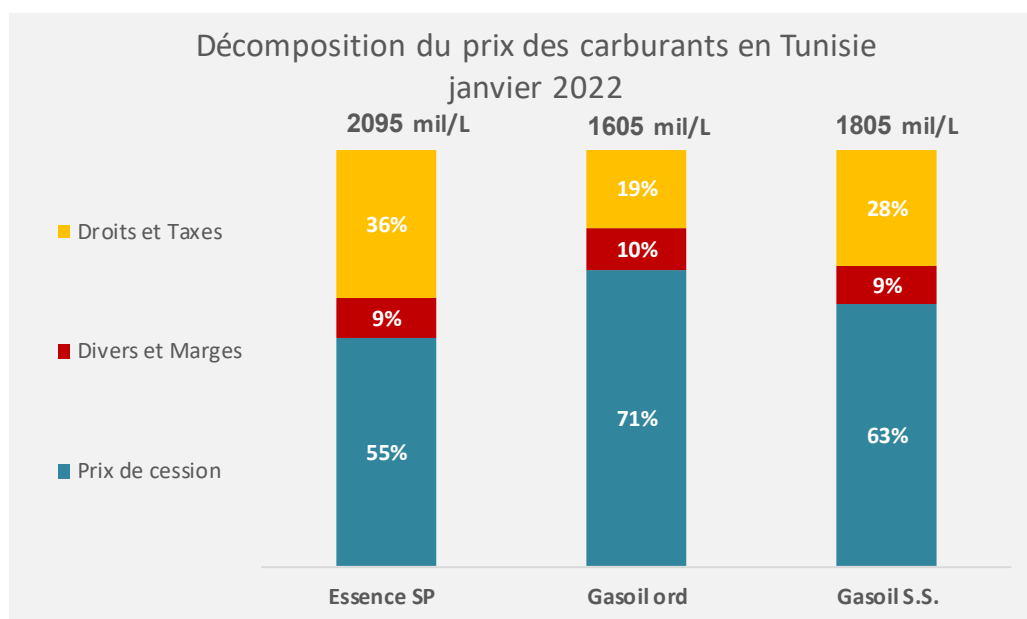
PRODUITS PETROLIERS	Janvier 2022					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1891	1149	747	198	2095
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1630	1141	301	163	1605
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1888	1137	504	164	1805
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1403	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	2723	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	35,40	2,782	0,970	3,948	7,7

(1) Prix moyen pondéré

(4) Prix de vente en vigueur au public à partir du 20/04/2021

(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



5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		
	Année 2021	janv-22
Prix d'importation Gaz Algérien	697	929
	Année 2019	Année 2020
Prix de vente Global (hors taxe)	600,2	616,0
Coût de revient moyen	1017,1	728,3
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-416,9	-112,3

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

6- Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		
	Année 2019	Année 2020
Prix de vente Global (hors taxe)	244,0	248,6
Coût de revient moyen	319,2	267,2
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-75,2	-18,6

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

II. Hydrocarbures



Production des hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2021	Janvier 2021	2022	Var (%)
El borma	221	20	18	-10%
Ashtart	212	18	18	0%
Hasdrubal	96	11	8	-29%
Adam	123	11	11	2%
M.L.D	82	8	7	-15%
El Hajeb/Guebiba	134	12	11	-9%
Cherouq	76	7	6	-7%
Miskar	64	6	6	-1%
Cercina	69	6	5	-20%
Barka	71	10	3	-72%
Franig/Bag/Tarfa	43	4	5	4%
Ouedzar	56	5	4	-6%
Gherib	39	2	7	306%
Nawara	66	8	4	-49%
Halk el Manzel	274	18	12	-33%
Autres	277	22	28	25%
TOTAL pétrole (kt)	1 905	167	151	-9%
TOTAL pétrole (ktep)	1 946	170	155	-9%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 920	168	151	-10%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 962	172	155	-10%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	148	11	9	-14%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	162	12	10	-15%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 068	179	161	-10%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 124	184	165	-10%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **151 kt** en janvier **2022** enregistrant ainsi une baisse de **9%** par rapport à janvier **2021**. L'apport de Halk el Manzel et de Sidi Marzoug qui viennent d'entrer en production en 2021 reste insuffisant pour compenser la baisse de la production enregistrée dans plusieurs champs à savoir : Baraka (-72%), Nawara (-49%), Hasdrubal (-29%), et El borma (-10%).

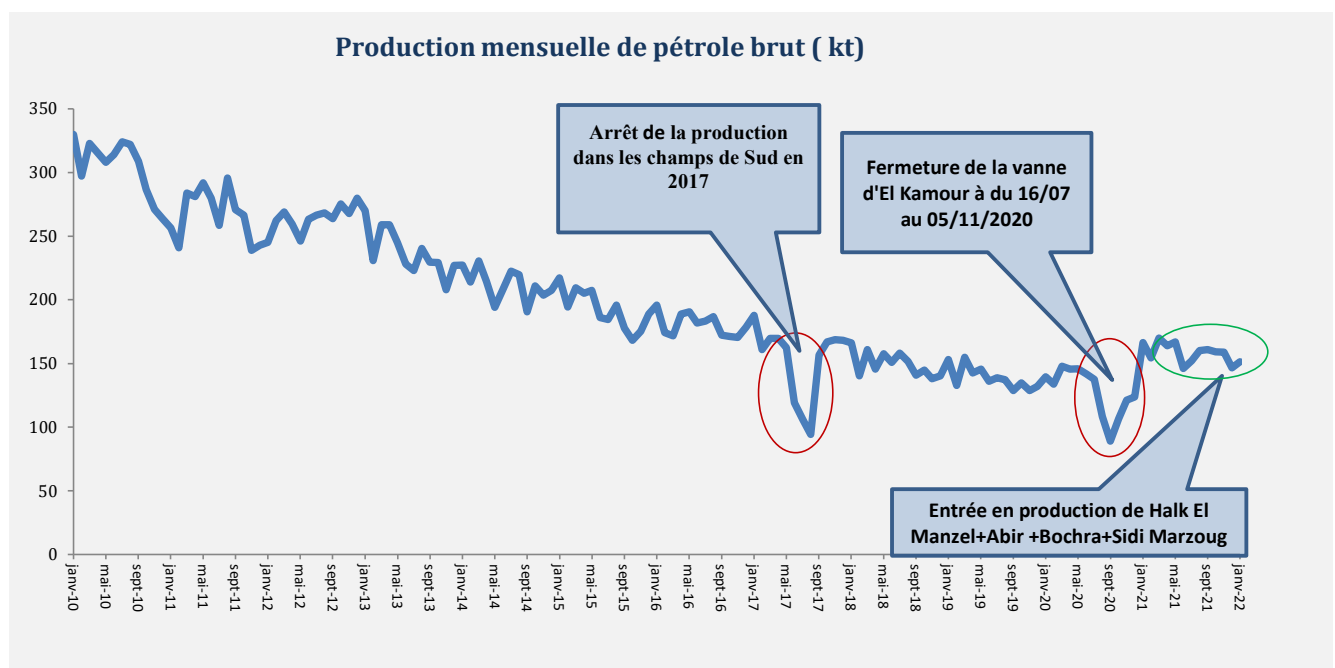
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib(+306%), Adam (+2%) et Franig/Bag/Tarfa (+4%).

Il convient de noter :

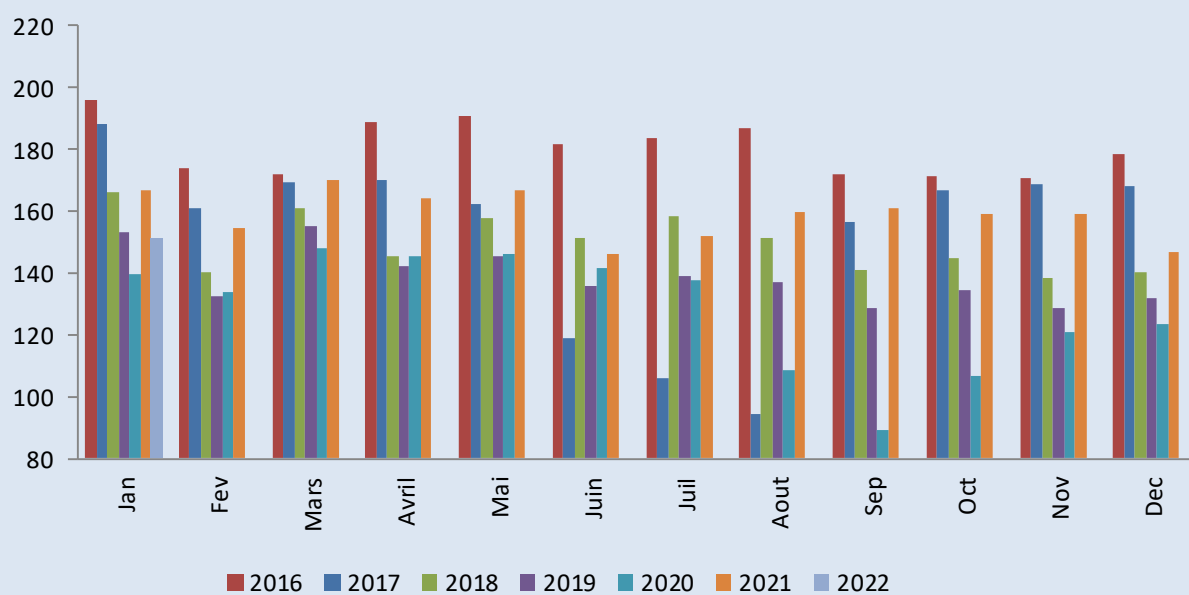
- **Concession Ashtart** : Le Puits ASH49 a été fermé suite à la fin de la période d'appréciation le 05-01-2022.
- **Concession Halk El Menzel** : le puits Helm a été fermé le 05-01-2022 pour stabilisation.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **41.4** mille barils/j en janvier **2021** à **37.8** mille barils/j en janvier **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)



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2021	2010 (a)	Janvier 2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 932	352	269	260	-3%	-2%
Production nationale	1 953	226	183	172	-6%	-2%
<i>Miskar</i>	474	128	44	43	-3%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	293	29	19	29	54%	0%
<i>Gaz Chergui</i>	160	20	16	12	-25%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	242	25	28	16	-41%	-3%
<i>Maamoura et Baraka</i>	61	0	8	1	-85%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	129	25	10	17	70%	-3%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	593	0	59	52	-10%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	126	85	89	4%	-3%
Achats	2 295	59	171	202	18%	11%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	3 257	391	299	289	-3%	-2%
Production nationale	2 170	251	204	191	-6%	-2%
<i>Miskar</i>	527	142	49	48	-3%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	325	32	21	33	54%	0%
<i>Gaz Chergui</i>	178	22	17	13	-25%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	269	28	31	18	-41%	-3%
<i>Maamoura et Baraka</i>	68	0	9	1	-85%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	144	27	11	19	70%	-3%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	659	0	65	58	-10%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 087	140	95	98	4%	-3%
Achats	2 550	66	190	224	18%	11%

(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

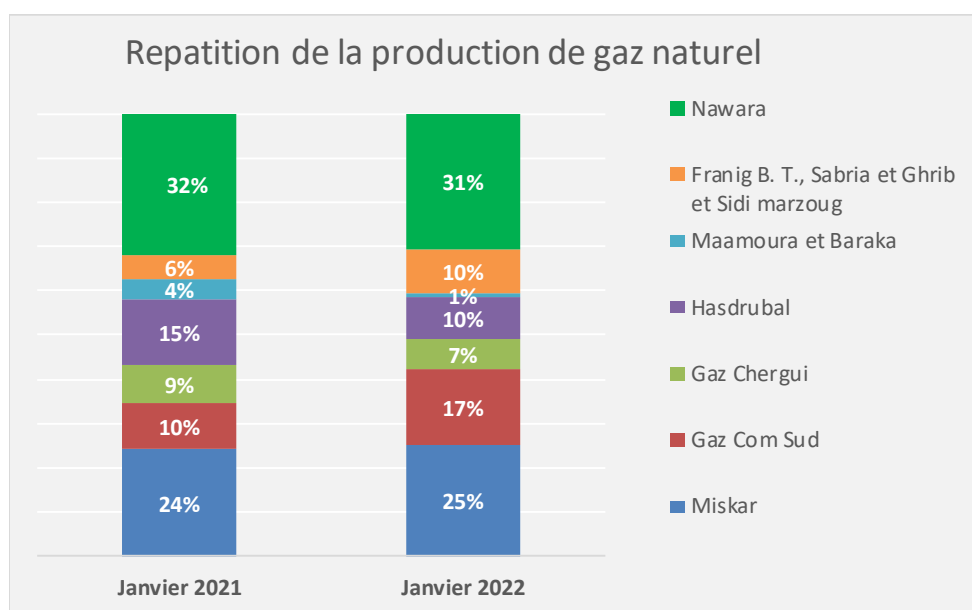
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 du mois du janvier 2022 d'une quantité de 3,4 million de Cm3 et qui est en cours de régularisation par deduction de la redevance reexportée

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **260 ktep**, en janvier **2022**, enregistrant ainsi une baisse de **3%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **6%**.

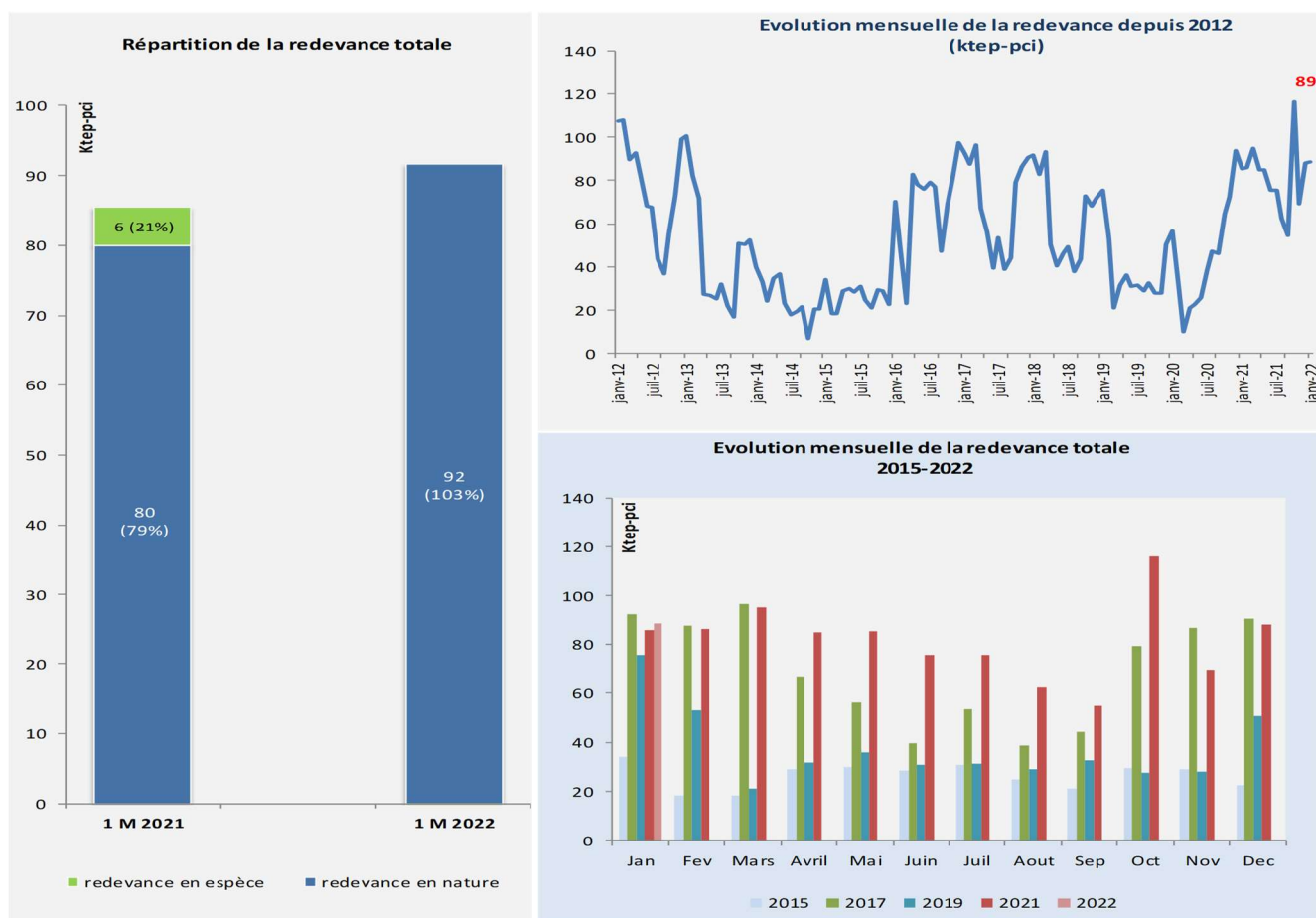
Le graphique suivant présente la structure de la production mensuelle du gaz en janvier **2022** et janvier **2021**.



Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **41%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : Hausse de la production de **54%**.
- ✓ **Chams Miskar** : baisse de la production de **3%**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **85%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**4%**) 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 totalité est cédée à la STEG **avec un dépassement (103%)**. Durant le mois du janvier **2022**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré.



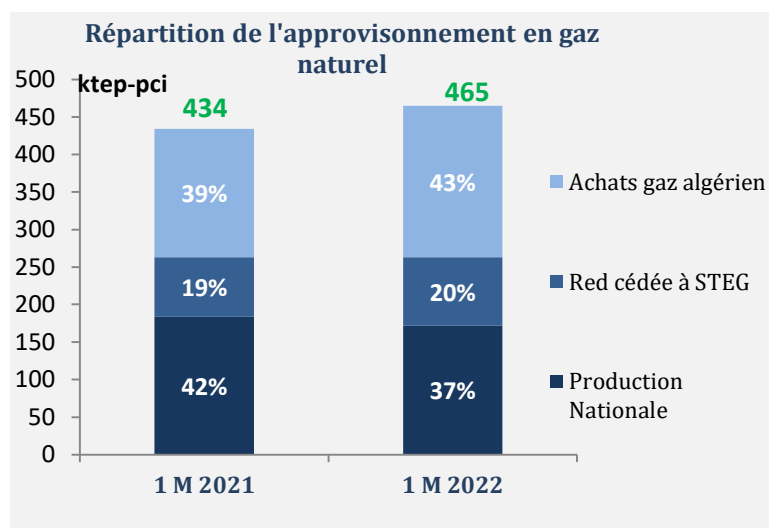
Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie 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 **18%**, entre janvier **2021** et janvier **2022**, pour se situer à **202 ktep** et ceci à cause de la hausse de la demande après le dé-confinement à partir du mois de mai 2021 et la baisse de la production.

L'approvisionnement national en gaz naturel a augmenté de **7%** entre janvier **2021** et janvier **2022** pour se situer à **465 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 **42%** à **37%**.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **19%** à **20%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **39%** à **43%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	2021 (a)	Janvier 2022 (b)	Var (%) (b)/(a)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	2,0	2,9	45%	
Essence Sans Pb	8,4	14,2	69%	
Petrole Lampant	9,3	6,4	-31%	
Gasoil ordinaire	50,2	51,9	3%	
Fuel oil BTS	43,3	46,5	7%	
Virgin Naphta	18,3	15,0	-18%	
White Spirit	1,2	0,8	-29%	
Total production STIR	133	138	4%	
Taux couverture STIR (1)	37%	36%	-1%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	20%	20%	2%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	31	31	0%	
Jours de fonctionnement du Platforming	21	31	48%	

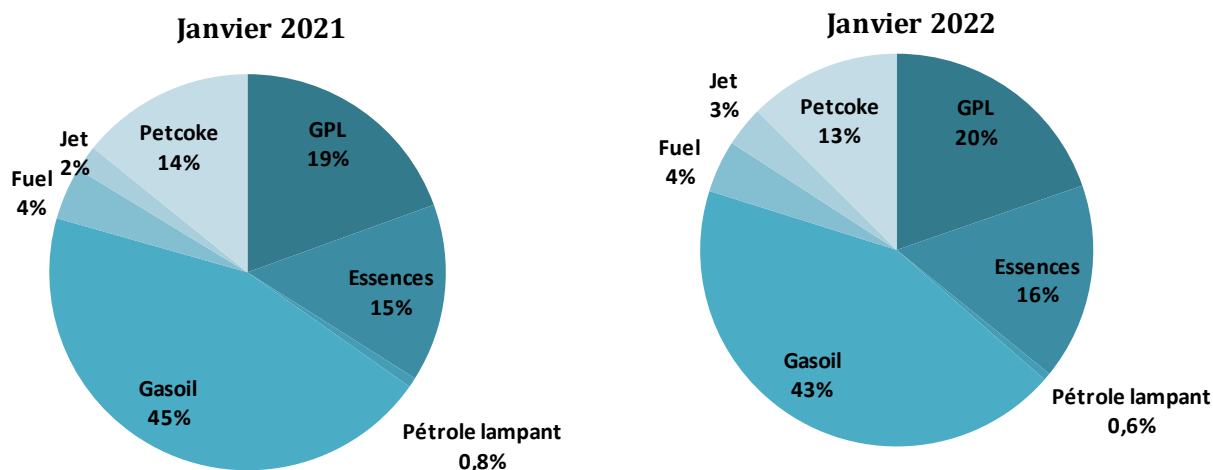
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2021	2010 (a)	Janvier 2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	680	51,8	70	75	6%	3%
Essences	787	36,5	52	61	17%	4%
Essence Super	0	0,1	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	773	36,4	52	60	16%	4%
Essence premium	14	0	1	1	73%	-
Pétrole lampant	17,6	8,3	2,9	2,4	-18%	-10%
Gasoil	2122	148,1	161	164	2%	1%
Gasoil ordinaire	1712	141,2	133	130	-2%	-1%
Gasoil SS	404	6,9	28	34	20%	14%
Gasoil premium	7	0	0,4	0,6	73%	-
Fuel	226	23,9	16	16	5%	-3%
STEG & STIR	31	2,5	3	2	-34%	-2%
Hors (STEG & STIR)	195	21,4	13	14	14%	-3%
Fuel gaz(STIR)	11	1,0	0,6	2,1	273%	7%
Jet	134	11,8	8	13	66%	1%
Coke de pétrole	582	25,3	51	47	-7%	5%
Total	4560	307	362	381	5%	2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4517	303	358	377	5%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre janvier **2021** et janvier **2022**, une hausse de **5%** pour se situer à **381** 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 **17%**, du gasoil de **2%** et du jet de **66%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre janvier **2021** et janvier **2022** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **2%** à **3%** et le gasoil qui est passé de **45%** à **43%**.

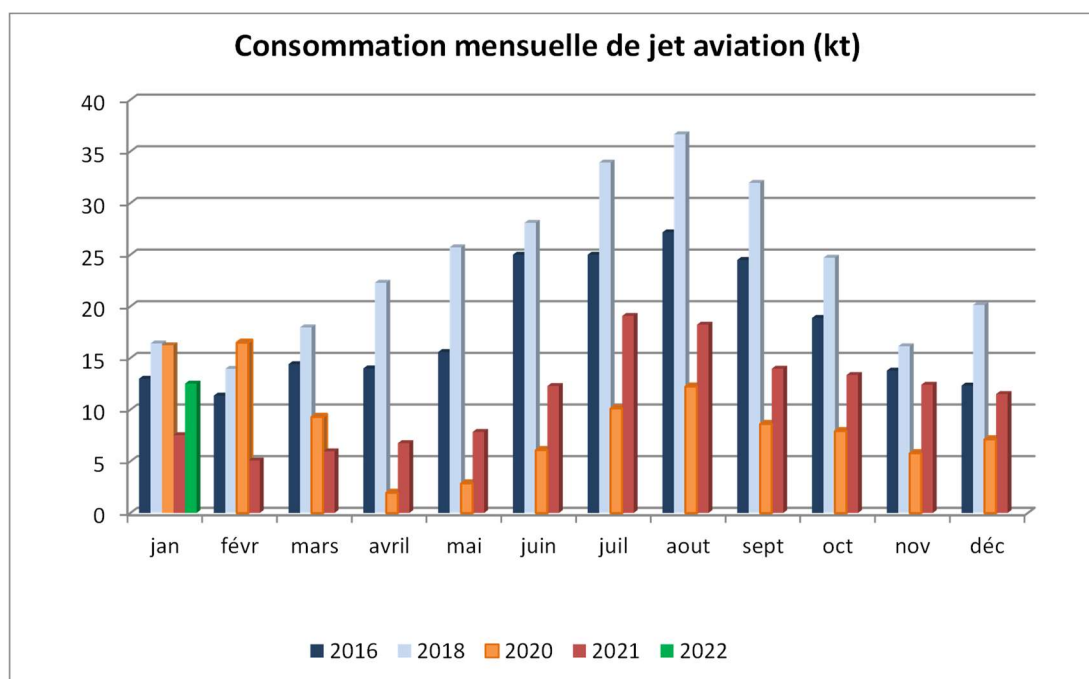


La consommation de carburants routiers a augmenté, en janvier **2022**, de **6%** par rapport à janvier **2021**. Elle représente **59%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **6%** entre janvier **2022** et janvier **2021**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **7%** entre janvier **2021** et janvier **2022** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse importante de **66%** durant le mois de janvier **2022** par rapport à la même période de l'année précédente à cause du 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	2010 (a)	Janvier 2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 105	369	432	465	8%	2%
Production d'électricité	3 762	253	286	285	-0,3%	1%
Hors prod élec	1 343	117	146	180	23%	4%
Haute pression	299	34	24	46	94%	3%
Moy&Basse pression	1 044	83	122	133	9%	4%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 672	410	480	516	8%	2%
Production d'électricité	4 180	281	318	317	-0,3%	1%
Hors prod élec	1 492	130	162	200	23%	4%
Haute pression	332	37	26	51	94%	3%
Moy&Basse pression	1 160	92	136	148	9%	4%

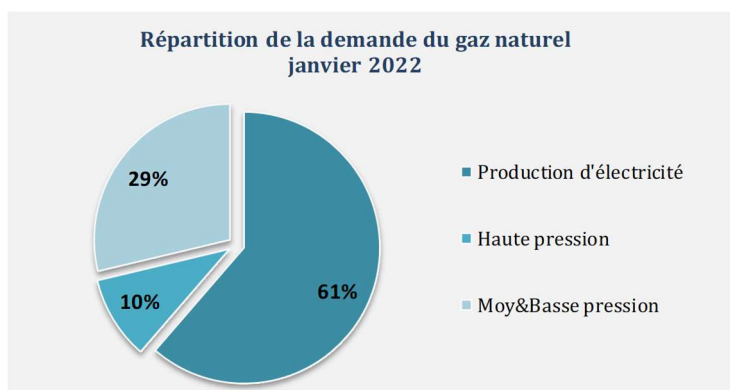
La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **8%** entre janvier **2021** et janvier **2022** pour se situer à **465 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère diminution de **0,3%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **23%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**61%** de la demande totale en janvier **2022**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **96%**.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une augmentation de **23%** pour se situer à **180 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **9%** et celle des clients haute pression a augmenté de **94%**.

Cette forte augmentation au niveau des clients HP est dûe essentiellement à la relance des activités économiques.

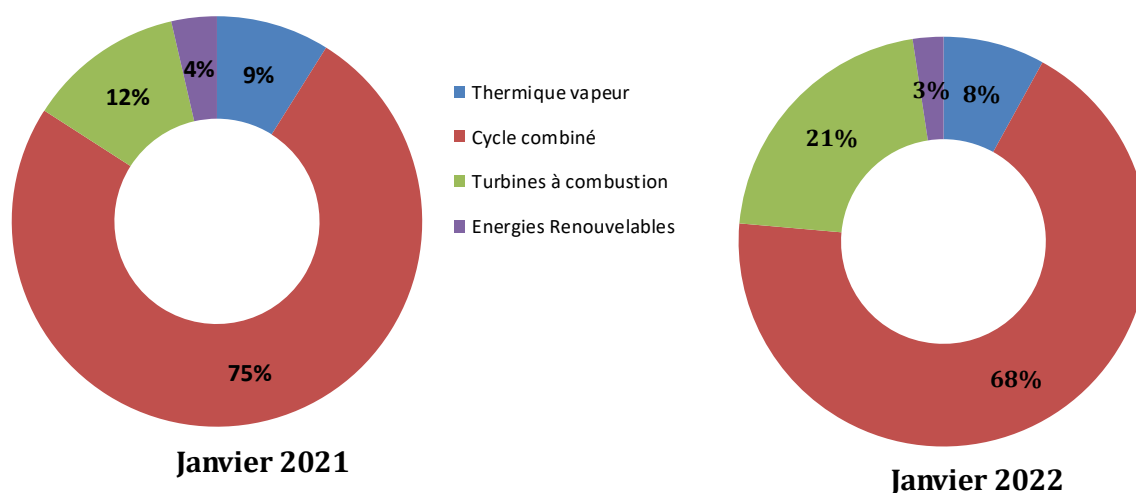
La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une hausse de **7%** entre janvier **2021** et janvier **2022** pour se situer à **218 tep/GWh**.



D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **7%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une légère diminution de **0.3%**.

En effet, nous avons noté une baisse à **68%** de la part des cycles combinés dans la production électrique en janvier **2022** contre **75%** en janvier **2021**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Janvier	
		2021	2022
Nb de permis octroyés	0	0	0
Nb permis abandonnés	5	0	0
Nb total des permis	19	24	19
Nb de forages explo.	2	0	0
Nb forages développ.	4	0	0
Nb de découvertes	1	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin janvier **2022**, est de **19** dont **12** permis de recherche et **7** permis de prospection. Le nombre total de concessions est de **57** dont **45** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **33** de ces concessions en production et directement dans **3**.

Exploration

Acquisition sismique en janvier 2022

- Pas de nouvelle opération d'acquisition en janvier **2022**.

Forage d'exploration en janvier 2021

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration en janvier **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 actuelle : 1645 m. Forage en cours.
02	Araifa-1	Araifa	21/12/2021	Profondeur actuelle : 2995 m. Forage en cours.

Développement

Forage de développement en 2022 :

- Pas de nouvelle opération de forage de développement en janvier 2022.

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

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
04	Tarfa -7	Tarfa	27/11/2021	2689	Forage en cours

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2021	2010 (a)	Janvier 2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16783	934	1 321	1394	6%	3%
FUEL + GASOIL	0	1	0	0	0%	-39%
GAZ NATUREL	16319	915	1263	1358	7%	3%
HYDRAULIQUE	28	3	1	0,2	-71%	-21%
EOLIENNE	425	15,0	57	35	-39%	7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	11	0	0,0	1	-	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	219	289	93	-68%	-6,9%
ACHAT TIERS	162	7	17	17	0%	8%
PRODUCTION NATIONALE	20084	1 160	1 626	1 503	-8%	2%
Echanges	28	0	-4	6	-236%	-
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	0	214	-	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	11	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21112	1160	1611	1722	7%	3%

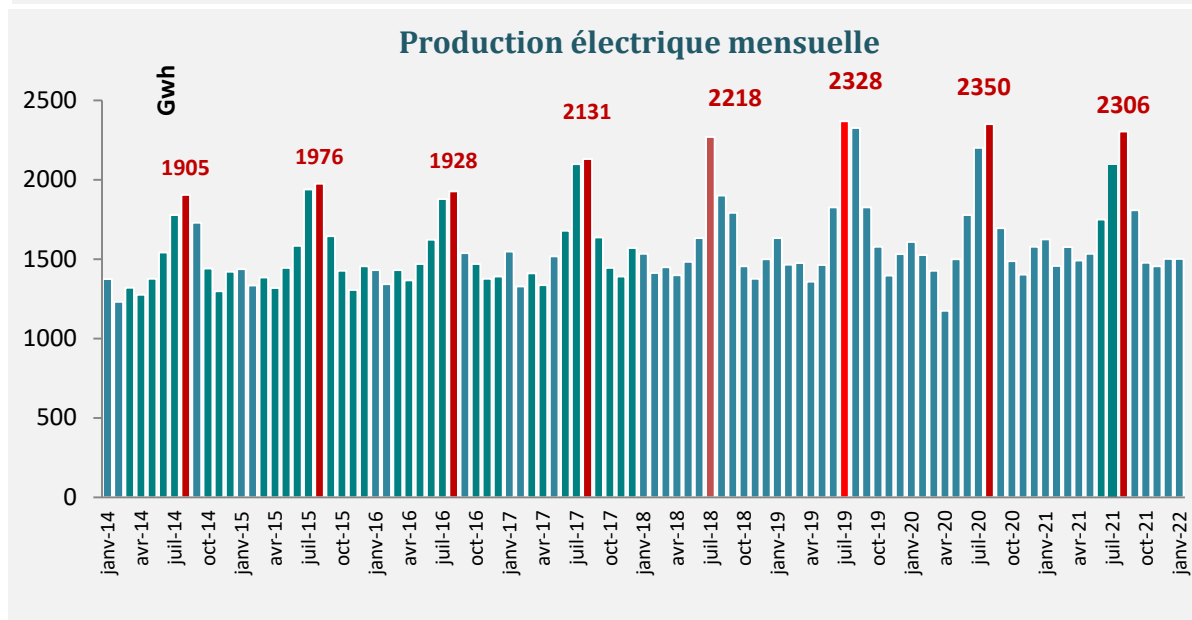
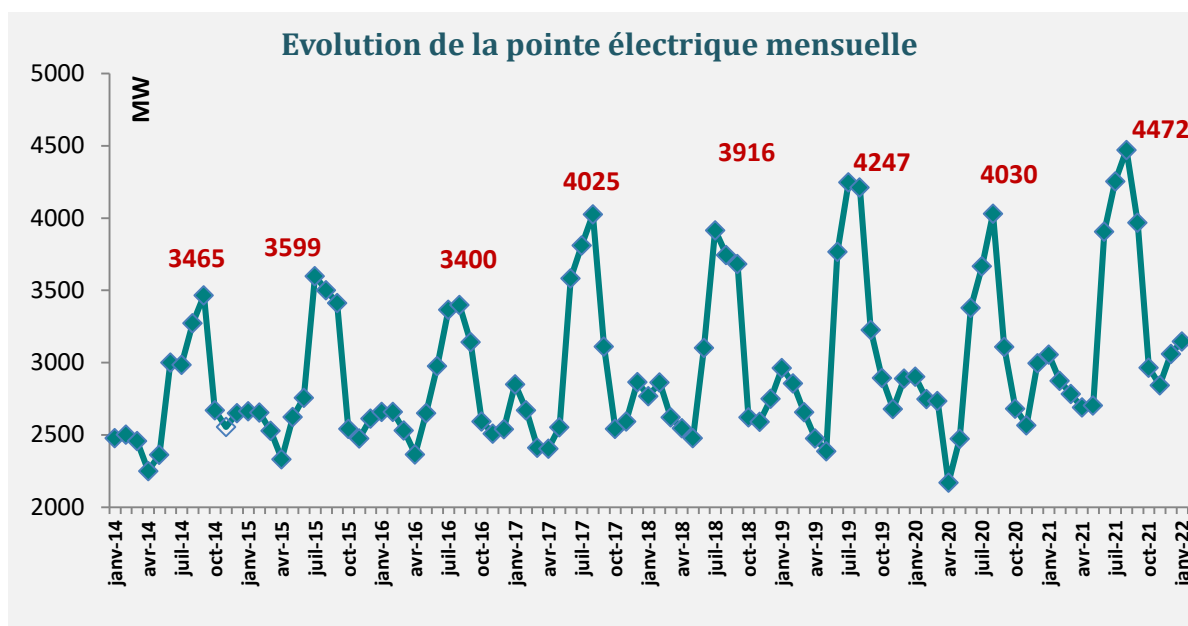
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

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

La production totale d'électricité a enregistré, en janvier **2022**, une diminution de **8%** pour se situer à **1 503 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **1 626 GWh** en janvier **2021**. Par contre, la production destinée au marché local a augmenté de **7%**, ceci est dû à l'augmentation des importations et la baisse des exportations d'électricité pour couvrir la demande du marché local. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie** ont couvert **12%** de la disponibilité pour le marché local.

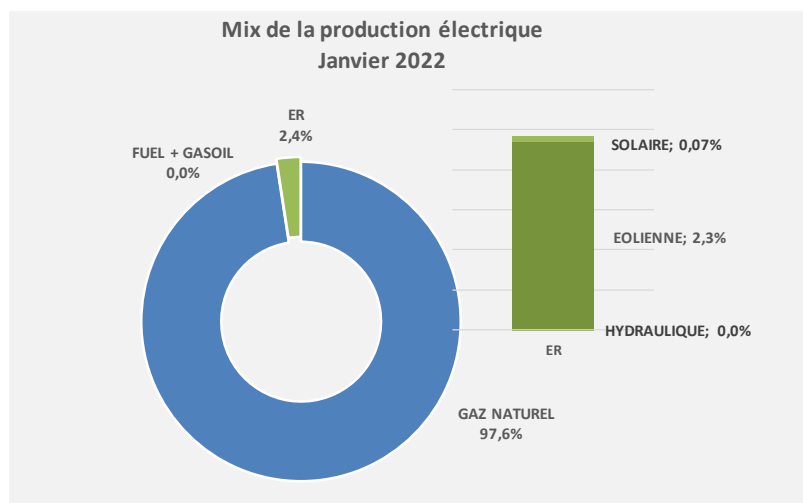
La pointe a enregistré une hausse de **3%** pour se situer à **3147 MW** en janvier **2022** contre **3056 MW** en janvier **2021**.

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 **93%** de la production nationale en janvier **2022**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **7%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.4%**

(en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en janvier **2022**.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

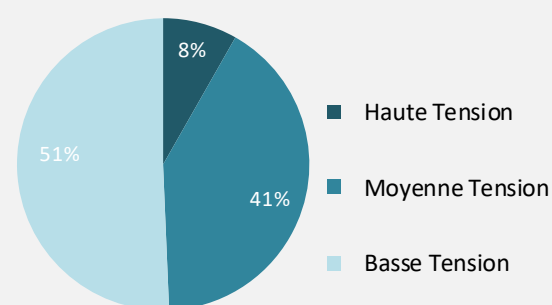
		Janvier				
	Réalisé 2021	2010	2021	2022	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1357	103	113	106	-6%	0,2%
Moyenne tension	6777	437	481	528	10%	2%
Basse tension	8249	450	609	650	7%	3%
TOTAL VENTES **	16383	990	1 203	1 283	7%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **7%** entre janvier **2022** et janvier **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **6%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré par contre une hausse de **10%**.

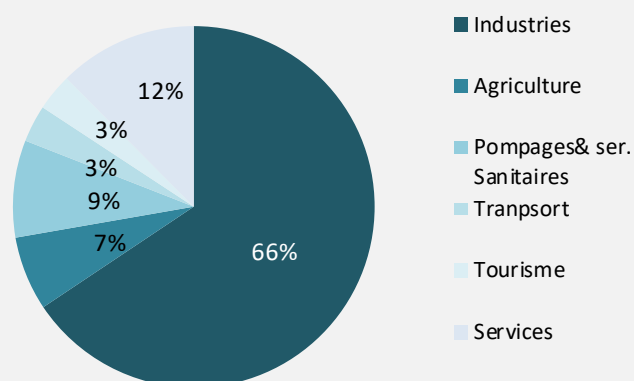
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

**Répartition des ventes d'électricité
janvier 2022**



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **66%** de la totalité de la demande des clients HT&MT en janvier **2022**.

**Répartition de la consommation par secteur pour les
clients HT&MT en janvier 2022**



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables en janvier 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
		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 + deux projets de (10 +1MW) en cours de mise en service
	AUTORISATION	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	128 MW
		MT/HT	255 autorisations octroyées pour une puissance totale de 47MW
	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 prévisionnelle de début de la marche industrielle : 17/02/2022
		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 industrielle : 24/02/2022

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.