

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, septembre 2021





Conjoncture énergétique

SOMMAIRE

I- Bilan et Economie d'Énergie

1- Bilan d'énergie primaire

2- Echanges Commerciaux

3- Prix de l'Énergie

II- Hydrocarbures

1- Production d'hydrocarbures

2- Consommation d'hydrocarbures

3- Exploration et Développement

III- Électricité et Énergies Renouvelables

1- Électricité

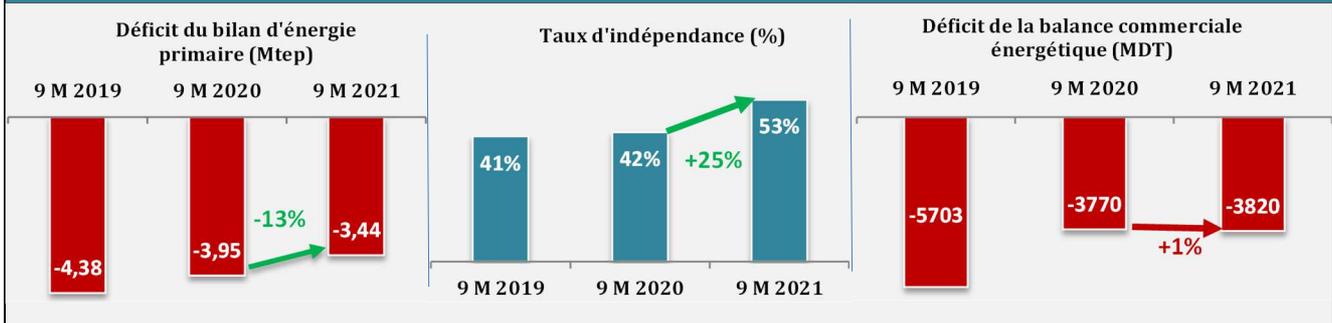
2- Énergies Renouvelables



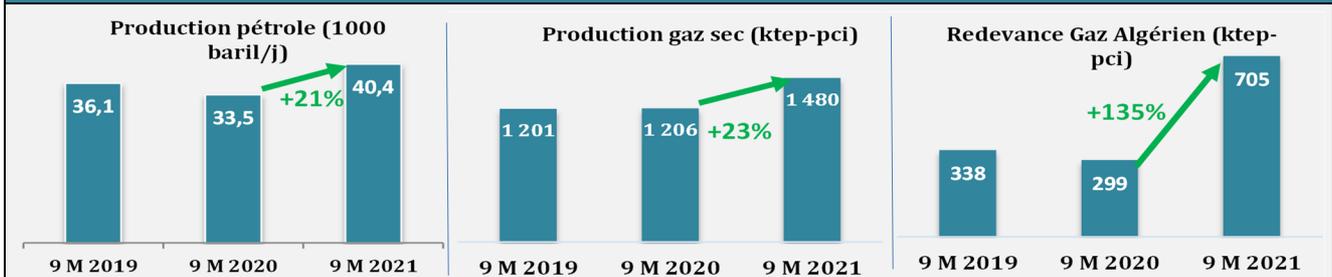
Date de la publication : 9/11/2021

Faits marquants des neuf premiers mois de 2021

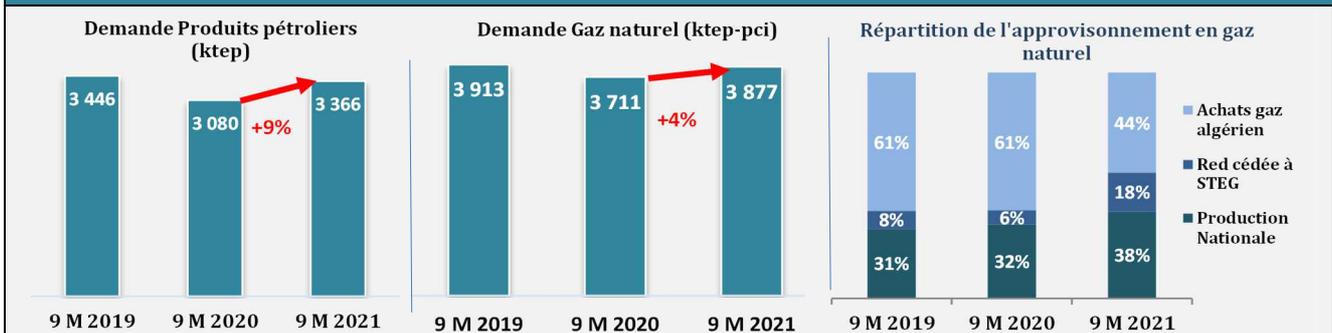
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



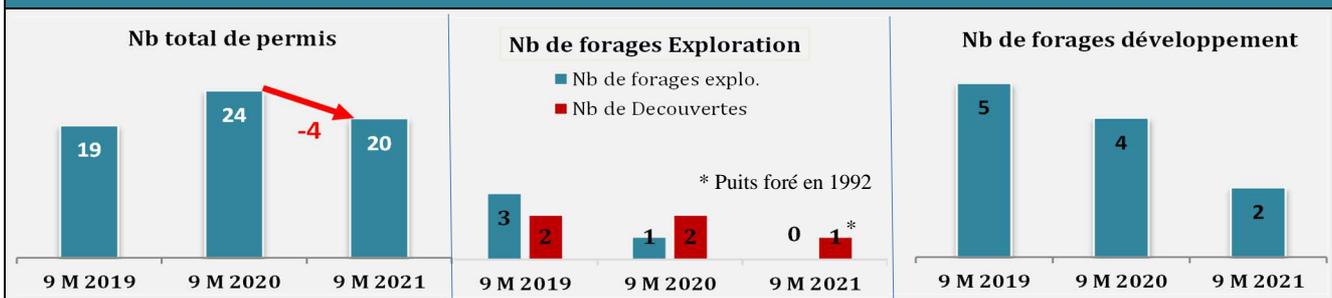
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



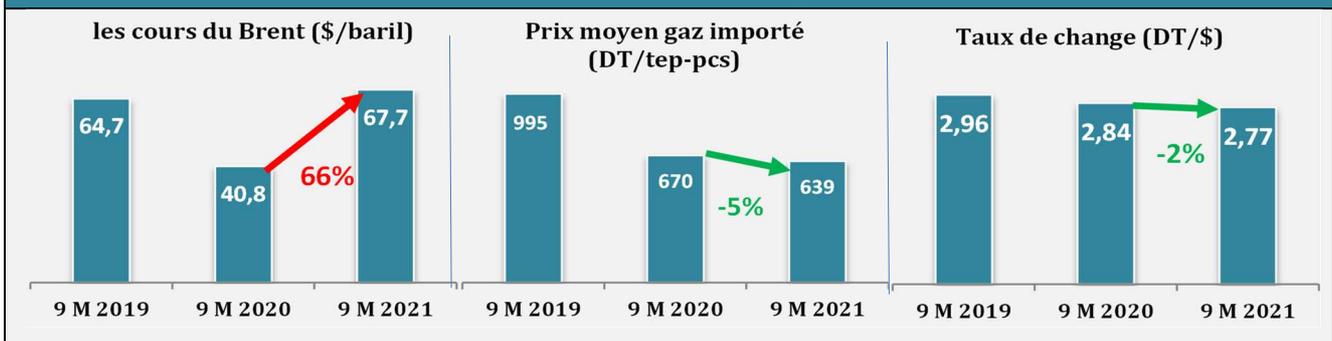
Demande en hydrocarbures



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 septembre				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3956	6111	2874	3832	33%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1587	2939	1223	1487	22%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	149	152,7	112	129	15%	-2%
Gaz naturel	2176	3007	1505	2184	45%	-3%
<i>Production</i>	1646	2141	1206	1480	23%	-3%
<i>Redevance</i>	530	866	299	705	135%	-2%
Elec primaire	44	13	33	32	-4%	9%
DEMANDE	9113	6244	6823	7276	7%	1%
Produits pétroliers	4227	2931	3080	3366	9%	1%
Gaz naturel	4842	3300	3711	3877	4%	1%
Elec primaire	44	13	33	32	-4%	9%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5156	-132	-3950	-3443		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5686	-999	-4249	-4148		

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 de 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

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

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

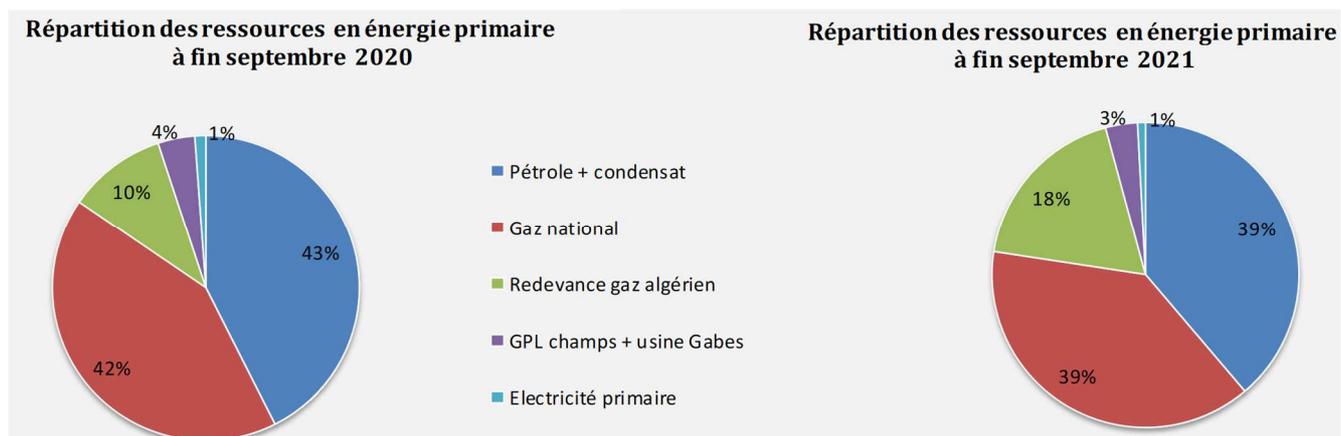
(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

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

Les ressources en énergie primaire se sont situées à **3.8 Mtep** à fin septembre **2021**, enregistrant une hausse par rapport à la même période de l'année précédente de **33%**. Cette hausse est due à l'augmentation de la production nationale du pétrole, du gaz et aussi de la redevance du passage

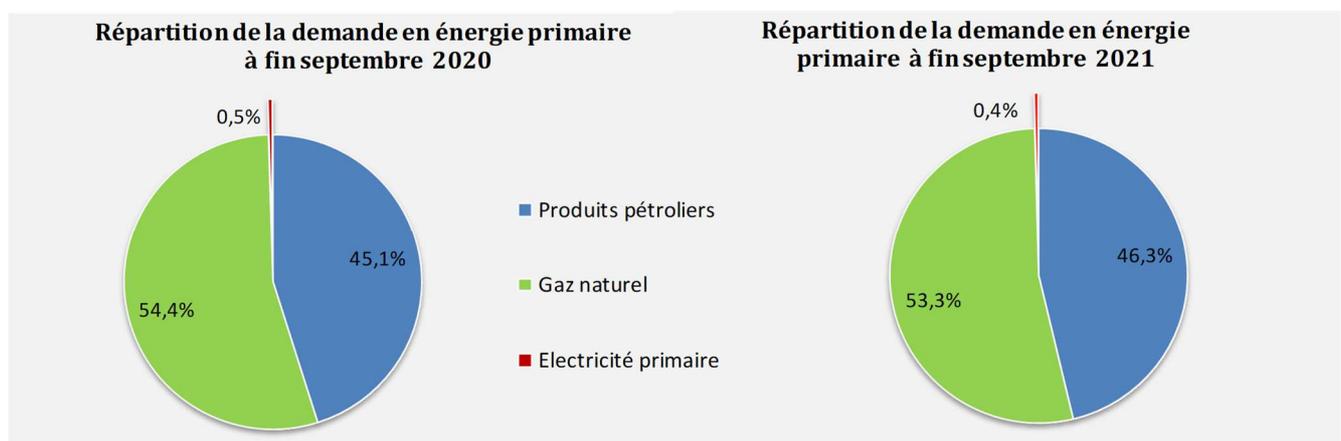
du gaz algérien qui a enregistré une hausse de **135%** durant les neuf premiers mois de **2021** par rapport à la même période de l'année précédente.

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 **10%** à **18%**. 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 **7%** entre les neuf premiers mois de **2020** et les neuf premiers mois de **2021** pour passer de **6.8 Mtep** à **7.3 Mtep** : la demande de gaz naturel a augmenté de **4%** et celle des produits pétroliers de **9%**. 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 un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passé de **45%** à fin septembre **2020** à **46%** à fin septembre **2021**. Le gaz naturel qui représente **54%** à fin septembre **2020**, a enregistré légère diminution à **53%** à fin septembre **2021**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin septembre **2021**, **un déficit de 3.4 Mtep** contre un déficit enregistré à fin septembre **2020** de **3.9 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 neuf premiers mois de **2021** contre **42%** courant les neuf premiers mois de **2020**.

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

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **13%** à fin septembre **2021** par rapport à fin septembre **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 septembre			A fin septembre			A fin septembre		
	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)
EXPORTATIONS				1358	1719	27%	1077	2334	117%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	745	1064	43%	762,3	1089	43%	562	1439	156%
ETAP	468	523	12%	478	534	12%	380	723	90%
PARTENAIRES	277	541	95%	284	555	95%	182	716	294%
GPL Champs	30	41	35%	34	45	35%	26	65	152%
ETAP	18	24	35%	20	27	35%	15,4	40	161%
PARTENAIRES	12	17	34%	14	18	34%	10,4	25	139%
PRODUITS PETROLIERS	497	565	14%	499	567	14%	451	819	82%
Fuel oil (BTS)	324	384	19%	317	376	19%	300	511	70%
Virgin naphta	173	181	5%	182	191	5%	151	308	104%
REDEVANCE GAZ EXPORTÉ⁽⁸⁾				63	18	-71%	39	11	-73%
IMPORTATIONS				5735	5987	4%	4847	6154	27%
PETROLE BRUT⁽³⁾	619	878	42%	633	898	42%	630	1335	112%
PRODUITS PETROLIERS	2549	2727	7%	2527	2665	5%	2522	3597	43%
GPL	335	342	2%	370	378	2%	379	564	49%
Gasoil ordinaire	804	827	3%	826	850	3%	949	1265	33%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	267	250	-6%	274	257	-6%	301	394	31%
Jet ⁽⁶⁾	80	93	16%	83	96	16%	104	152	46%
Essence Sans Pb	490	446	-9%	512	466	-9%	590	830	41%
Fuel oil (HTS)	118	148	25%	116	145	25%	75	158	110%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	455	622	37%	347	474	37%	123	234	90%
GAZ NATUREL				2575	2425	-6%	1694	1222	-28%
Redevance totale ⁽²⁾				299	705	135%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				2276	1720	-24%	1694	1222	-28%

(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

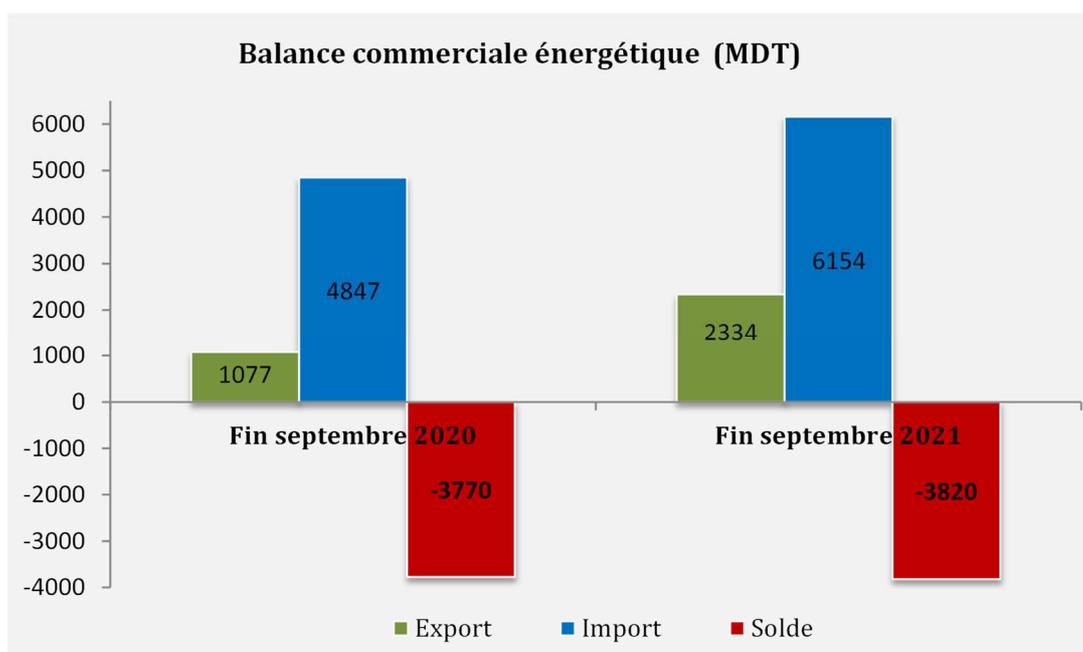
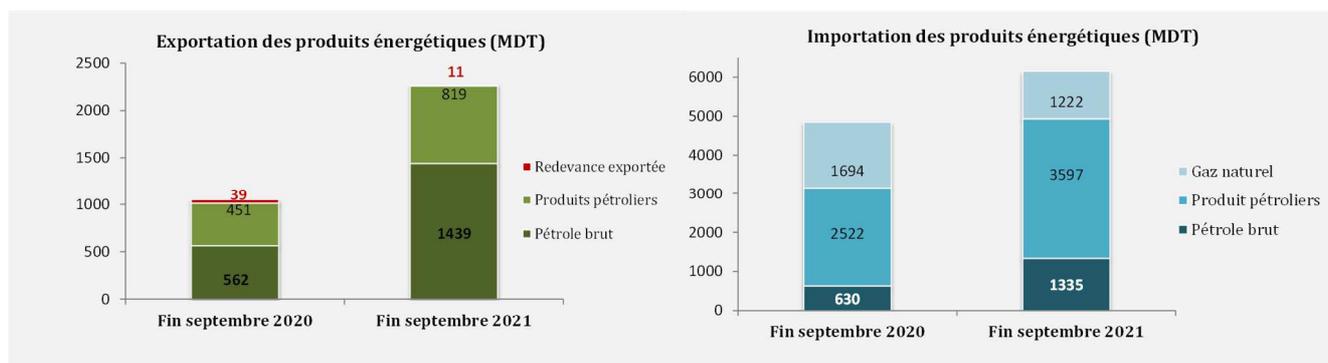
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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 à partir du mois de juin 2021 totalisant, à fin septembre 2021, une quantité de 59,4 million de Cm³ et qui est en cours de régularisation par déduction de la redevance reexportée

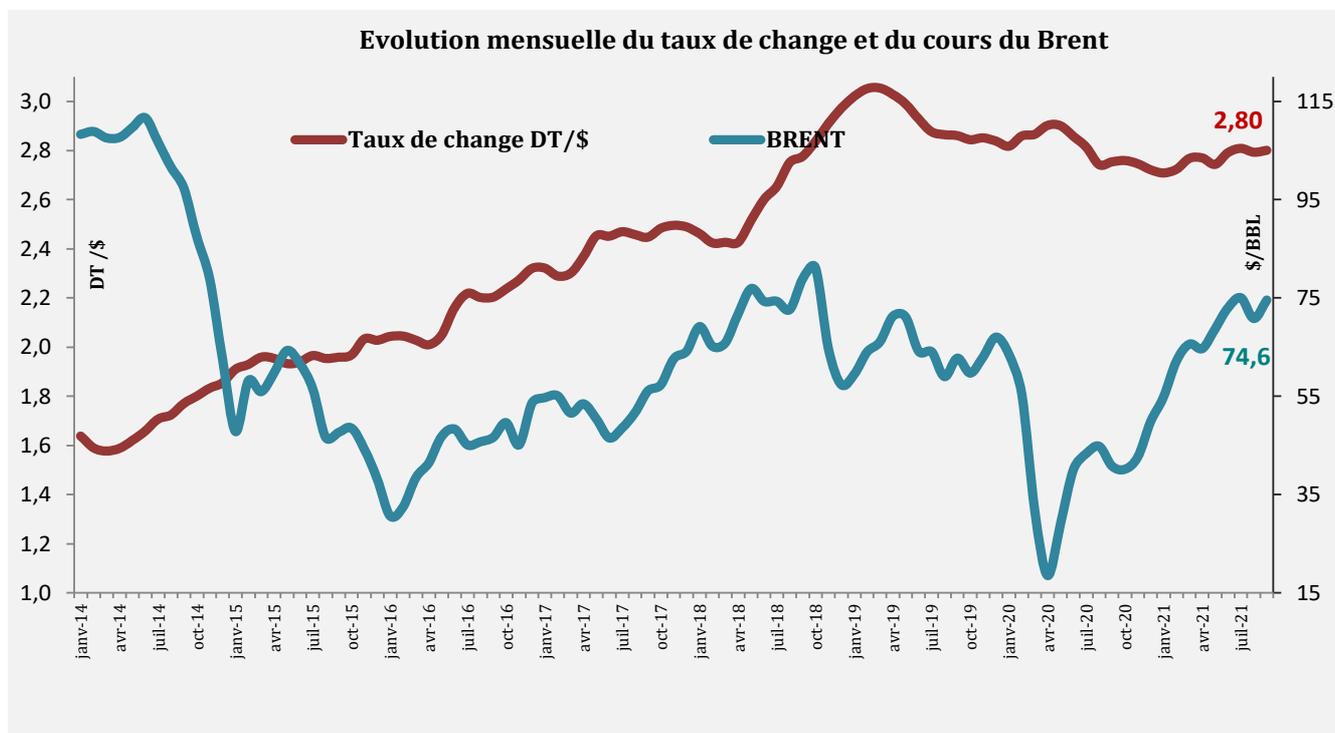
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **117%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **27%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **3770 MDT** durant les neuf premiers mois de **2020** à **3820 MDT** durant les neuf premiers mois de **2021**, soit une hausse de **1%** (en tenant compte de la redevance du gaz transité exportée). A signaler que le déficit de la balance commerciale a enregistré cette augmentation pour la première fois depuis le début de l'année.

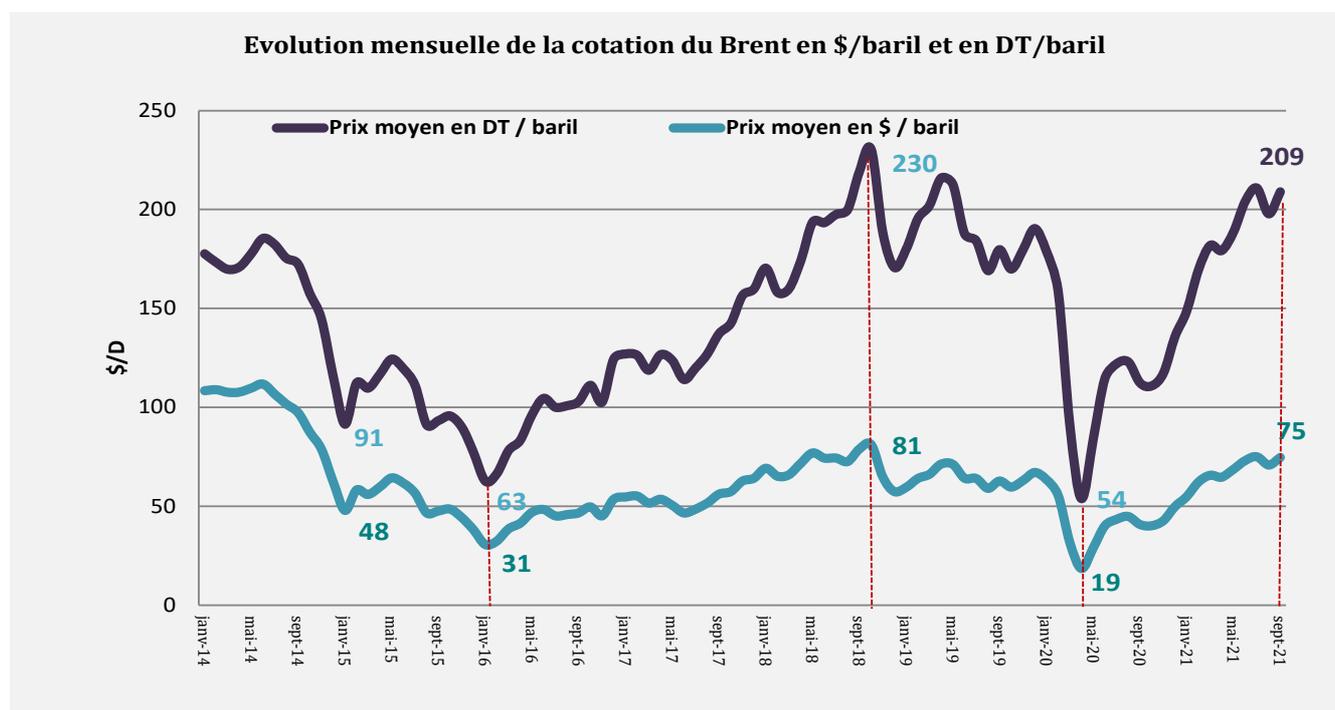


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les prix des produits pétroliers. 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 **3%** (+) à fin septembre **2021** par rapport à fin septembre **2020**.

En effet, au cours des neuf premiers mois de **2021**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **27\$/bbl** : **67.7 \$/bbl** à fin septembre **2021** contre **40.8 \$/bbl** à fin septembre **2020**. la cotation mensuelle du mois de septembre s'est situé à **74.6\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **34 \$/bbl** par rapport à septembre **2020** et une hausse de **4\$/bbl** par rapport au mois d'août **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.

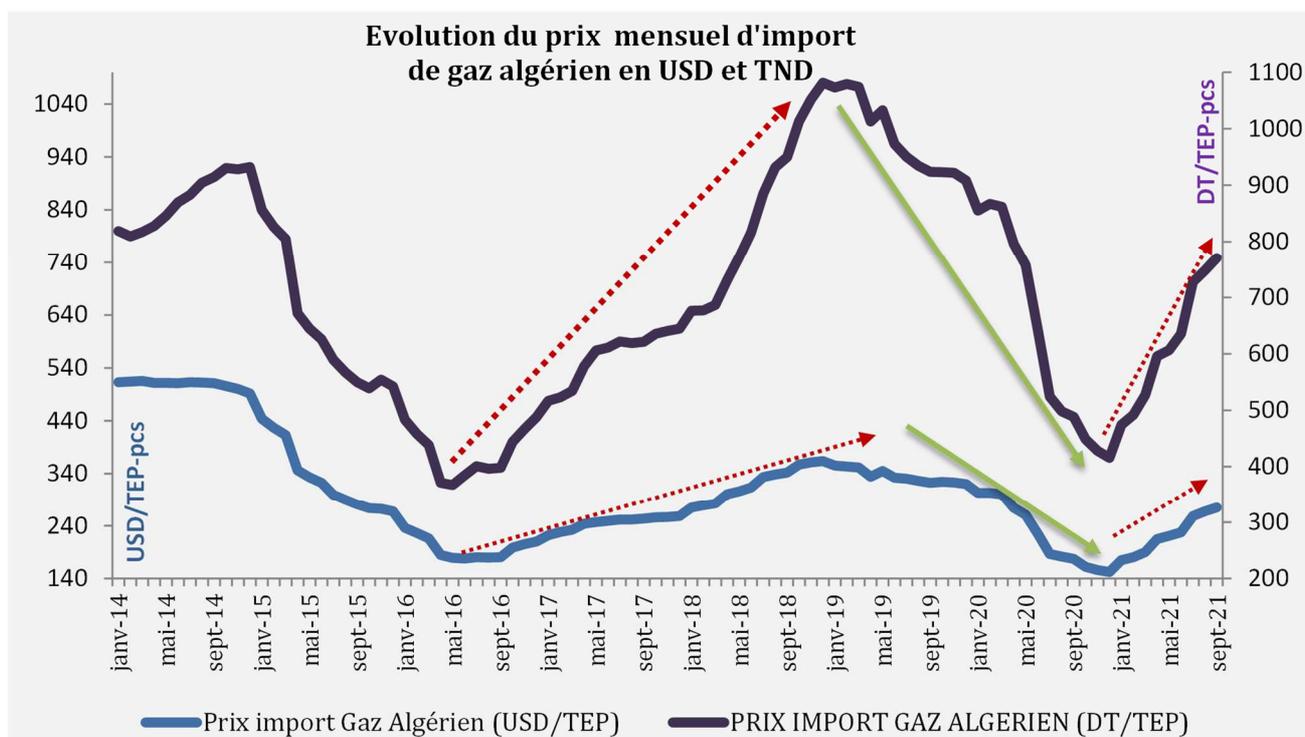


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin septembre **2020** et fin septembre **2021**, les cours moyens du Brent ont enregistré une augmentation de **66%** : **40.8 \$/bbl contre 67.7 \$/bbl** .

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **2%** entre fin septembre **2020** et fin septembre **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 septembre **2021**, le dinar tunisien a enregistré une dégradation de **2%**.

(+) La diminution du prix moyen du gaz algérien de **5%** en DT et de **3%** en \$ entre fin septembre **2020** et fin septembre **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**. A signaler que la courbe a repris une trajectoire ascendante à partir de janvier **2021** en conservant sur la moyenne de la période une tendance baissière.

(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **43%** 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 **1202 kt** à fin septembre **2021** (dont **23%** brut local) contre **990 kt** à fin septembre **2020** (dont **38%** brut local).

(+++) Baisse des achats du gaz algérien de **24%** en quantité et **28%** en valeur grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le transit du gaz algérien.

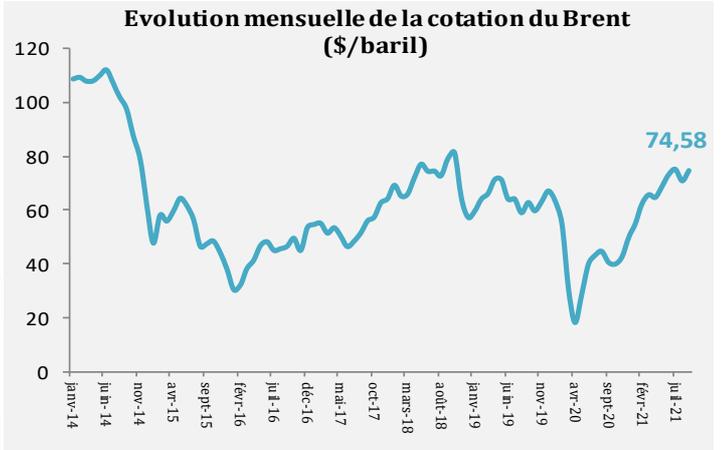
(++) Une hausse des exportations des produits pétroliers de **14%** en quantité et de **82%** en valeur.

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

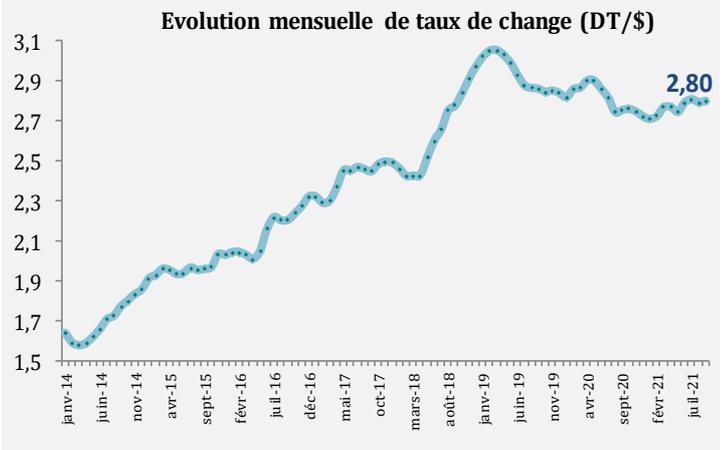
	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Janvier	59,5	63,5	54,8	-14%
Février	64,0	55,4	62,2	12%
Mars	66,1	31,8	65,6	106%
Avril	71,3	18,6	64,7	249%
Mai	71,1	28,98	68,8	137%
Juin	64,1	40,07	73,0	82%
Juillet	64,0	43,4	75,0	73%
Aout	59,0	44,8	70,8	58%
Septembre	62,8	40,8	74,6	83%
Octobre	59,7	40,2		
Novembre	63,02	42,7		
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		
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 septembre 2021	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	202,8	73,0
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	179,3	64,29

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Prix des Produits pétroliers

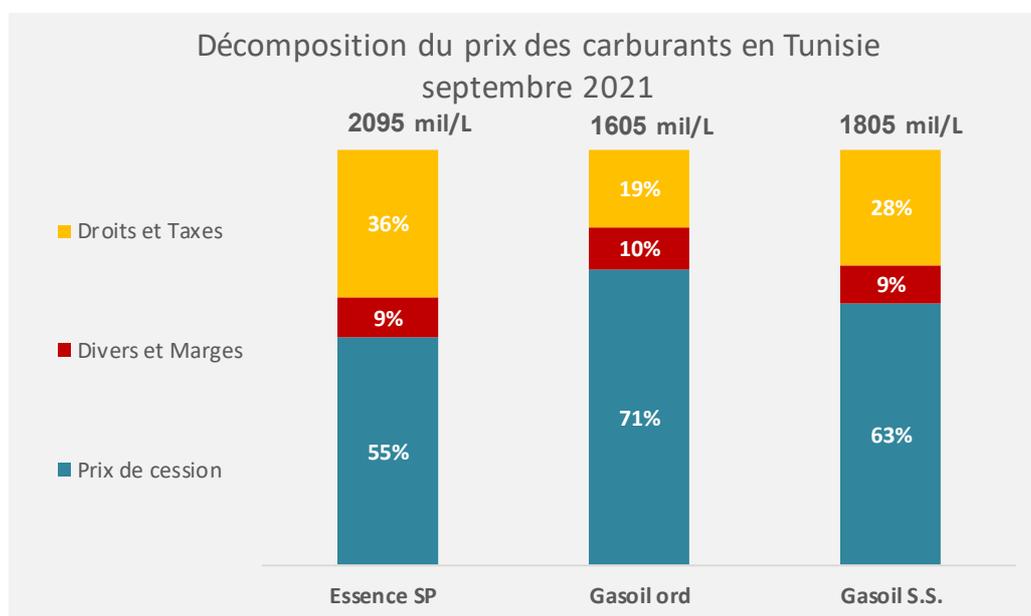
PRODUITS PETROLIERS	A fin septembre 2021					
	Unités	Prix import (1)	Pcession	Droits et Taxes (2)	Divers et marges (3)	Prix de vente (4)
Essence SSP	Millimes/litre	1437	1149	747	198	2095
Gasol ordinaire	Millimes/litre	1290	1141	301	163	1605
Gasol S.S.	Millimes/litre	1332	1137	504	164	1805
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1068	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1649	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	21,44	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 sep- 2021
Prix d'importation Gaz Algérien	626	639
	Année 2019	Année 2020
Prix de vente Global (hors taxe)	600,2	616,0
Coût de revient moyen	1017,1	728,3
Résultat 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

1 Production d'hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité: kt et ktep

Champ	Réalisé	A fin septembre		Var (%)
	2020	2020	2021	
El borma	183	150	165	10%
Ashtart	209	156	160	2%
Hasdrubal	131	100	68	-32%
Adam	87	70	90	28%
M.L.D	75	58	68	18%
El Hajeb/Guebiba	99	66	99	51%
Cherouq	61	51	59	15%
Miskar	70	54	51	-4%
Cercina	72	54	51	-6%
Barka	100	72	57	-21%
Franig/Bag/Tarfa	58	44	31	-29%
Ouedzar	46	35	42	19%
Gherib	47	36	24	-31%
Nawara	28	17	53	223%
Halk el Manzel	0	0	221	-
Autres	265	216	201	-7%
TOTAL pétrole (kt)	1 530	1 179	1 441	22%
TOTAL pétrole (ktep)	1 566	1 207	1 471	22%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 550	1 194	1 456	22%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 587	1 223	1 487	22%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	136	102	118	16%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	149	112	129	15%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 686	1 297	1 574	21%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 737	1 335	1 616	21%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1441 kt** à fin septembre **2021** enregistrant ainsi une hausse de **22%** par rapport à fin septembre **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 (-32%), Baraka (-21%), Franig/bag./Tarfa (-29%), Gherib (-31%), Cercina (-6%) et Miskar (-4%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (+233), El Hajeb/Guebiba (+51%), Adam (+28%), Ashtart (+2%) et M.L.D(+18%).

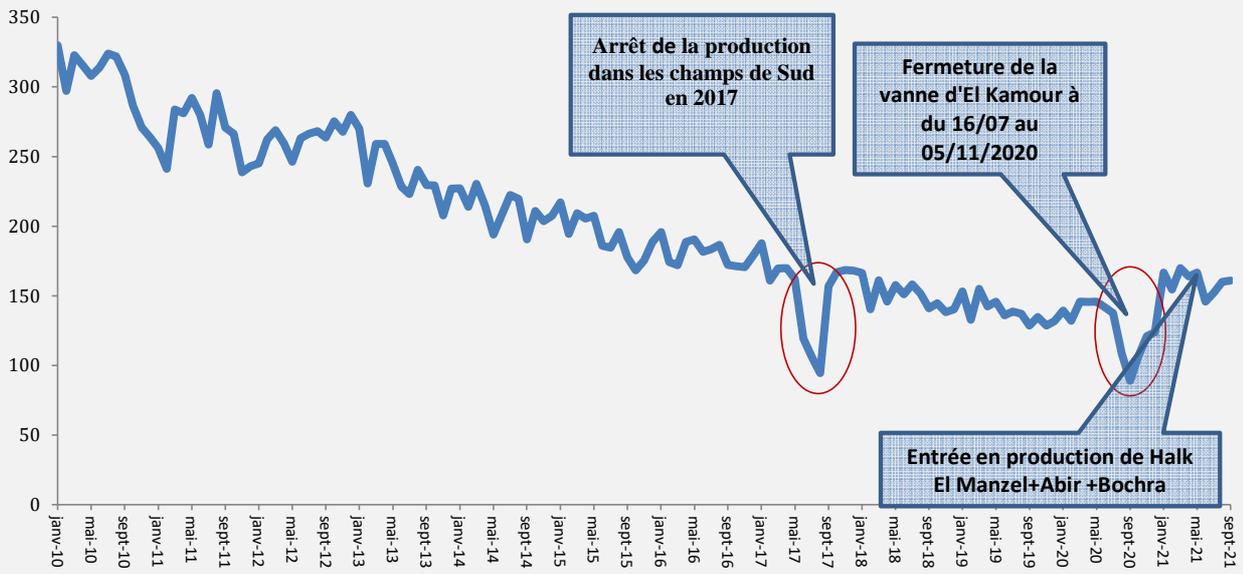
Il convient de noter :

- **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.
- **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.
- **Concession Sidi Marzoug** : Entrée en production le 07-09-2021, démarrage progressif jusqu'à atteindre un plateau de production d'environ 1500bbbls/j

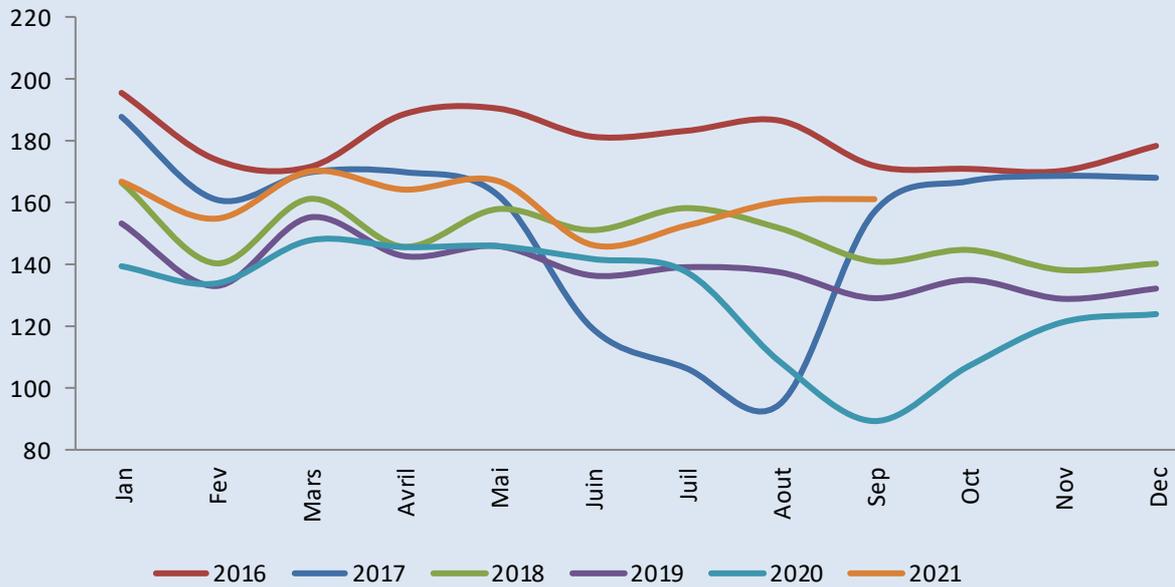
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **33.5** mille barils/j à fin septembre **2020** à **40.4** mille barils/j à fin septembre **2021**.

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

Production mensuelle de pétrole brut (kt)



Production mensuelle de pétrole brut (kt)



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2020	A fin septembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
<i>Unité : ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 176	3 007	1 505	2 184	45%	-3%
Production nationale	1 646	2 141	1 206	1 480	23%	-3%
<i>Miskar</i>	522	1 031	397	377	-5%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	250	250	198	216	9%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	164	178	120	124	3%	-3%
<i>Hasdrubal</i>	353	413	273	173	-37%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	51	21	28	50	76%	8%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	121	248	87	88	1%	-9%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	185	0	103	452	337%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	530	866	299	705	135%	-2%
Achats	2 793	712	2 276	1 720	-24%	8%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 417	3341	1673	2427	45%	-3%
Production nationale	1 623	2378	1340	1644	23%	-3%
<i>Miskar</i>	580	1146	441	419	-5%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	278	278	220	239	9%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	183	198	133	138	3%	-3%
<i>Hasdrubal</i>	392	459	303	193	-37%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	56	23	32	56	76%	8%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	135	275	96	98	1%	-9%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	206	0	115	502	337%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	589	962	333	783	135%	-2%
Achats	3 104	792	2529	1911	-24%	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

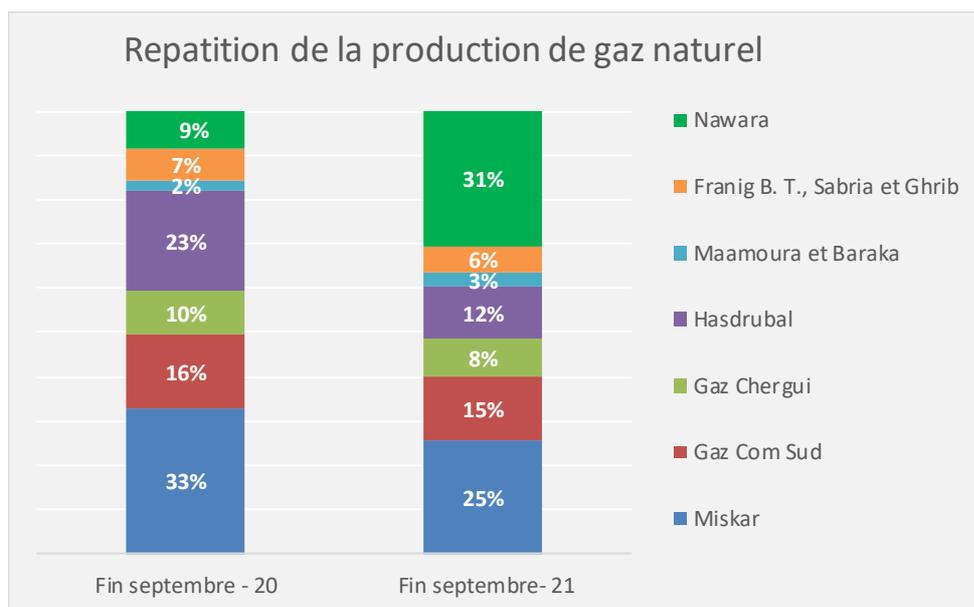
(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à partir du mois de juin 2021 totalisant, à fin septembre 2021, une quantité de 59,4 million de Cm³, régularisation en cours.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **2184 ktep** à fin septembre **2021**, enregistrant ainsi une augmentation de **45%** 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 **135%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **23%**.

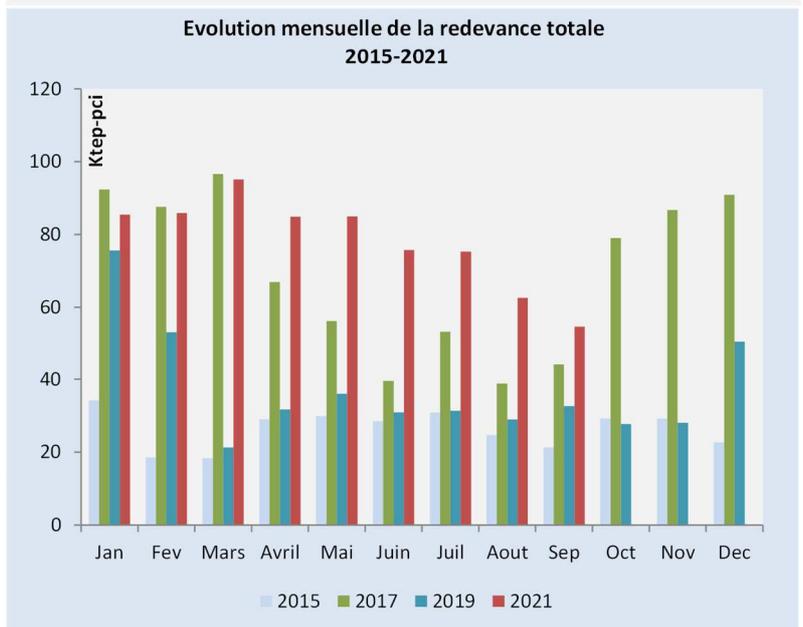
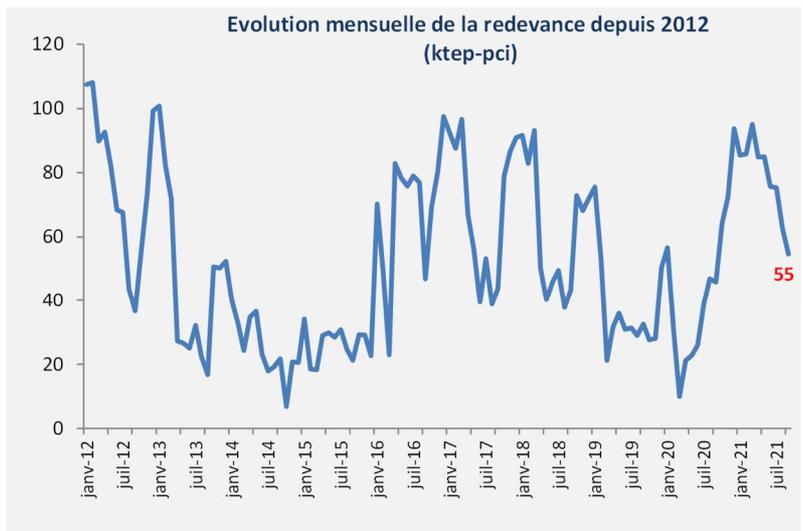
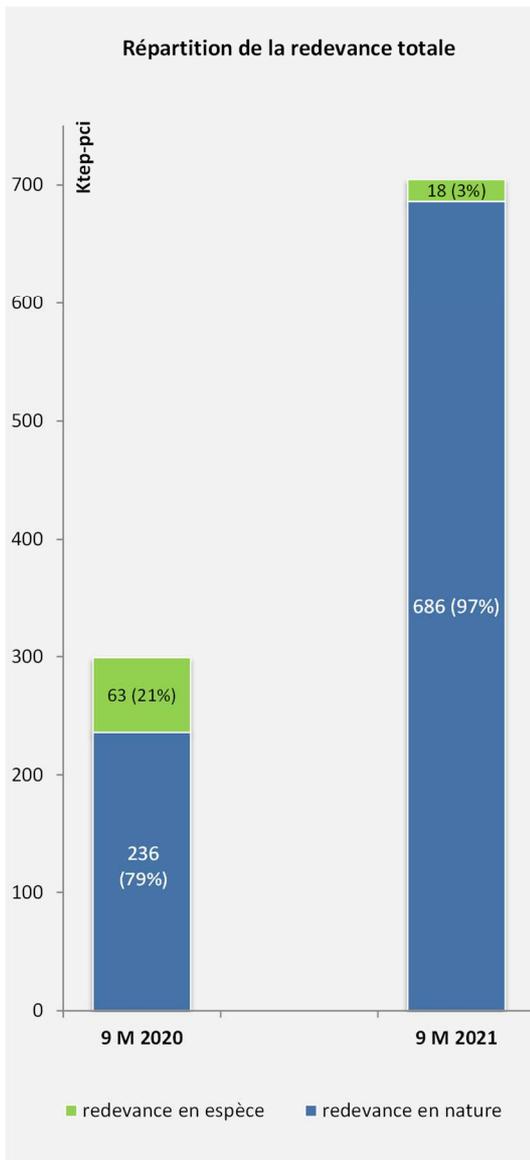
Il convient de noter :

- ✓ **Concession Nawara** : Ouverture des puits Ahlem-1, Ahlem-2 et Ritma-1 et augmentation de la production à **1.97 MM m³/j** en moyenne durant les neuf premiers mois de **2021**. La production de Nawara a représenté **31%** de la production nationale du gaz commercial sec à fin septembre **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 **19%**.

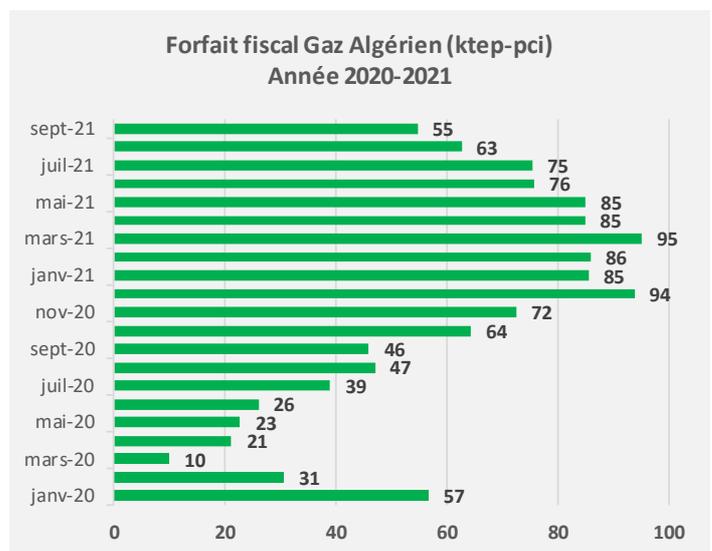


- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **37%**. Reprise du "**Puit A1**" le 23/03/2021. Fermeture de tous les puits pour un entretien du 14/06/2021 au 15/07/2021.
- ✓ **Miskar** : baisse de la production de **5%**.
- ✓ **Gaz commercial du Sud** : hausse de la production de **9%**.
- ✓ **Maamoura et Baraka** : hausse de la production de **76%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**135%**) à fin septembre **2021** par rapport à fin septembre **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 (**97%**).



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**.

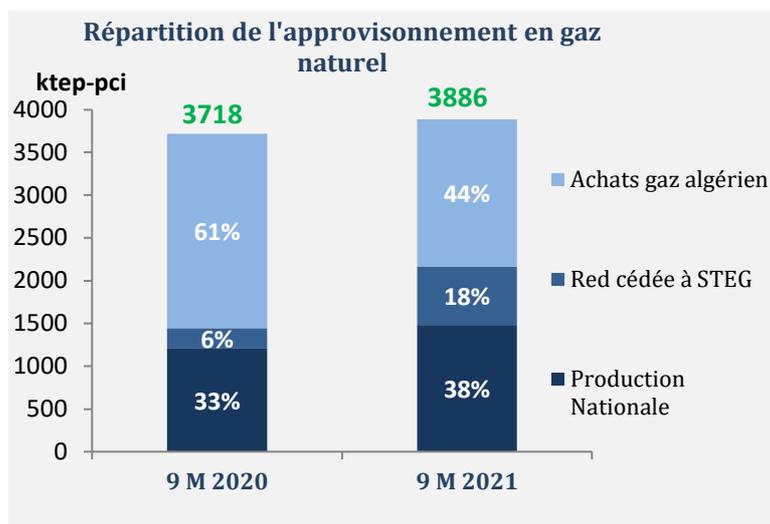


Les importations de gaz naturel :

Les achats de gaz algérien ont baissé de **24%**, entre fin septembre **2020** et fin septembre **2021**, pour se situer à **1720 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 **5%** entre fin septembre **2020** et fin septembre **2021** pour se situer à **3886 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 **6%** à **18%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **61%** à **44%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin septembre			Remarques
	2020 (a)	2021 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	20	21	5%	
Essence Sans Pb	46	53	16%	
Petrole Lampant	15	16	3%	
Gasoil ordinaire	385	499	29%	
Fuel oil BTS	341	395	16%	
Virgin Naphta	182	216	18%	
White Spirit	4	6	35%	
Total production STIR	994	1205	21%	
Taux couverture STIR (1)	32%	36%	11%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	15%	18%	16%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	247	273	11%	
Jours de fonctionnement du Platforming	117	136	16%	Unité en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021. Unité en arrêt du 27/05 au 30/09/21.

2 Consommation d'hydrocarbures

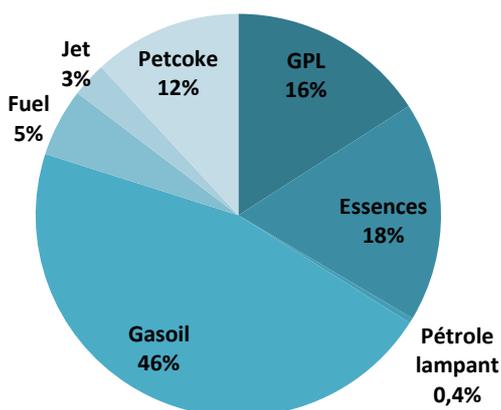
II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2020	A fin septembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
GPL	660	389,4	488	493	1%	2%
Essences	732	374,0	543	582	7%	4%
<i>Essence Super</i>	0	1,7	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	719	372,3	533	572	7%	4%
<i>Essence premium</i>	13	0,0	10	10	-4%	-
Pétrole lampant	18,4	47,5	13,2	12,2	-7%	-12%
Gasoil	1958	1403,1	1412	1578	12%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1619	1321,7	1165	1279	10%	0%
<i>Gasoil SS</i>	333	81,4	243	294	21%	12%
<i>Gasoil premium</i>	6	0,0	4,7	4,9	4%	-
Fuel	229	280,4	168	171	2%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	26	5,5	22	24	8%	14%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	203	274,8	146	147	1%	-6%
Fuel gaz(STIR)	7	1,9	5	6	-	11%
Jet	106	191,6	85	97	13%	-6%
Coke de pétrole	516	243,2	364	427	17%	5%
Total	4227	2931	3080	3366	9%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4193	2924	3052	3336	9%	1%

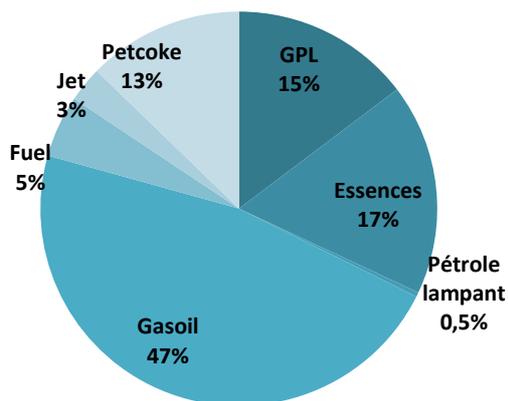
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre les neuf premiers mois de **2020** et les neuf premiers mois de **2021**, une hausse de **9%** pour se situer à **3366** ktep. Cette hausse est due principalement aux mesures de confinement général prises par le Gouvernement l'année dernière. Ainsi nous avons noté une augmentation de la demande des essences de **7%** et du gasoil de **12%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin septembre **2020** et fin septembre **2021** à l'exception de quelques produits notamment le GPL dont la part est passée de **16%** à **15%** et le gasoil dont la part est passé de **46%** à **47%**.

A fin sept. 2020



A fin sept. 2021

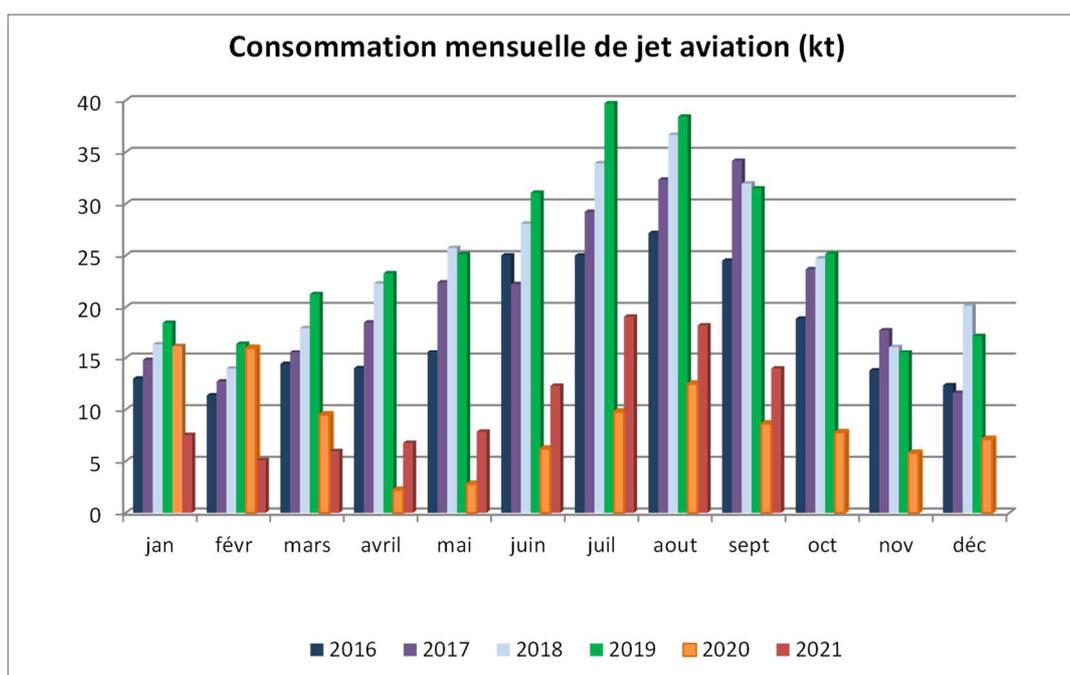


La consommation de carburants routiers a augmenté, à fin septembre **2021**, de **10%** par rapport à fin septembre **2020**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

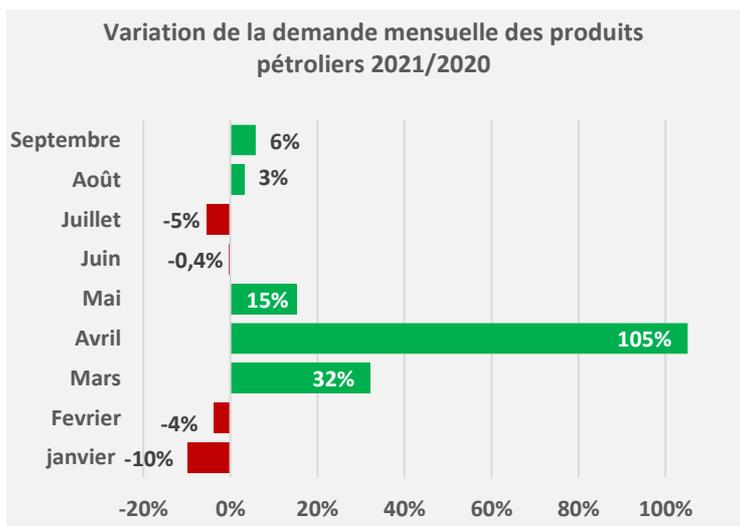
La consommation de GPL a augmenté de **1%** entre fin septembre **2021** et fin septembre **2020**, par contre, le pétrole lampant a diminué de **7%** durant la même période.

La consommation de coke de pétrole a augmenté entre les neuf premiers mois de **2020** et les neuf premiers mois de **2021** de **17%** (données partiellement estimées), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une augmentation de **13%** à fin septembre **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 :

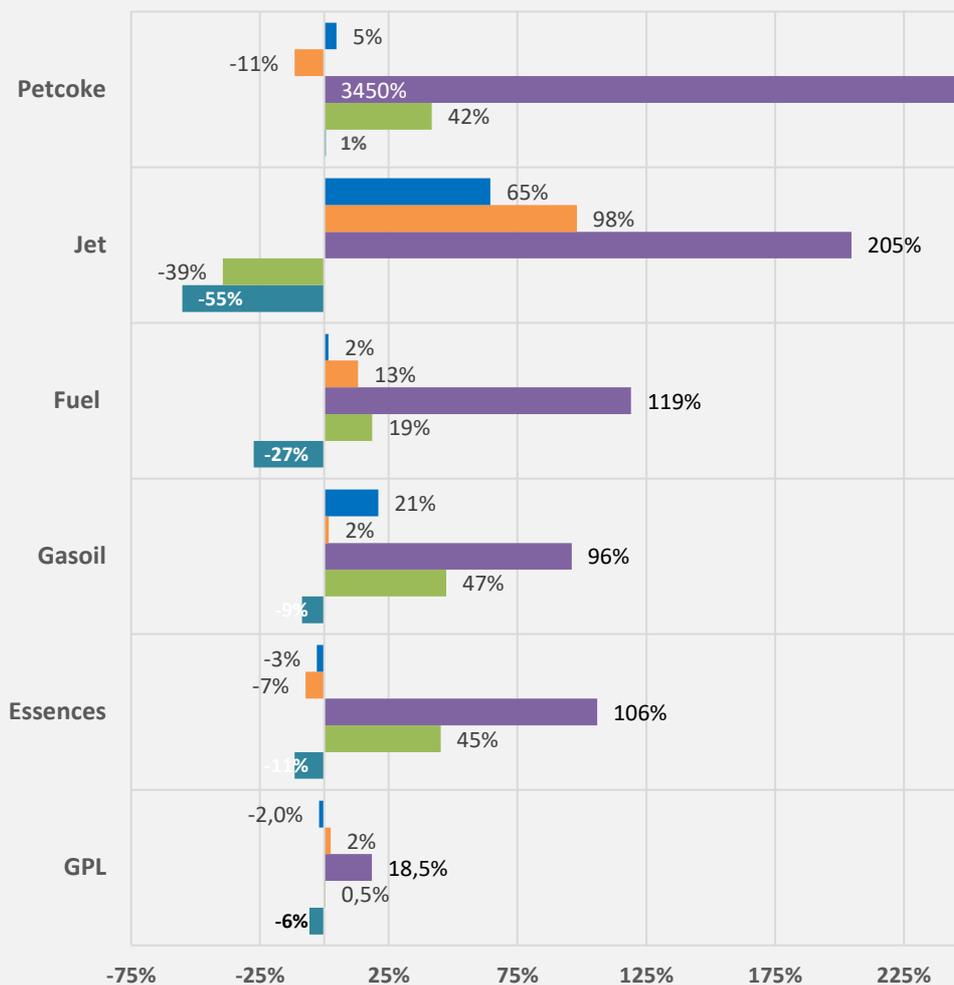


A signaler que la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une baisse courant les mois de janvier et février **2021**. Par contre, courant les mois de mars-avril-mai **2021**, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une hausse importante. Courant les mois du juin et 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 et septembre **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.

Variation de la demande mensuelle des produits pétroliers 2021/2020



	GPL	Essences	Gasoil	Fuel	Jet	Petcoke
■ Septembre	-2,0%	-3%	21%	2%	65%	5%
■ Juin	2%	-7%	2%	13%	98%	-11%
■ Avril	18,5%	106%	96%	119%	205%	3450%
■ Mars	0,5%	45%	47%	19%	-39%	42%
■ janvier	-6%	-11%	-9%	-27%	-55%	1%

II-2-2 Gaz Naturel

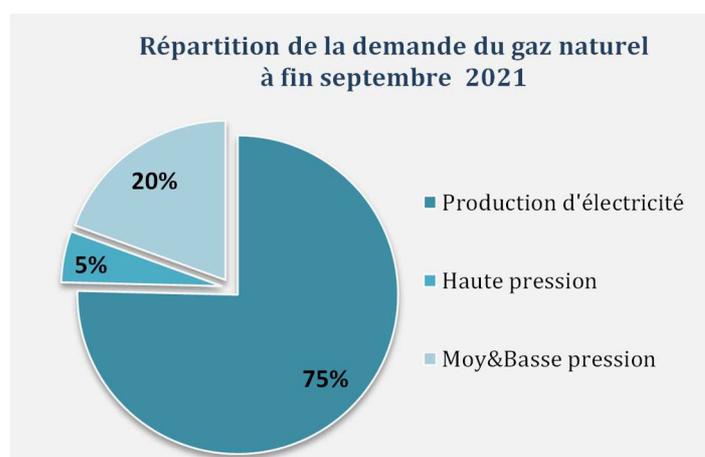
DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2020	A fin septembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 842	3 300	3 711	3 877	4%	1%
Production d'électricité	3 680	2 441	2 873	2 923	2%	2%
Hors prod élec	1 162	859	837	955	14%	1%
Haute pression	231	285	169	202	19%	-3%
Moy&Basse pression	931	574	668	753	13%	2%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 380	3 667	4 123	4 308	4%	1%
Production d'électricité	4 089	2 712	3 193	3 248	2%	2%
Hors prod élec	1 291	954	930	1 061	14%	1%
Haute pression	257	316	188	224	19%	-3%
Moy&Basse pression	1 034	638	742	837	13%	2%

La demande totale en gaz naturel a enregistré une augmentation de **4%** entre fin septembre **2020** et fin septembre **2021** pour se situer à **3877 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère hausse de **2%**, 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 août **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 **955 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **19%** et celle des clients haute pression de **13%** durant les neuf premiers mois de **2021** par rapport à la même période de **2020**.

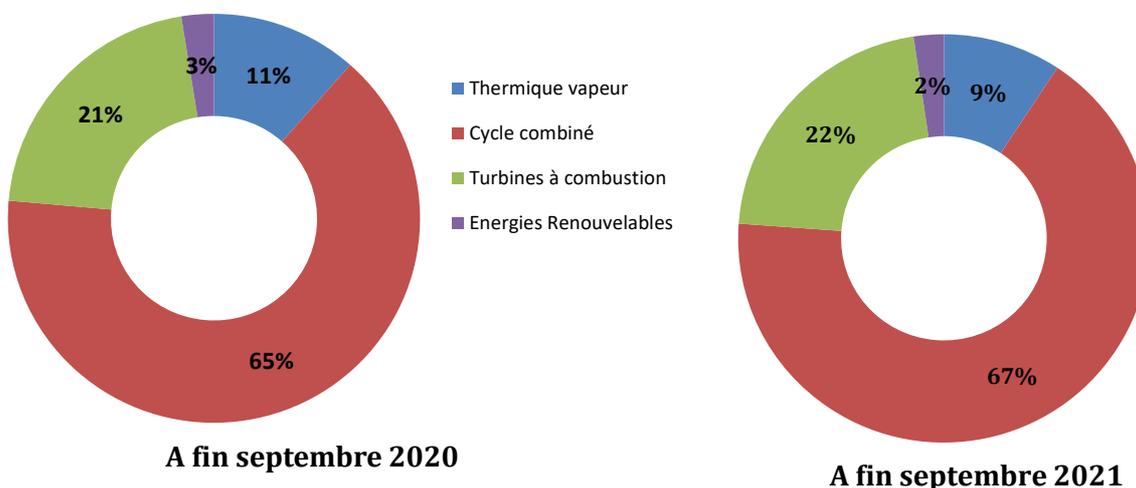


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **1%** entre fin septembre **2020** et fin septembre **2021** pour se situer à **214 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **3%** durant les neuf premiers mois de **2021**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une augmentation de **2%** seulement.

En effet, nous avons noté une augmentation à **67%** de la part des cycles combinés dans la production électrique à fin septembre **2021** contre **65%** en à fin septembre **2020**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	septembre		A fin septembre	
		2020	2021	2020	2021
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	1	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	1	1	4	2
Nb de découvertes	3	0	0	2	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin août **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 août 2021

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

Forage d'exploration à fin septembre 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 à partir du 19/08/2021, opérations en cours

Développement

Forage de deux (02) nouveaux puits de développement à fin septembre 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	40 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 septembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
STEG	16163	8 811	12 571	13082	4%	4%
FUEL + GASOIL	20	3	18	0	-98%	-18%
GAZ NATUREL	15631	8660	12169	12714	4%	4%
HYDRAULIQUE	46	44	37	26	-31%	-5%
EOLIENNE	465	103,3	347	334	-4%	11%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0,20	8	4056%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3415	2449	2606	2448	-6%	0,0%
ACHAT TIERS	164	57	94	117	24,1%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19742	11 317	15 271	15 647	2%	3%
Disponible pour marché local⁽²⁾	19142	11 313	14 679	16 395	12%	3%

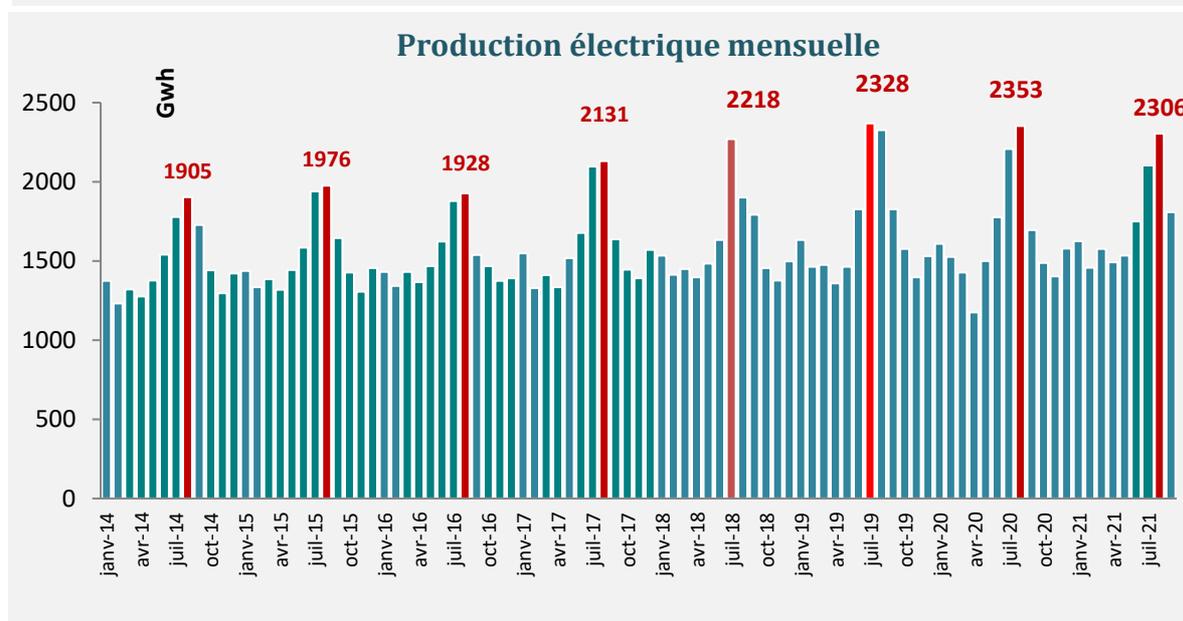
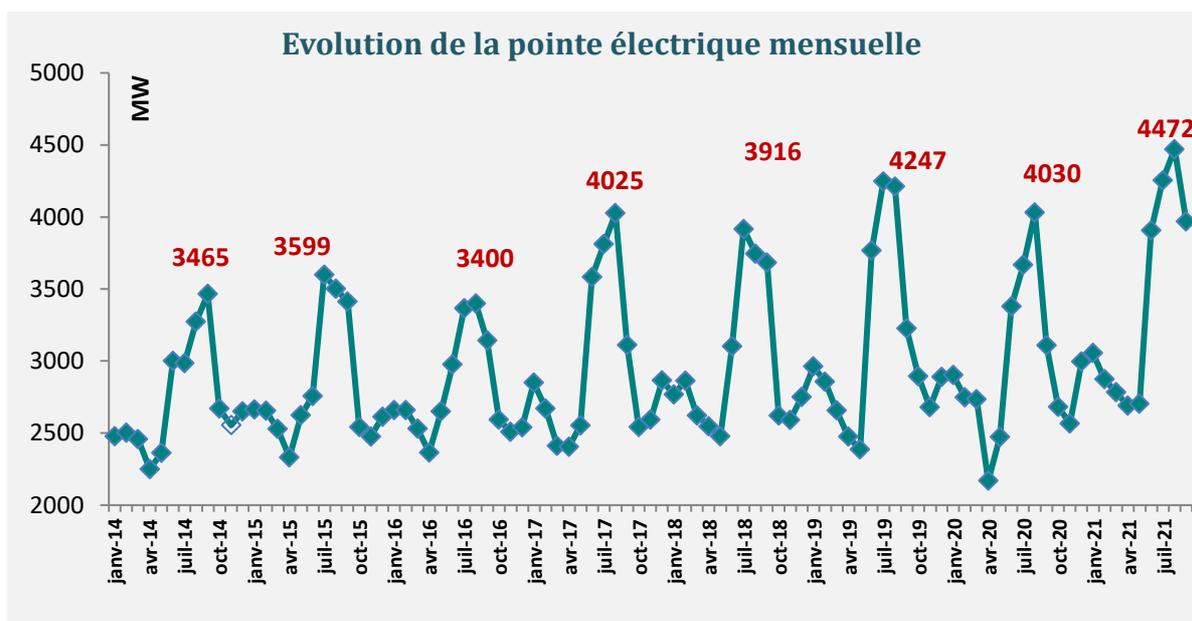
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

(2) production+ achat Sonelgaz-ventes Gecol

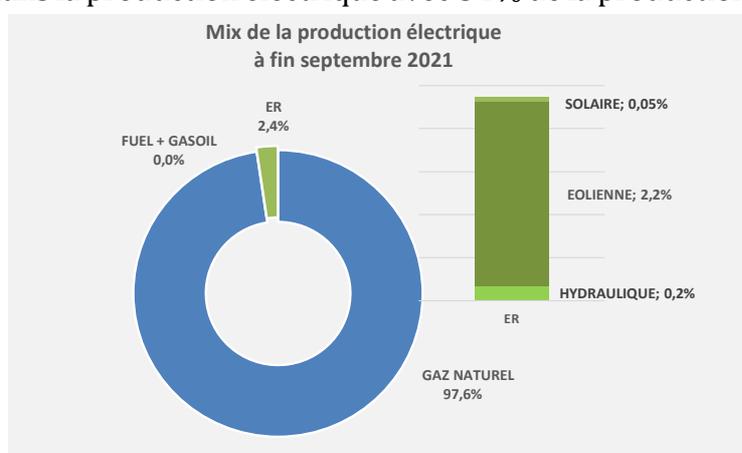
La production totale d'électricité a enregistré, à fin septembre **2021**, une hausse de **2%** pour se situer à **15 647 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **15 271 GWh** à fin septembre **2020**. De même, l'électricité destinée au marché local a enregistré une augmentation de **12%**.

La pointe a enregistré une hausse de **11%** pour se situer à **4472 MW** à fin septembre **2021** contre **4030 MW** à fin septembre **2020**. Le **11 aout 2021**, la pointe a enregistré le nouveau record (**4472 MW**).

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 **84%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une hausse de **3%**. 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 septembre **2021**.



VENTES D'ELECTRICITE

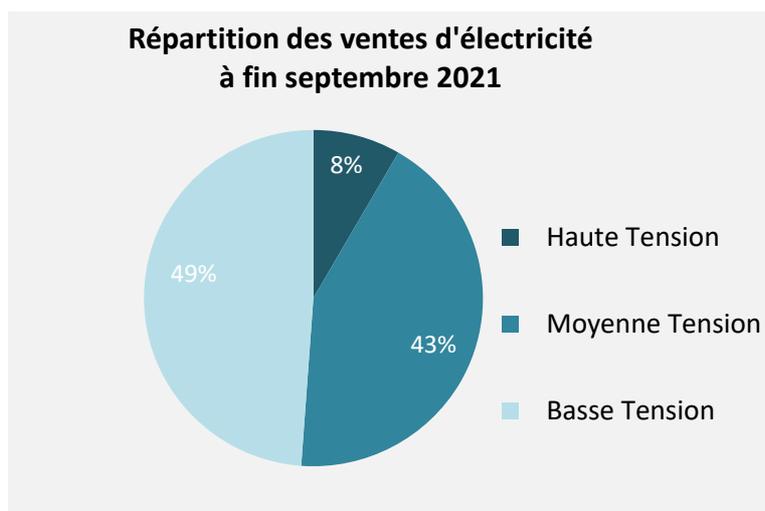
Unité : GWh

	Réalisé 2020	A fin septembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
VENTES**						
Haute tension	1178	957	835	1007	21%	0,5%
Moyenne tension	6359	4591	4800	5153	7%	1%
Basse tension	7835	4090	5732	5878	3%	3%
TOTAL VENTES **	15372	9 638	11 367	12 039	6%	2%

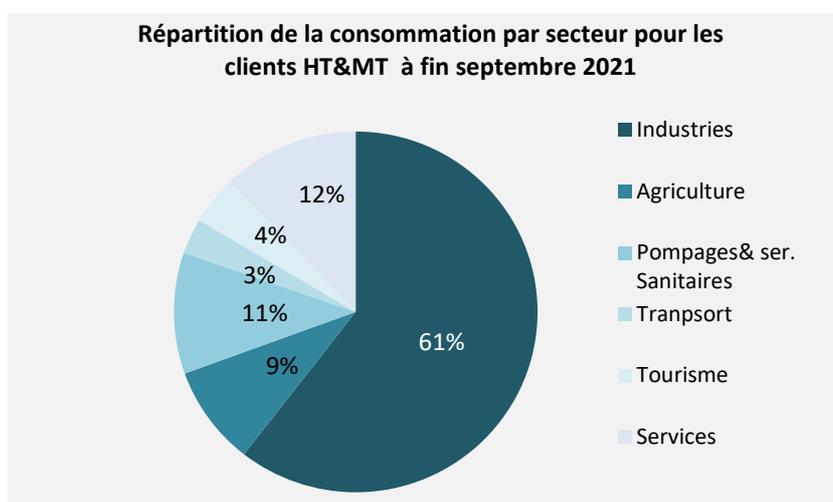
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **6%** entre fin septembre **2020** et fin septembre **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **21%**, 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.



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



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin septembre 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	<p>Identification des sites</p> <p>Lancement de l'appel d'offres de pré-qualification (Mai 2018)</p> <p>Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018)</p> <p>lancement de l'appel d'offres restreint (Mars 2019)</p> <p>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)</p> <p>Soumission des offres (juillet 2019)</p> <p>Dépouillement et adjudication provisoire (décembre 2019)</p> <p>Accords de projet finalisés et validés par la CTER.</p> <p>Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021.</p> <p>Approbation et entrée en Vigueur prévue à fin 2021</p>
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (mai 2017)	<p>Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)</p> <p>Création de 7 sociétés de projet</p> <p>Mise en service d'un projet de 1MW + deux projets de (10 +1MW) en cours de mise en service</p>
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	<p>Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)</p> <p>Création de 5 sociétés de projet</p>
		3 ^{ème} appel à projets (juillet 2019)	<p>Soumission des offres le 09 janvier 2020</p> <p>Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW)</p>
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	<p>Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report).</p> <p>Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW).</p>
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	121 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	<p>Démarrage des tests de production le 3/08/19</p> <p>Taux d'avancement : 99%.</p> <p>Mise en production prévue en décembre 2021</p>
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	<p>Début des travaux le 19/04/19</p> <p>Taux d'avancement : 90%.</p> <p>Mise en production prévue en décembre 2021</p>

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	<p>Identification des sites</p> <p>Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018)</p> <p>Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018)</p> <p>lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019)</p> <p>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)</p> <p>Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent</p> <p>Acquisition des mâts de mesure</p> <p>En cours d'approbation de l'installation des mâts de mesure.</p>
		Appel d'offres de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs	En cours de restructuration.
	AUTORISATION	2 ^{ème} appel à projets (Janvier 2019)	<p>Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW)</p> <p>Création de 2 sociétés de projet</p>

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'Énergie 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 : 09/11/2021