

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, octobre 2021





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

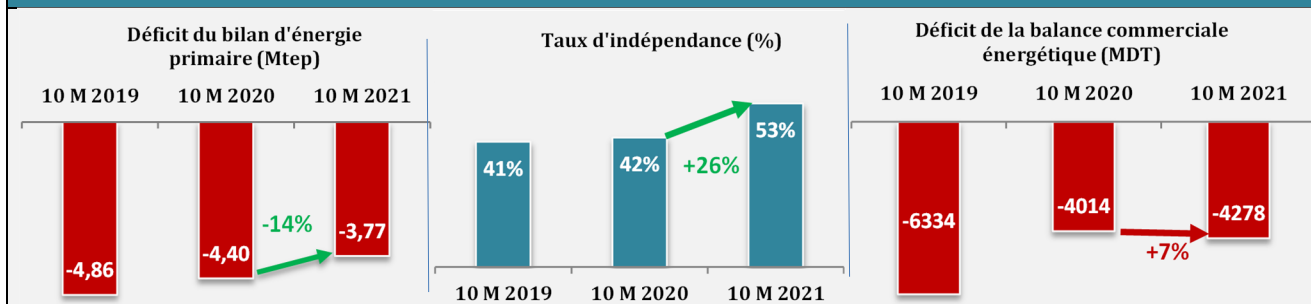


Date de la publication : 16/12/2021

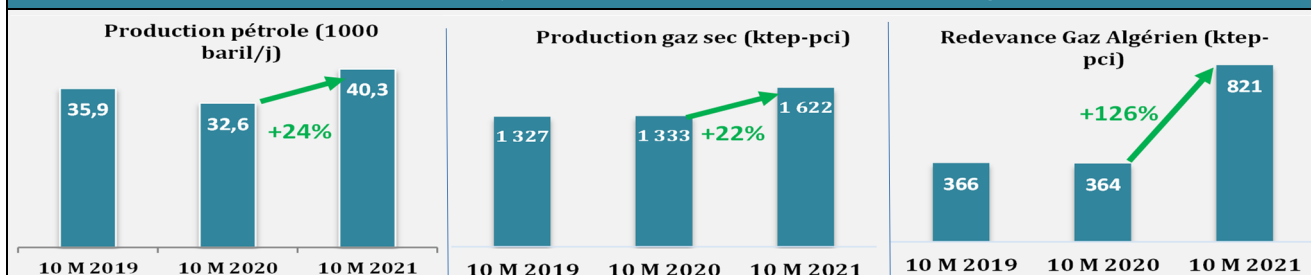
Mise à jour : 14/01/2022

Faits marquants des dix premiers mois de 2021

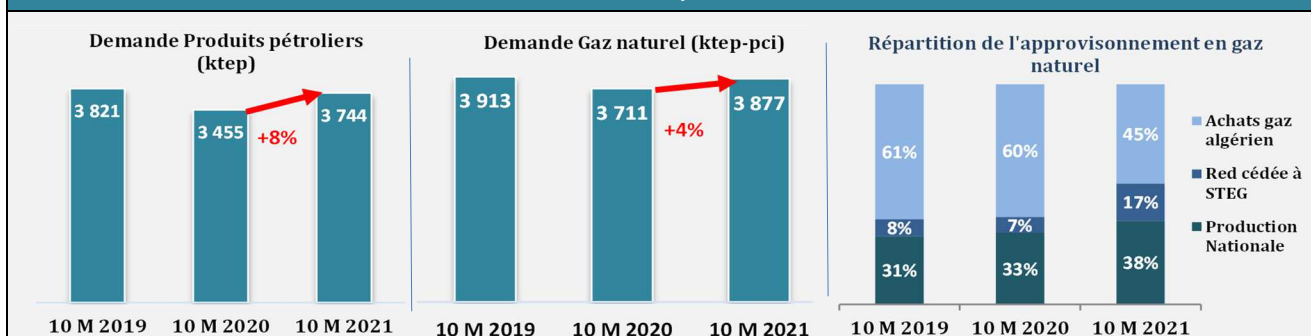
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



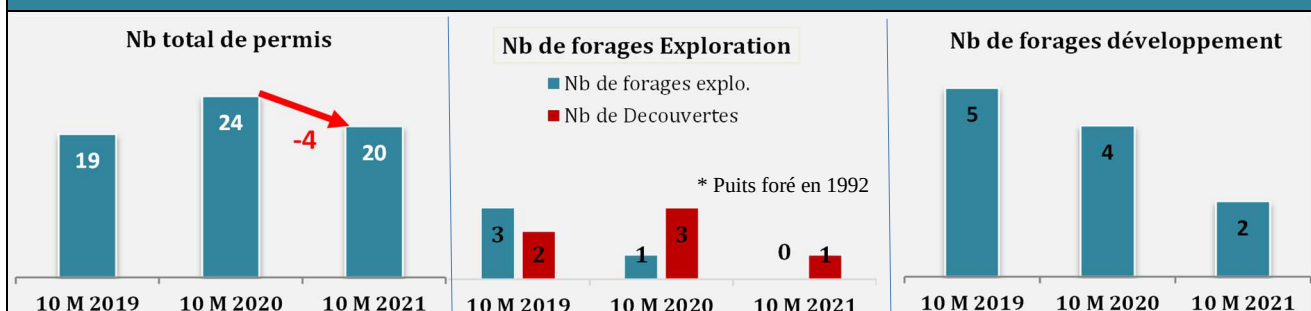
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



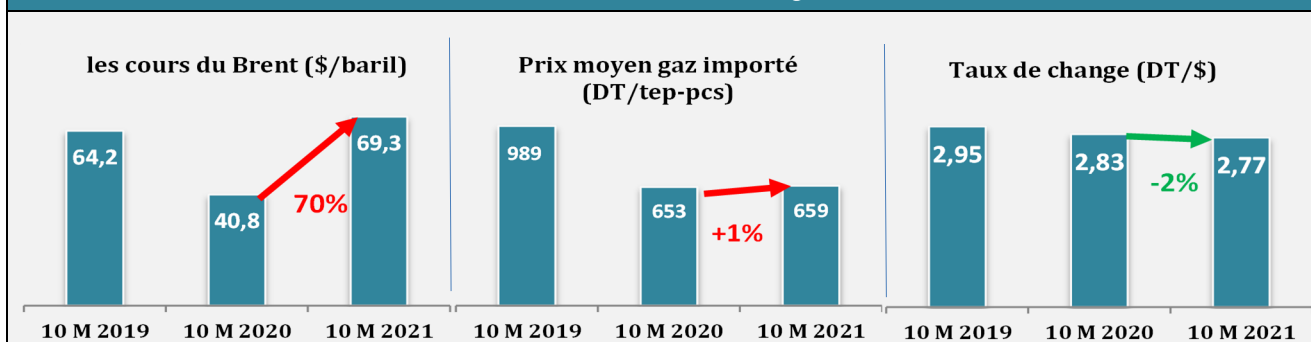
Demande en hydrocarbures



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 2020	A fin octobre				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	3956	6714	3183	4267	34%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1587	3236	1327	1649	24%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	149	164,6	123	140	14%	-1%
Gaz naturel	2176	3300	1697	2443	44%	-3%
<i>Production</i>	1646	2338	1333	1622	22%	-3%
<i>Redevance</i>	530	962	364	821	126%	-1%
Elec primaire	44	14	37	35	-7%	9%
DEMANDE	9113	6951	7580	8034	6%	1%
Produits pétroliers	4227	3275	3455	3744	8%	1%
Gaz naturel	4842	3663	4089	4255	4%	1%
Elec primaire	44	14	37	35	-7%	9%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5156	-237	-4397	-3767
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5686	-1199	-4761	-4588

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

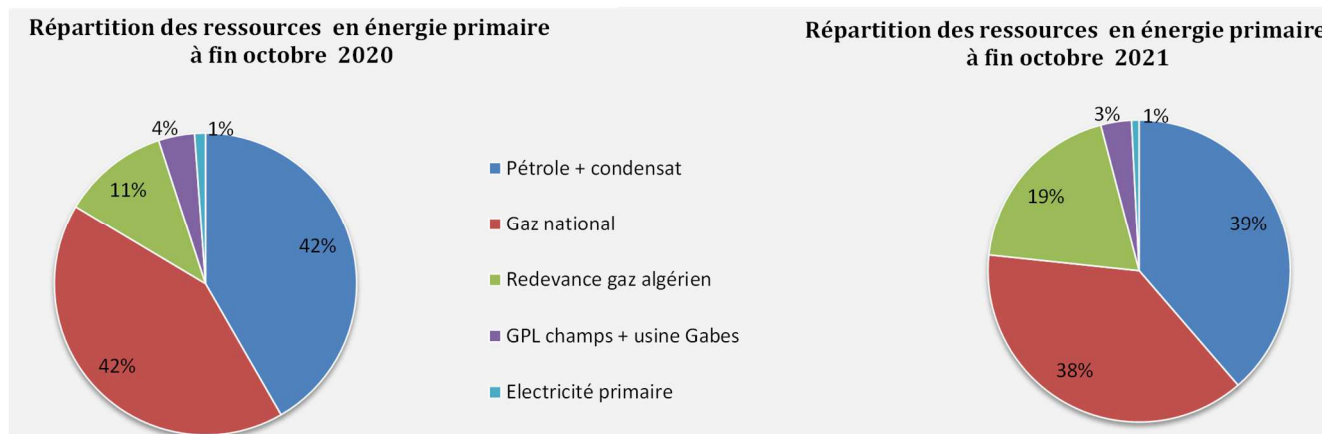
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(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

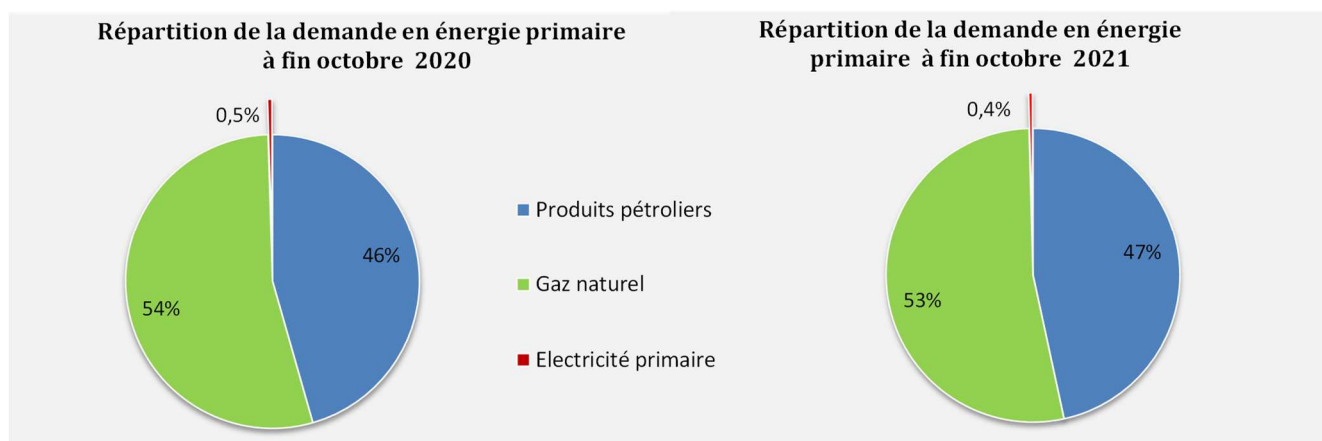
Les ressources en énergie primaire se sont situées à **4.3 Mtep** à fin octobre **2021**, enregistrant une hausse par rapport à la même période de l'année précédente de **34%**. Cette hausse est due à l'augmentation de la production nationale du pétrole, du gaz et aussi de la redevance du passage du gaz algérien qui a enregistré une hausse de **126%** durant les dix premiers mois de **2021** par rapport à la même période de l'année précédente.

Les ressources en énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **77%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de la redevance gaz algérien a presque doublé en l'espace d'un an, sa part est passée de **11%** à **19%**. La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.



La demande en énergie primaire a augmenté de **6%** entre les dix premiers mois de **2020** et les dix premiers mois de **2021** pour passer de **7.6 Mtep** à **8 Mtep** : la demande de gaz naturel a augmenté de **4%** et celle des produits pétroliers de **8%**. Rappelons que courant le mois mai **2020**, le pays a débuté la première phases de déconfinement progressif.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré une quasi-stabilité : la part de la demande des produits pétroliers est de **47%** à fin octobre **2021** et le gaz naturel représente **53%**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin octobre **2021**, **un déficit de 3.8 Mtep** contre un déficit enregistré à fin octobre **2020** de **4.4 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la

consommation primaire, s'est situé à **53%** courant les dix premiers mois de **2021** contre **42%** courant les dix premiers mois de **2020**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **43%** contre **37%**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **14%** à fin octobre **2021** par rapport à fin octobre **2020**, cette baisse est due à l'amélioration des ressources d'énergie primaire.



Echanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin octobre			A fin octobre			A fin octobre		
	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)
EXPORTATIONS				1578	1985	26%	1257	2716	116%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	906	1168	29%	926,5	1195	29%	698	1617	132%
ETAP	626	545	-13%	639	557	-13%	500	762	52%
PARTENAIRES	280	623	122%	287	639	122%	198	855	333%
GPL Champs	35	43	24%	38	48	24%	27	66	141%
ETAP	21	27	28%	23	29	28%	15,4	41	166%
PARTENAIRES	14	17	18%	15	18	18%	11,8	25	109%
PRODUITS PETROLIERS	541	643	19%	544	646	19%	491	970	97%
Fuel oil (BTS)	350	414	18%	343	406	18%	321	561	74%
Virgin naphta	191	228	19%	202	241	19%	170	409	141%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁸⁾				69	96	40%	41	64	56%
IMPORTATIONS				6352	6644	5%	5271	6994	33%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	682	941	38%	697	961	38%	689	1453	111%
PRODUITS PETROLIERS	2849	3004	5%	2826	2944	4%	2794	4136	48%
GPL	378	381	1%	418	421	1%	434	661	52%
Gasoil ordinaire	894	888	-1%	918	912	-1%	1035	1392	35%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	293	313	7%	301	321	7%	326	528	62%
Jet ⁽⁶⁾	91	105	15%	95	109	15%	115	176	52%
Essence Sans Pb	550	504	-8%	575	527	-8%	657	961	46%
Fuel oil (HTS)	139	158	13%	136	154	13%	89	171	92%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	505	656	30%	385	500	30%	137	247	80%
GAZ NATUREL				2828	2738	-3%	1788	1405	-21%
Redevance totale ⁽²⁾				364	821	126%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				2464	1917	-22%	1788	1405	-21%

(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 retournée) 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

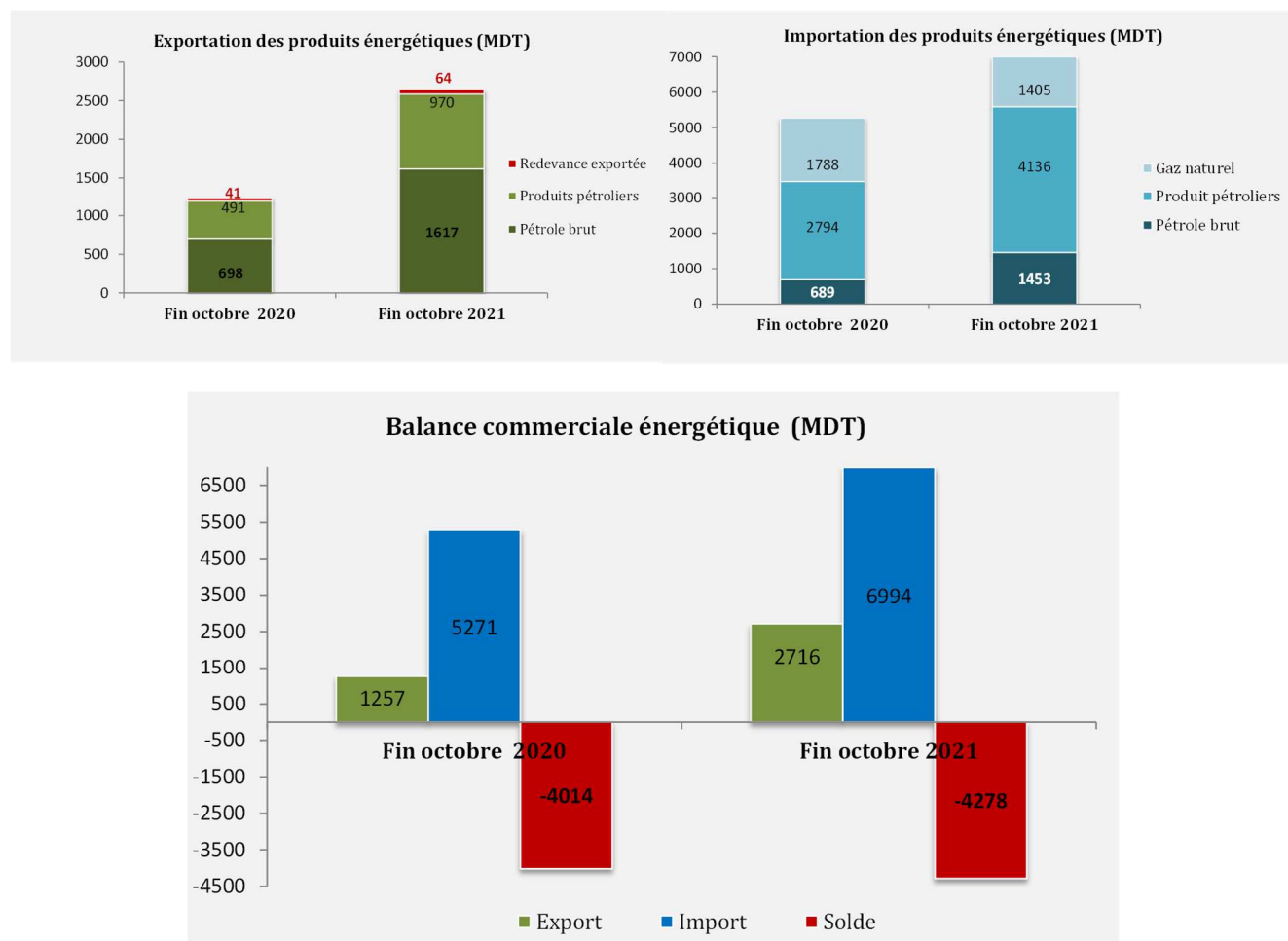
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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 du mois du juin au mois de septembre 2021 totalisant une quantité de 56,9 million de Cm³ et qui a été régularisé par deduction de la redevance réexportée

(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 **116%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **33%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **4014 MDT** durant les dix premiers mois de **2020** à **4278 MDT** durant les dix premiers mois de **2021**, soit une hausse de **7%** (en tenant compte de la redevance du gaz transitée exportée). A signaler que le déficit de la balance commerciale a enregistré cette augmentation pour la première fois depuis le début de l'année courant le mois de septembre.

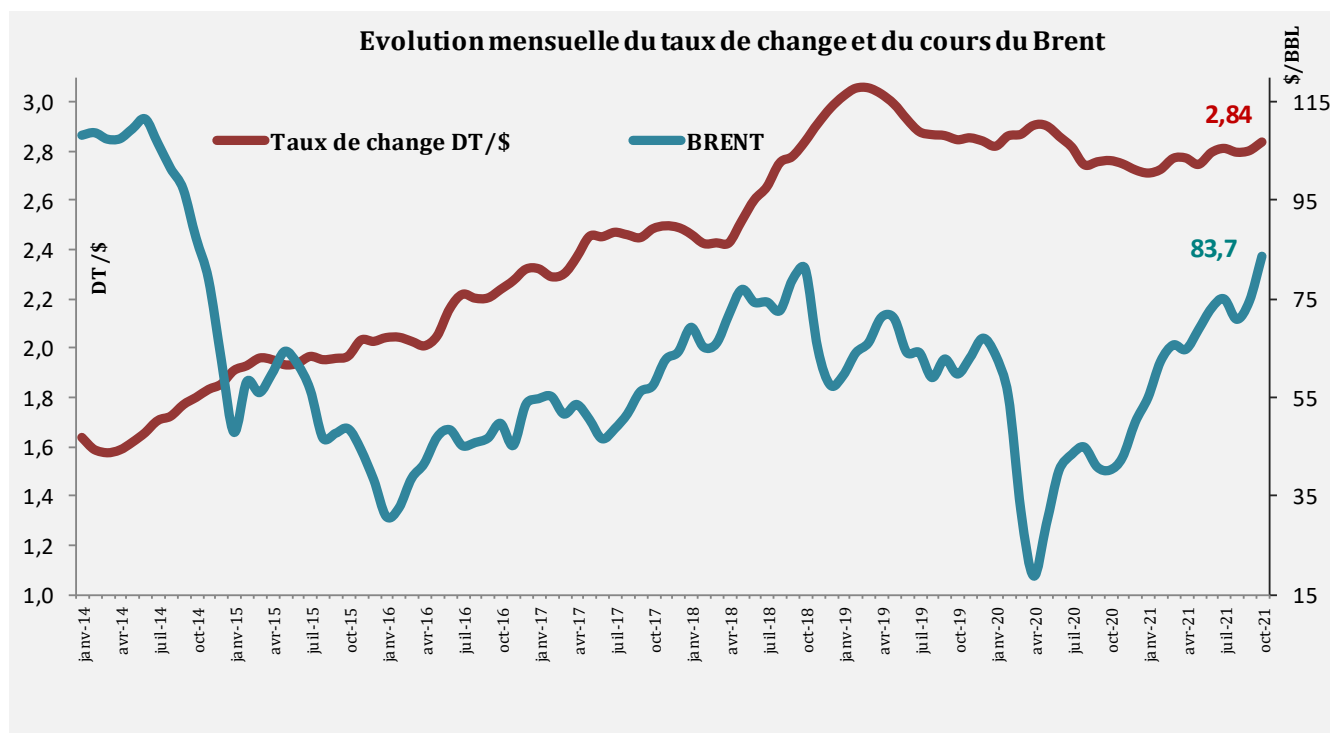


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les prix des produits pétroliers.

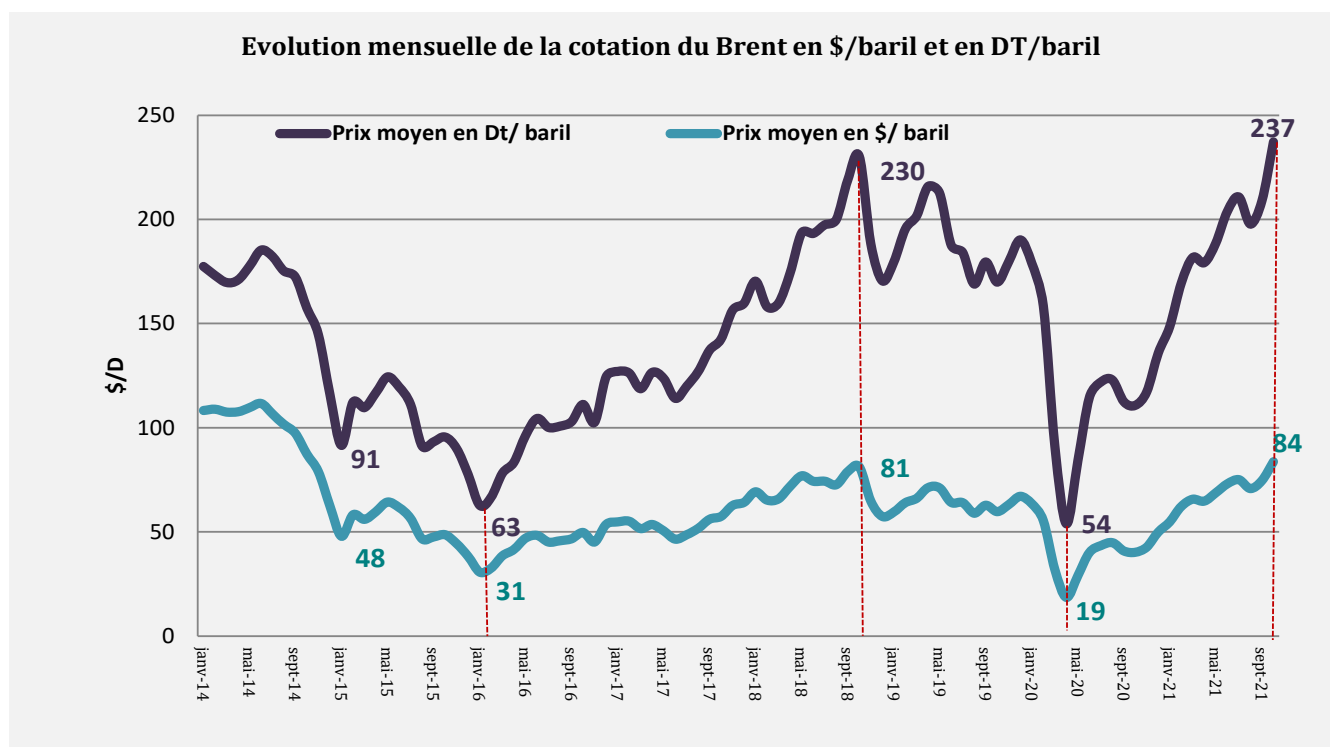
Le taux de change s'est amélioré **(+)**, le cours du Brent a augmenté **(---)** et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de **2%** (13% si on ne considère pas la redevance comme importation) **(+)** à fin octobre **2021** par rapport à fin octobre **2020**.

En effet, au cours des dix premiers mois de **2021**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **28.6\$/bbl : 69.3 \$/bbl** à fin octobre **2021** contre **40.8 \$/bbl** à fin octobre

2020. la cotation mensuelle du mois d'octobre s'est situé à **83.7**\$/bbl, enregistrant ainsi une hausse de **43.5** \$/bbl par rapport à octobre **2020** et une hausse de **9**\$/bbl par rapport au mois de septembre **2021**.



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

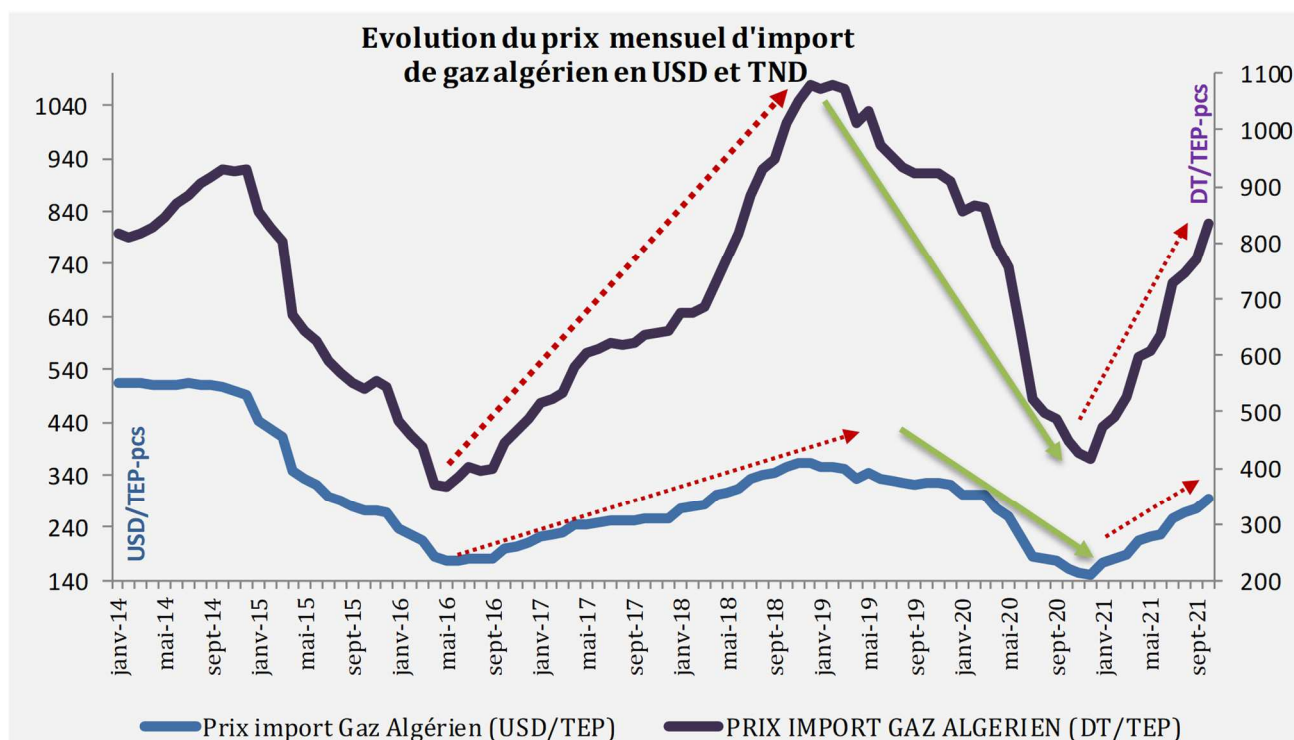


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin octobre **2020** et fin octobre **2021**, les cours moyens du Brent ont enregistré une augmentation de **70%** : **40.8 \$/bbl contre 69.3 \$/bbl** .

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **2%** entre fin octobre **2020** et fin octobre **2021**, 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 (dans l'ensemble). A signaler que courant le mois octobre **2021**, le dinar tunisien a enregistré une dépréciation de **3%**.

(-) L'augmentation du prix moyen du gaz algérien de **1%** en DT et de **3%** en \$ entre fin octobre **2020** et fin octobre **2021**.



La 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 produits : pétroles bruts , 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 en moyenne. La moyenne a dépassé celle de l'année dernière pour la première fois courant le mois d'août 2021.

(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **48%** en valeur.

(++) Hausse des quantités du pétrole brut exportées : en plus de l'augmentation de la production nationale, il y'a une baisse de la quantité vendu à la STIR. En effet, la STIR a raffiné **1339 kt** à fin octobre **2021** (dont **22%** brut local) contre **1075 kt** à fin octobre **2020** (dont **35%** brut local).

(+++) Baisse des achats du gaz algérien de **22%** en quantité et **21%** en valeur grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le transit du gaz algérien.

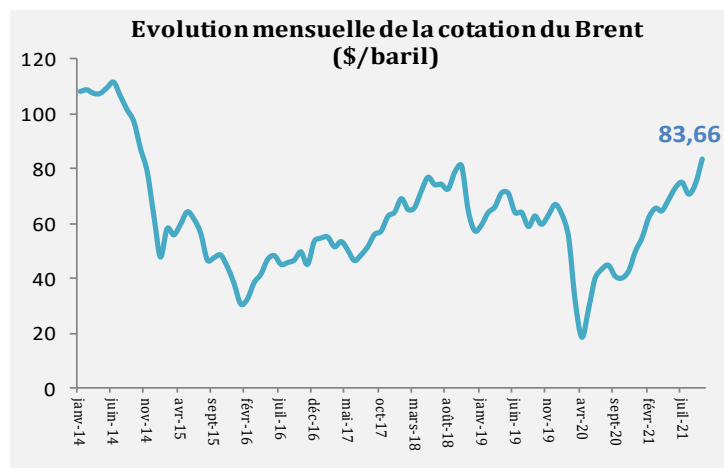
(++) Une hausse des exportations des produits pétroliers de **19%** en quantité et de **97%** en valeur.

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

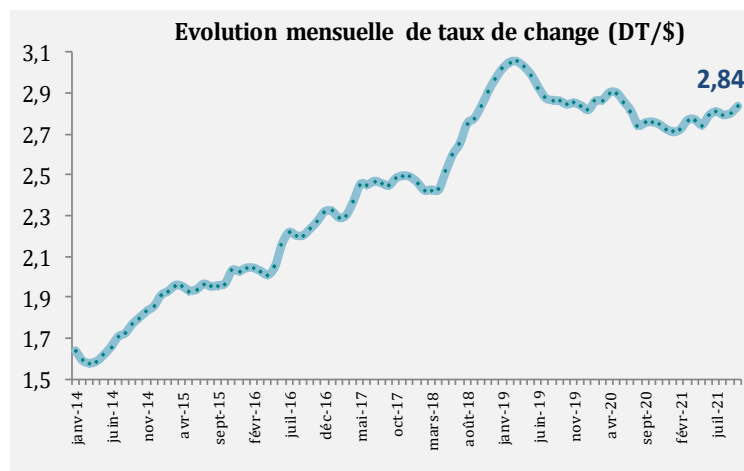
	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Janvier	59,5	63,5	54,8	-14%
Février	64,0	55,4	62,2	12%
Mars	66,1	31,8	65,6	106%
Avril	71,3	18,6	64,7	249%
Mai	71,1	28,98	68,8	137%
Juin	64,1	40,07	73,0	82%
Juillet	64,0	43,4	75,0	73%
Aout	59,0	44,8	70,8	58%
Septembre	62,8	40,8	74,6	83%
Octobre	59,7	40,2	83,7	108%
Novembre	63,02	42,7		
Décembre	67,02	49,9		
Prix annuel moyen	64,3	41,7		



2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Janvier	3,02	2,82	2,71	-4%
Février	3,05	2,86	2,72	-5%
Mars	3,05	2,87	2,77	-3%
Avril	3,03	2,90	2,77	-5%
Mai	2,99	2,90	2,74	-5%
Juin	2,93	2,86	2,79	-2%
Juillet	2,88	2,81	2,81	-0,2%
Aout	2,87	2,74	2,79	2%
Septembre	2,86	2,75	2,80	2%
Octobre	2,84	2,76	2,84	3%
Novembre	2,85	2,75		
Décembre	2,84	2,72		
Taux annuel moyen	2,93	2,81		



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

Pétrole Brut (1)	A fin octobre 2021	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	206	74
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	181,8	65,09

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Prix des Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin octobre 2021					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1470	1149	747	198	2095
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1322	1141	301	163	1605
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1426	1137	504	164	1805
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1087	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1736	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	22,57	2,782	0,970	3,948	7,7

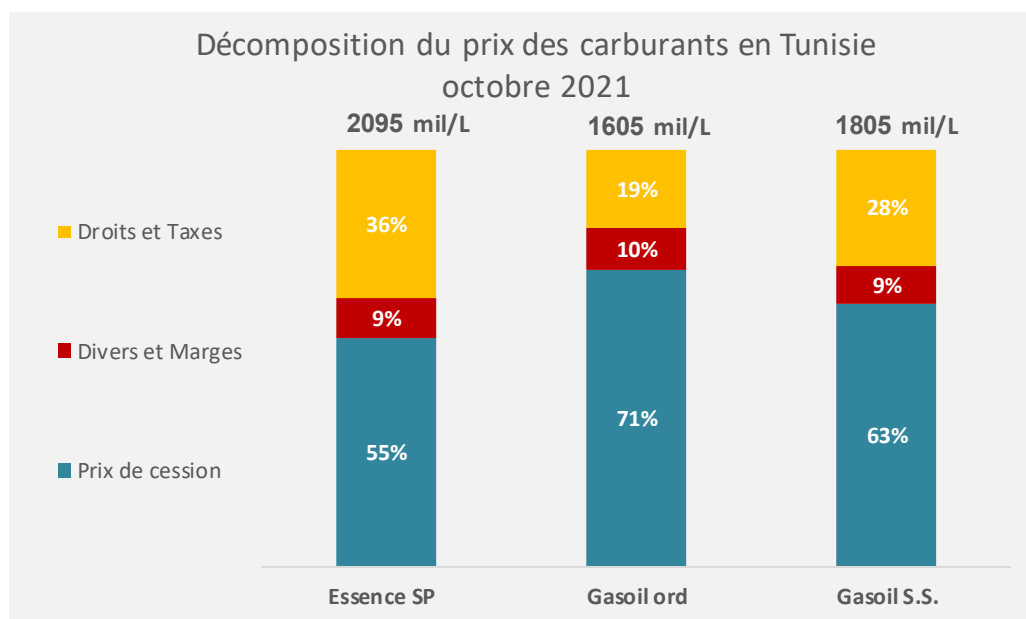
(1) Prix moyen pondéré

(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 20/04/2021

(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 2020 Fin oct- 2021
Prix d'importation Gaz Algérien	626 659
	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 Moyen	
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 d'hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2020	A fin octobre		Var (%)
		2020	2021	
El borma	183	150	184	23%
Ashtart	209	173	176	2%
Hasdrubal	131	111	78	-30%
Adam	87	74	100	35%
M.L.D	75	62	71	16%
El Hajeb/Guebiba	99	78	110	42%
Cherouq	61	51	64	25%
Miskar	70	59	55	-8%
Cercina	72	60	57	-5%
Barka	100	82	63	-23%
Franig/Bag/Tarfa	58	49	35	-29%
Ouedzar	46	37	47	25%
Gherib	47	39	28	-29%
Nawara	28	17	58	247%
Halk el Manzel	0	0	254	-
Autres	265	234	220	-6%
TOTAL pétrole (kt)	1 530	1 278	1 600	25%
TOTAL pétrole (ktep)	1 566	1 309	1 634	25%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 550	1 295	1 615	25%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 587	1 327	1 649	24%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	136	112	128	14%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	149	123	140	14%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 686	1 408	1 743	24%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 737	1 449	1 789	23%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1600 kt** à fin octobre **2021** enregistrant ainsi une hausse de **25%** par rapport à fin octobre **2020**. L'apport de Halk el Manzel qui vient d'entrer en production en janvier **2021** et de Nawara ont compensé la baisse de la production enregistrée dans plusieurs champs à savoir : Hasdrubal (**-30%**), Baraka (**-23%**), Franig/bag./Tarfa (**-29%**), Gherib (**-29%**), Cercina (**-5%**) et Miskar (**-8%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (**+247%**), El Hajeb/Guebiba (**+42%**), Adam (**+35%**), Ashtart (**+2%**) et M.L.D(**+16%**).

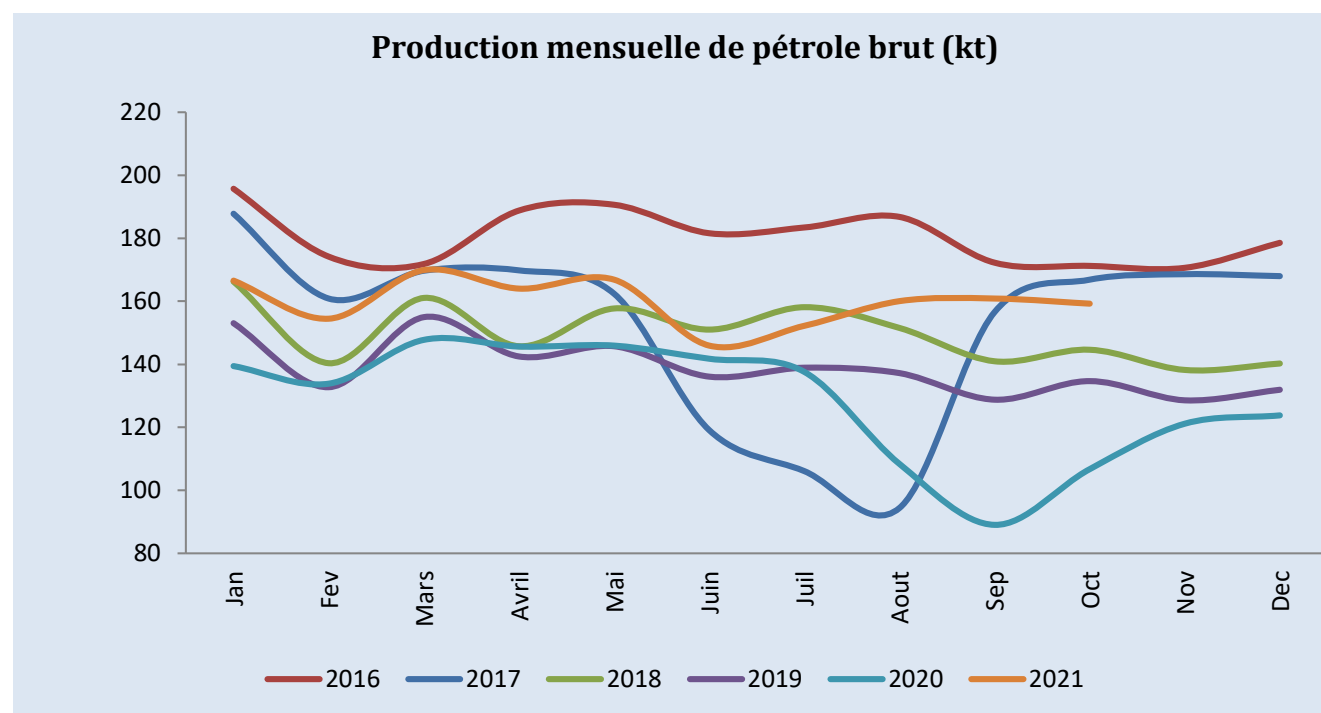
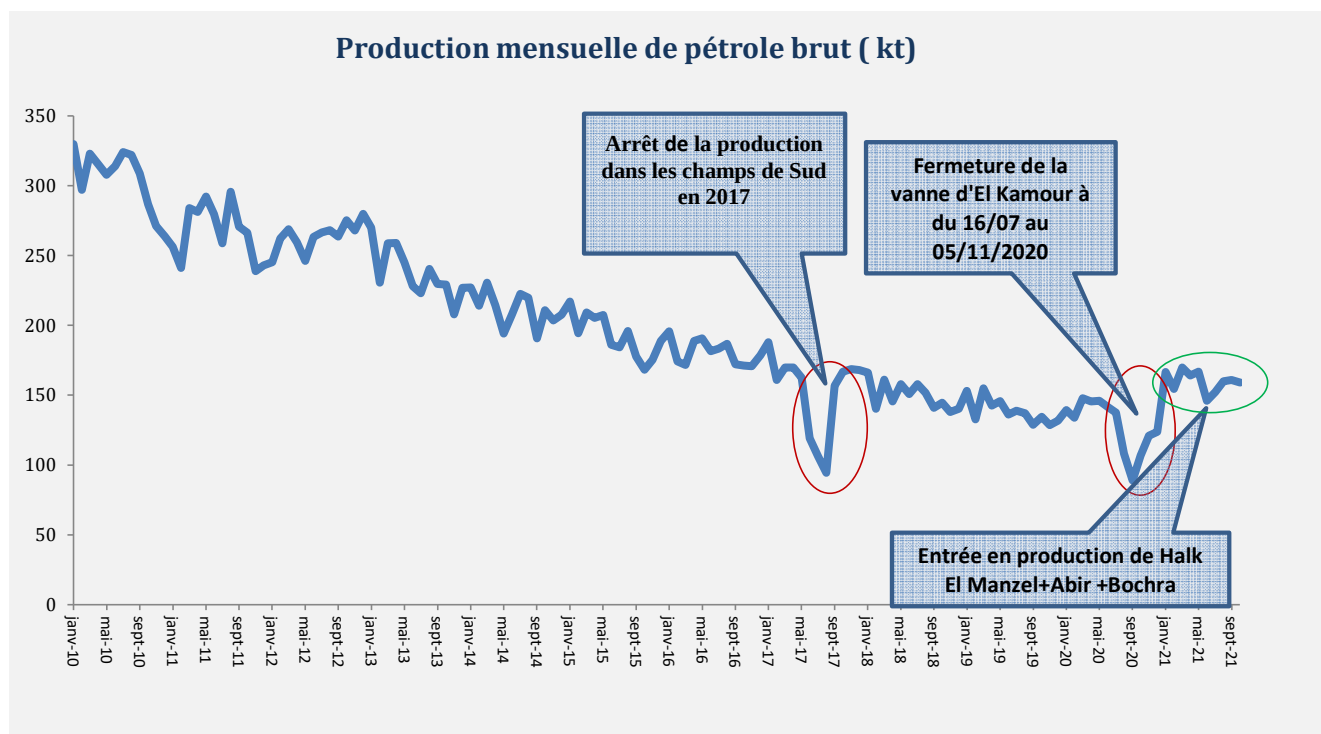
Il convient de noter :

- **Concession Miskar** : Arrêt programmé pour maintenance à partir du 16 octobre 2021.
- **Concession Sidi Marzoug** : Entrée en production le 07-10-2021, démarrage progressif jusqu'à atteindre un plateau de production d'environ 1500bbls/j
- **Concession El-Bibane** : Reprise de la production le 30-08-2021, après la réparation d'une panne technique.
- **Concession Robbana** : Arrêt planifié pour une opération de maintenance depuis le 28-08-2021.
- **Concession Hasdrubal** : Reprise de la production le 16/07/2021 après un arrêt du 14 juin au 15 juillet 2021 pour des opérations de maintenance. Ouverture du « Puit A1 » le 23/03/21, le puits a été fermé depuis 12/02/2021.
- **Concession Ghrib**: Reprise de la production le 28-03-2021 après un arrêt total de la production depuis le 15/01/2021 suite à des manifestations.
- **Concession Nawara**: Reprise de la production le 02-03-2021 après une maintenance planifiée qui a duré 01 jour. Arrêt total de la production à partir du 27 septembre 2021 et reprise progressive à partir du 3 octobre 2021.
- **Concession Abir**: Entrée en Production le 16-02-2021.
- **Concession Bochra** : Mise en production le 17-02-2021. Puits fermé depuis le 30/04/2021 en raison d'une panne de la turbine TG3 à la station STEG Gabes depuis le 29/04/2021. Reprise de la production le 16-08-2021.
- **Concession Halk El Menzel** : Mise en production le 07-01-2021. Lancement de la production du puits « **Helm 05** » le 03-08-2021 et du puits « **Helm 06** » le 16-09-2021.
- **Concession Djbel Grouz** : Fin des activités de maintenance et reprise de la production le 31-01-2021.
- **Concessions Douleb/Semama/Tamesmida**: Arrêt total de la production suite à l'envahissement du site de la production par des manifestants à partir du 11/12/2020.

Reprise progressive de la production le 15-02-2021, après avoir exclu les manifestants du site.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **32.6** mille barils/j à fin octobre **2020** à **40.3** mille barils/j à fin octobre **2021**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2021**.



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2020	A fin octobre				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 176	3 300	1 697	2 443	44%	-3%
Production nationale	1 646	2 338	1 333	1 622	22%	-3%
<i>Miskar</i>	522	1 141	439	398	-9%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	250	279	216	237	10%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	164	201	135	136	1%	-3%
<i>Hasdrubal</i>	353	413	303	199	-34%	-6%
<i>Maamoura et Baraka</i>	51	28	36	56	53%	6%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	121	277	99	100	2%	-9%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	185	0	105	496	373%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	530	962	364	821	126%	-1%
Achats	2 793	810	2 464	1 917	-22%	8%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 417	3666	1885	2715	44%	-3%
Production nationale	1 623	2597	1481	1802	22%	-3%
<i>Miskar</i>	580	1268	488	443	-9%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	278	310	240	263	10%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	183	223	150	152	1%	-3%
<i>Hasdrubal</i>	392	459	336	221	-34%	-6%
<i>Maamoura et Baraka</i>	56	31	40	62	53%	6%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	135	307	110	111	2%	-9%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	206	0	117	551	373%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	589	1069	404	912	126%	-1%
Achats	3 104	900	2738	2130	-22%	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

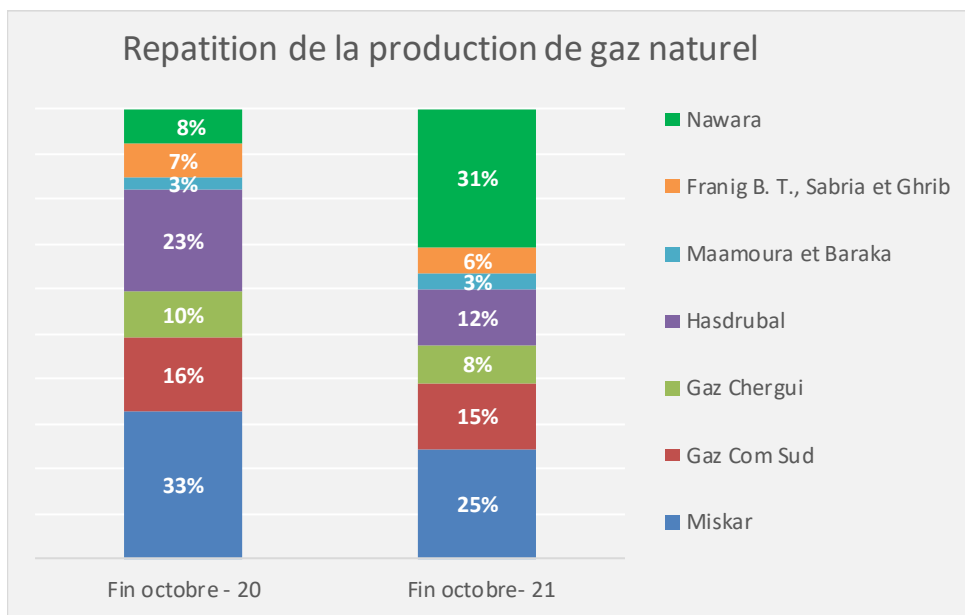
(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien du mois de juin au mois de septembre 2021 totalisant une quantité de 56,9 million de Cm³ et qui a été régularisé par deduction de la redevance reexportée

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **2443 ktep** à fin octobre **2021**, enregistrant ainsi une augmentation de **44%** par rapport à la même période de l'année précédente grâce à l'apport du champs Nawara qui a pu compenser la baisse de la

production dans les autres champs et l'augmentation de la redevance sur le transit du gaz algérien de **126%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **22%**.

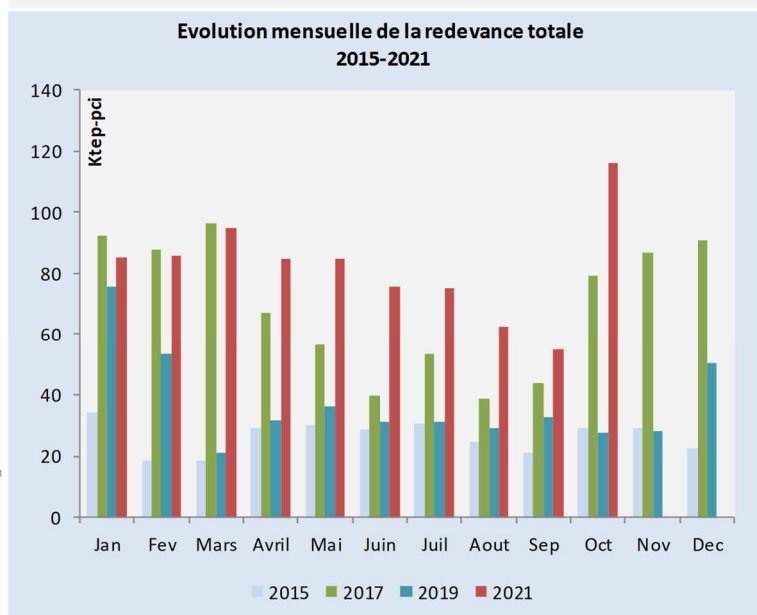
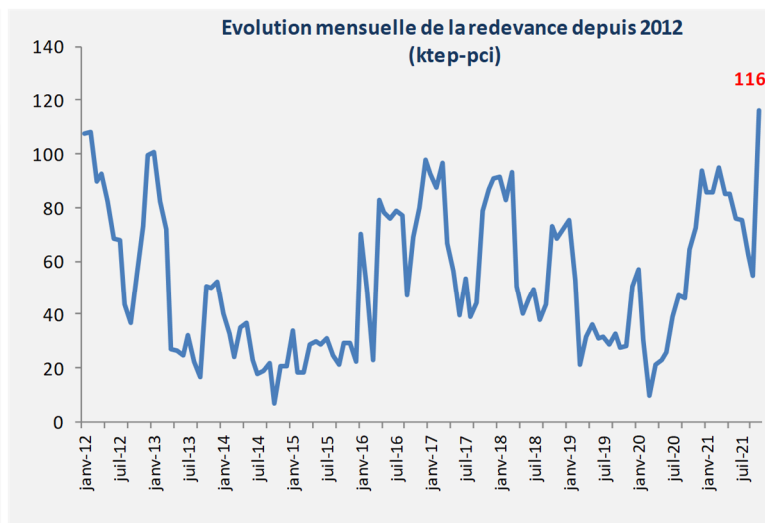
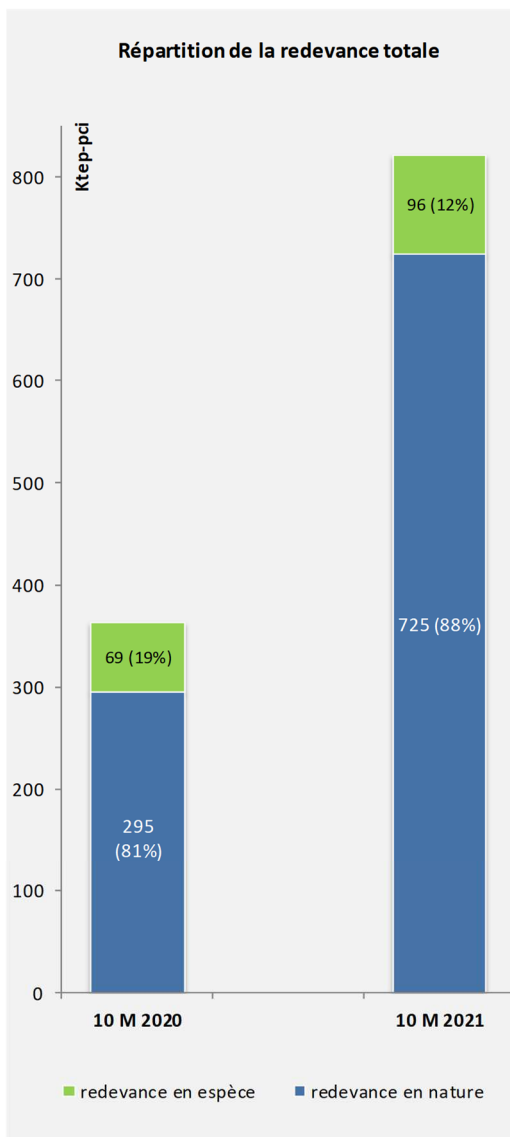
Il convient de noter :

- ✓ **Concession Nawara** : Ouverture des puits Ahlem-1, Ahlem-2 et Ritma-1 et augmentation de la production à **1.85 MM m³/j** en moyenne durant les dix premiers mois de **2021**. La production de Nawara a représenté **31%** de la production nationale du gaz commercial sec à fin octobre **2021**, elle a couvert **12%** de la demande totale de gaz naturel et a réduit de **21%** les achats de gaz algérien ainsi que le déficit du bilan d'énergie primaire de **13%**.

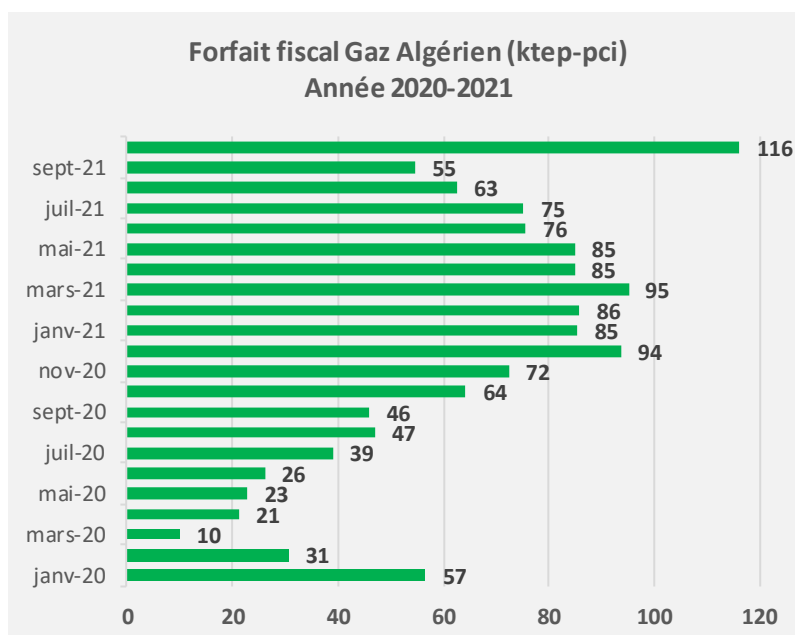


- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **34%**. Reprise du "**Puit A1**" le 23/03/2021. Fermeture de tous les puits pour un entretien du 14/06/2021 au 15/07/2021.
- ✓ **Miskar** : baisse de la production de **9%**. Arrêt total le 16-10-2021 jusqu'au 07-11-2021.
- ✓ **Gaz commercial du Sud** : hausse de la production de **10%**.
- ✓ **Maamoura et Baraka** : hausse de la production de **53%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**126%**) à fin octobre **2021** par rapport à fin octobre **2020**.

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 (**88%**).



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 en 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 de juillet **2020**.

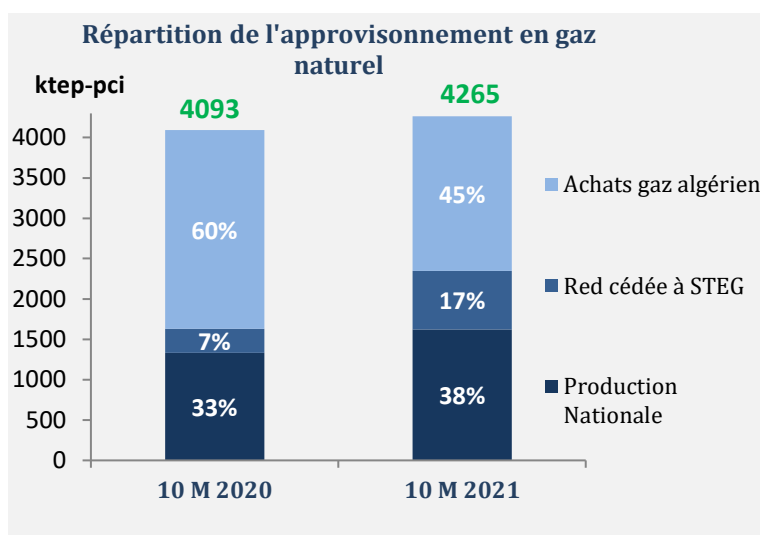


Les importations de gaz naturel :

Les achats de gaz algérien ont baissé de **22%**, entre fin octobre **2020** et fin octobre **2021**, pour se situer à **1917 ktep** et ceci grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le passage du gaz algérien, et ceci, malgré la hausse de la demande.

L'approvisionnement national en gaz naturel a augmenté de **4%** entre fin octobre **2020** et fin octobre **2021** pour se situer à **4265 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Hausse de la part du gaz national, dans l'approvisionnement national en gaz, de **33%** à **38%**.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **7%** à **17%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **60%** à **45%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin octobre			Remarques
	2020 (a)	2021 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	22	24	8%	
Essence Sans Pb	51	59	14%	
Petrole Lampant	20	16	-21%	
Gasoil ordinaire	416	560	35%	
Fuel oil BTS	371	438	18%	
Virgin Naphta	193	240	25%	
White Spirit	5	7	45%	
Total production STIR	1078	1343	25%	
Taux couverture STIR (1)	31%	37%	18%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	15%	18%	22%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	266	304	14%	
Jours de fonctionnement du Platforming	133	157	18%	Unité en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021. Unité en arrêt du 27/05 au 10/10/21.

2 Consommation d'hydrocarbures

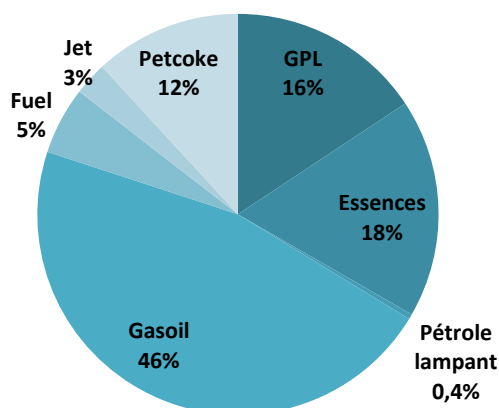
II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2020	A fin octobre			Var (%)	TCAM(%)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	660	429,4	541	545	1%	2%
Essences	732	415,9	609	652	7%	4%
Essence Super	0	1,9	0	0	-	-
Essence Sans Pb	719	414,0	598	640	7%	4%
Essence premium	13	0,0	11	11	0%	-
Pétrole lampant	18,4	52,2	13,9	12,7	-9%	-12%
Gasoil	1958	1571,9	1597	1760	10%	1%
Gasoil ordinaire	1619	1481,1	1320	1424	8%	0%
Gasoil SS	333	90,8	272	331	21%	12%
Gasoil premium	6	0,0	5,1	5,5	6%	-
Fuel	229	307,7	187	188	0%	-4%
STEG & STIR	26	5,5	24	27	12%	16%
Hors (STEG & STIR)	203	302,2	163	161	-1%	-6%
Fuel gaz(STIR)	7	2,2	6	7	-	11%
Jet	106	220,9	93	110	18%	-6%
Coke de pétrole	516	274,4	408	470	15%	5%
Total	4227	3275	3455	3744	8%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4193	3267	3425	3710	8%	1%

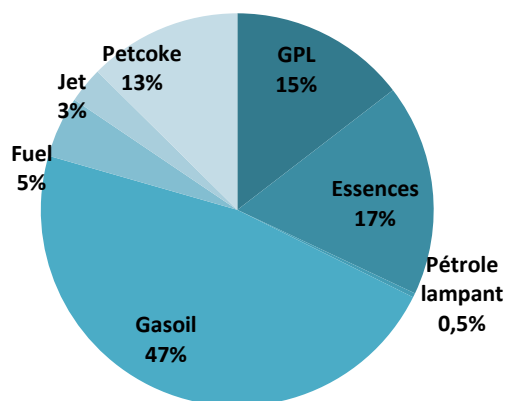
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre les dix premiers mois de **2020** et les dix premiers mois de **2021**, une hausse de **8%** pour se situer à **3744** ktep. Cette hausse est due principalement aux mesures de confinement général prises par le Gouvernement l'année dernière. Ainsi nous avons noté une augmentation de la demande des essences de **7%** et du gasoil de **10%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin octobre **2020** et fin octobre **2021** à l'exception de quelques produits notamment le GPL dont la part est passée de **16%** à **15%**.

A fin oct. 2020



A fin oct. 2021

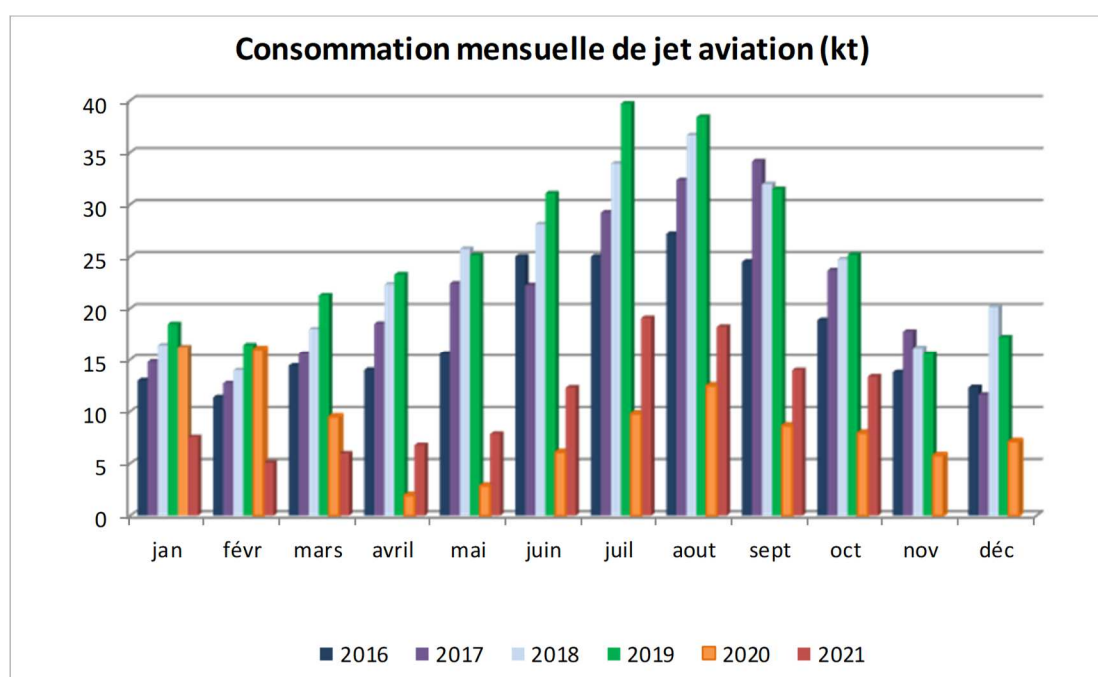


La consommation de carburants routiers a augmenté, à fin octobre **2021**, de **9%** par rapport à fin octobre **2020**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

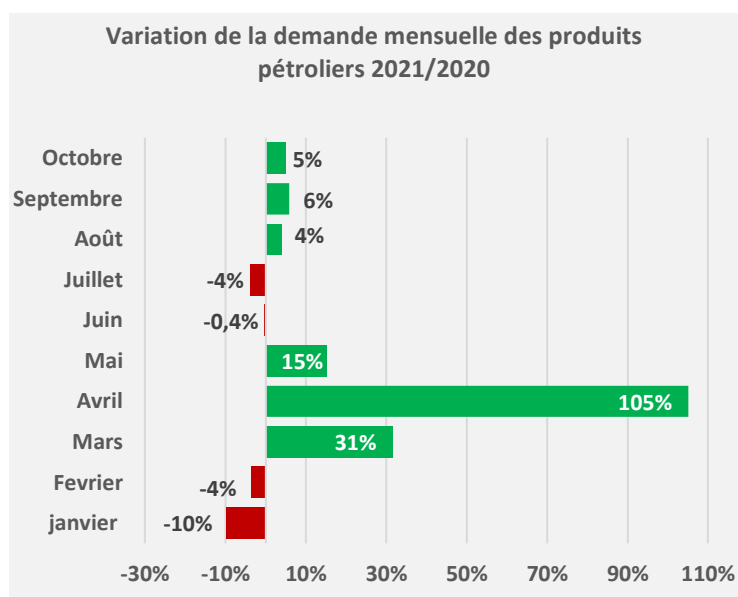
La consommation de GPL a augmenté de **1%** entre fin octobre **2021** et fin octobre **2020**, par contre, le pétrole lampant a diminué de **9%** durant la même période.

La consommation de coke de pétrole a augmenté entre les dix premiers mois de **2020** et les dix premiers mois de **2021** de **15%** (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 augmentation de **18%** à fin octobre **2021** par rapport à la même période de l'année précédente après plusieurs mois de baisse à cause du ralentissement des activités de secteur du transport aérien qui subissent de plein fouet les répercussions de la pandémie de la COVID-19. A partir du mois d'avril **2021**, une petite reprise a été observée et qui progresse au fil des mois comme le montre la figure suivante :

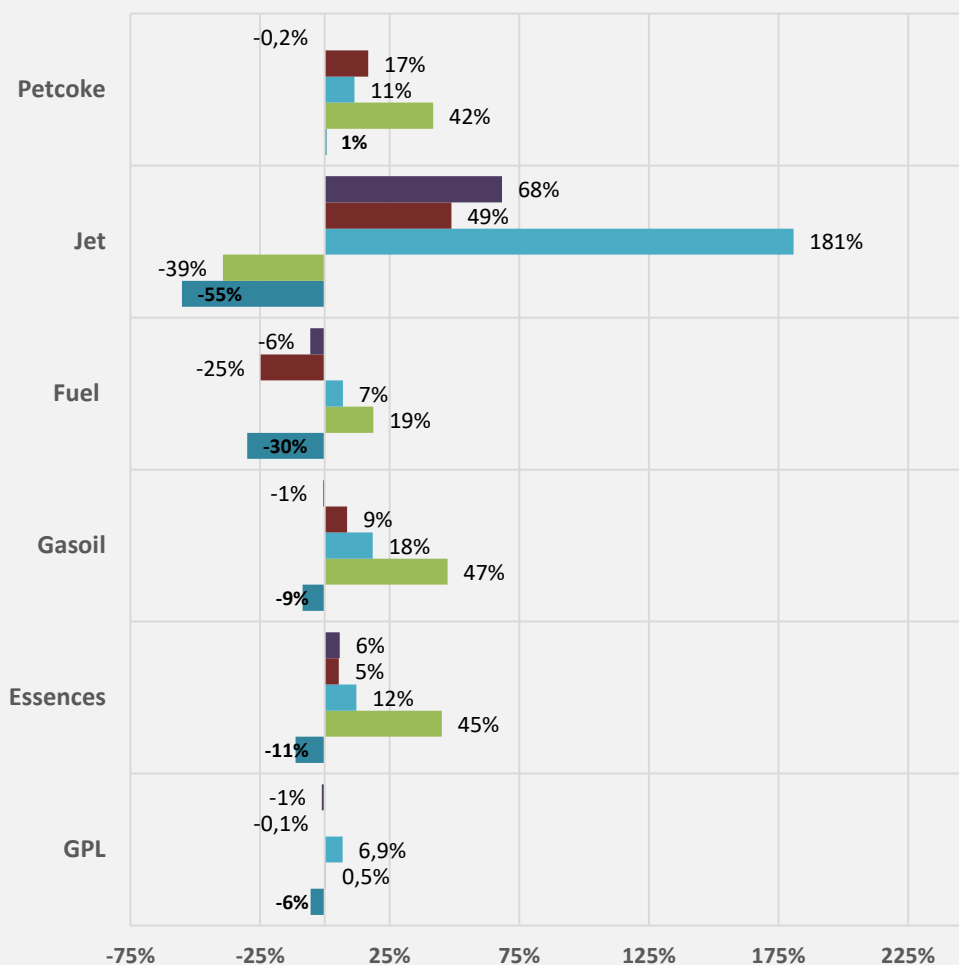


A signaler que la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une baisse courant les mois de janvier et février **2021**. Par contre, courant les mois de mars-avril-mai **2021**, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une hausse importante. Courant les mois du juin et juillet 2021, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré de nouveau une baisse pour répartir juste après à la hausse courant les mois d'août, de septembre et octobre **2021**, sachant qu'à partir du mois de mars **2020**, un confinement général a été entamé le **22** du mois engendrant une chute brutale de la consommation de l'énergie.



Courant le mois du janvier **2021**, la plupart des produits ont enregistré une évolution négative à l'instar des essences : **-11%**, le gasoil : **-9%**, le GPL : **-6%**, le Jet : **-55%** à cause des mesures prises par le Gouvernement pour contenir la 2^{ème} vague de la pandémie. Cette baisse s'est poursuivie en février **2021** mais à un degré moindre. Par contre, courant le mois d'avril et mai **2021**, tous les produits ont enregistré une évolution positive. Courant juin **2021**, plusieurs produits ont enregistré de nouveau une évolution négative à l'instar des essences : **-7%**, le fuel : **-1%**, le coke de pétrole : **-14%**. Pour le mois de juillet **2021**, une évolution négative est observée pour les produits : Petcoke : **-25%**, le gasoil : **-2%**, l'essence : **-14%** et GPL : **-3%**. Par contre le Jet et le fuel ont enregistré une évolution positive courant juillet **2021** respective de **88%** et **35%**. Pour le mois d'août **2021**, la plupart des produits ont enregistré une évolution positive sauf le fuel qui a diminué de **25%** et le GPL qui a enregistré une quasi stabilité. Courant octobre 2021, la plupart des produits pétroliers ont enregistré une baisse sauf le l'essence et le jet qui ont enregistré respectivement une hausse de **6%** et de **68%**

Variation de la demande mensuelle des produits pétroliers 2021/2020



	GPL	Essences	Gasoil	Fuel	Jet	Petcoke
■ Octobre	-1%	6%	-1%	-6%	68%	-0,2%
■ Août	-0,1%	5%	9%	-25%	49%	17%
■ Mai	6,9%	12%	18%	7%	181%	11%
■ Mars	0,5%	45%	47%	19%	-39%	42%
■ janvier	-6%	-11%	-9%	-30%	-55%	1%

II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

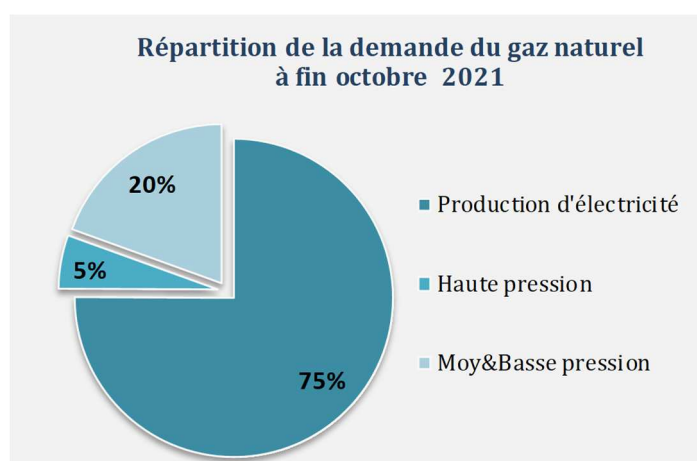
	Réalisé 2020	A fin octobre				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
DEMANDE	4 842	3 663	4 089	4 255	4%	1%
Production d'électricité	3 680	2 710	3 156	3 194	1%	2%
Hors prod élec	1 162	953	933	1 061	14%	1%
Haute pression	231	316	191	232	21%	-3%
Moy&Basse pression	931	637	742	829	12%	2%
DEMANDE	5 380	4 070	4 543	4 728	4%	1%
Production d'électricité	4 089	3 011	3 506	3 549	1%	2%
Hors prod élec	1 291	1 059	1 037	1 178	14%	1%
Haute pression	257	351	212	258	21%	-3%
Moy&Basse pression	1 034	708	824	921	12%	2%

Unité : ktep-pci

La demande totale en gaz naturel a enregistré une augmentation de **4%** entre fin octobre **2020** et fin octobre **2021** pour se situer à **4255 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère hausse de **1%**, celle pour la consommation finale a augmenté de **14%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**75%** de la demande totale à fin octobre **2021**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **97%**.

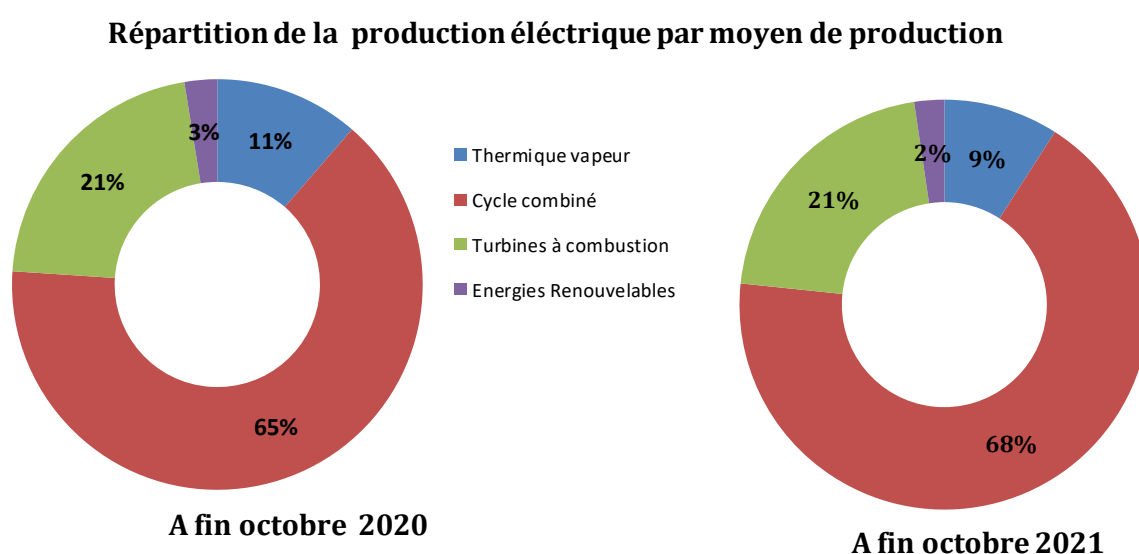
Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande en gaz naturel a connu une importante augmentation de **14%** pour se situer à **1061 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **12%** et celle des clients haute pression de **21%** durant les dix premiers mois de **2021** par rapport à la même période de **2020**.



La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **1%** entre fin octobre **2020** et fin octobre **2021** pour se situer à **214 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **2%** durant les dix premiers mois de **2021**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une augmentation de **1%** seulement.

En effet, nous avons noté une augmentation à **68%** de la part des cycles combinés dans la production électrique à fin octobre **2021** contre **65%** en à fin octobre **2020**.



3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	Octobre		A fin octobre	
		2020	2021	2020	2021
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	1	4
Nb total des permis	24	24	20	24	20
Nb de forages explo.	1	0	0	1	0
Nb forages développ.	4	0	0	4	2
Nb de découvertes	3	1	0	3	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin octobre **2021**, est de **20** dont **12** permis de recherche et **8** permis de prospection. Le nombre total de concessions est de **58** dont **45** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **33** de ces concessions en production et directement dans **3**.

Il convient de signaler :

- L'arrivée à échéance du permis de recherche « **Amilcar** » en février 2021.
- La renonciation au permis de recherche « **Kaboudia** » en juin 2021.
- L'annulation de deux permis de recherche « **Jenein Centre** » et « **Sud Remeda** » en juin 2021.
- L'attribution de deux nouvelles concessions d'exploitation d'hydrocarbures « **Sidi Marzoug** » et « **Shalabia** » en septembre 2021.

Exploration

Acquisition sismique à fin octobre 2021

- Pas de nouvelle opération d'acquisition en **2021**.

Forage d'exploration à fin octobre 2021

- Pas de nouvelle opération de forage des puits d'exploration en **2021**.

- Test du puits « Ash 49 » sur la concession Ashtart du **28 mars au 20 avril 2021**, ledit puits a été foré en **1992**, le test a montré des indices encourageants d'huile avec des estimations préliminaires de l'ordre de **300 bbls/j**.
- Ré-complétion et test du niveau Ordovicien du puits Amani-1 du 19/08/2021 au 26/10/2021.

Développement

Forage de deux (02) nouveaux puits de développement à fin octobre 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	KRD SW-2Bis	Debbech	14/05/2021	3872 m	Fin des opérations de forage le 20/07/2021. Mise en production le 14/08/2021.
02	Tarfa-5	Tarfa	19/09/2021	2521 m	Forage en cours

Poursuite de forage de trois puits de développement entamé en 2018 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur (km)	Résultats
01	HEM 07H	Halk El Manzel	16/06/2018	1055	Fin des opérations de forage. Mise en production le 07/01/2021.
02	HEM 06H	Halk El Manzel	23/06/2018	1341	Reprise des opérations de forage le 18/08/2021 Mise en production le 16/09/2021
03	HEM 05H	Halk El Manzel	30/07/2018	1500	Reprise des opérations de forage le 30/06/2021 Mise en production le 13/08/2021

- Activité de forage suspendue pour les 3 puits « HEM 07H », « HEM 06H » et « HEM 05H » sur la concession Halk El Menzel (entamés en **2018**). A signaler que la loi portant approbation de la convention et ses annexes relative à la concession d'exploitation de Halk el Menzel a été publiée au JORT (loi n° 2019-74 du 14 août 2019). **Reprise des opérations de forages**, le 6 octobre **2020**, pour la mise en production en **2021**.

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2020	A fin octobre				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16163	9 823	13 754	14268	4%	3%
FUEL + GASOIL	20	3	20	0,39	-98%	-18%
GAZ NATUREL	15631	9660	13303	13866	4%	3%
HYDRAULIQUE	46	46	41	27	-36%	-5%
EOLIENNE	465	113,4	389	366	-6%	11%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0,20	9	4525%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3415	2657	2900	2725	-6%	0,2%
ACHAT TIERS	164	66	134	132	-1,0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19742	12 545	16 787	17 126	2%	3%
Echanges	-5	20	0	35	-	5%
Achat Sonelgaz (Algérie)	54	0	54	864	-	-
Ventes Gecol (Libye)	649	0	648	61	-91%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	19142	12536	16194	17964	11%	3%

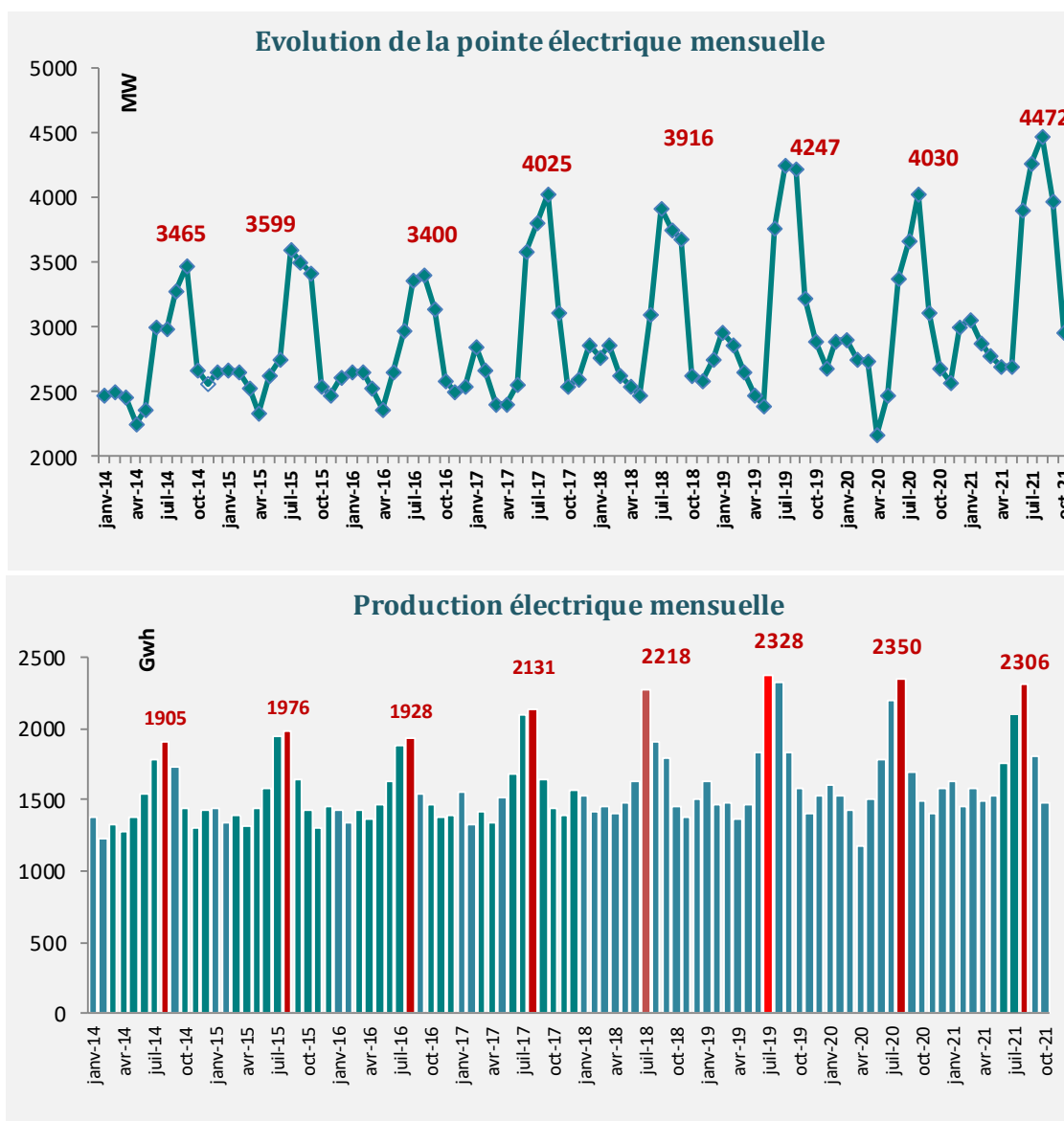
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

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

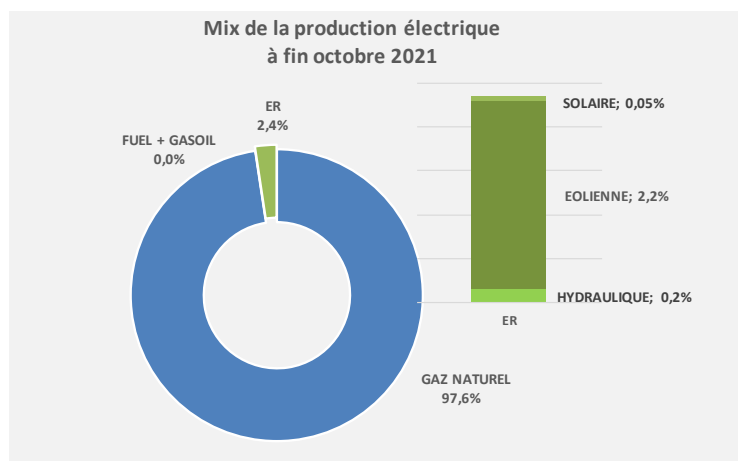
La production totale d'électricité a enregistré, à fin octobre **2021**, une hausse de **2%** pour se situer à **17126 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **16787 GWh** à fin octobre **2020**. L'électricité destinée au marché local a enregistré, par contre, une augmentation de **11%**, ceci est dû à l'augmentation des importations et la baisse des exportations d'électricité pour couvrir la demande du marché local.

La pointe a enregistré une hausse de **11%** pour se situer à **4472 MW** à fin octobre **2021** contre **4030 MW** à fin octobre **2020**. Ce nouveau record (**4472 MW**) a été enregistré le **11 aout 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 **83%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une hausse de **2.4%**. 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 à fin octobre **2021**.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

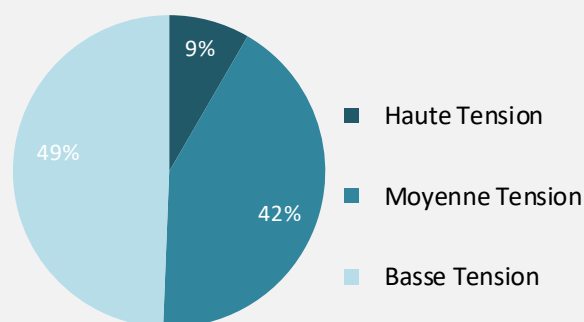
	Réalisé 2020	A fin octobre				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1178	1072	945	1133	20%	0,5%
Moyenne tension	6359	5101	5337	5706	7%	1%
Basse tension	7835	4630	6420	6671	4%	3%
TOTAL VENTES **	15372	10 803	12 702	13 510	6%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **6%** entre fin octobre **2020** et fin octobre **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **20%**, pour celles des clients de la moyenne tension, elles ont enregistré une augmentation de **7%**.

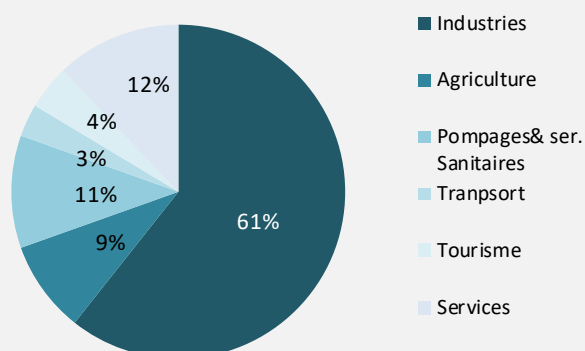
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

**Répartition des ventes d'électricité
à fin octobre 2021**



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **61%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin octobre **2021**.

**Répartition de la consommation par secteur pour les
clients HT&MT à fin octobre 2021**



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin octobre 2021

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 et entrée en Vigueur prévue à fin 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 + deux projets de (10 +1MW) 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	124 MW environ installés
		MT/HT	242 autorisations octroyées pour une puissance totale de 45MW + 13 projets dont les autorisations en cours de publication au JORT de 2 MW au total.
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 99%. Mise en production prévue en janvier 2022
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 92%. Mise en production prévue en janvier 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.

Date de la publication : 16/12/2021

Mise à jour : 14/01/2022