

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, juin 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

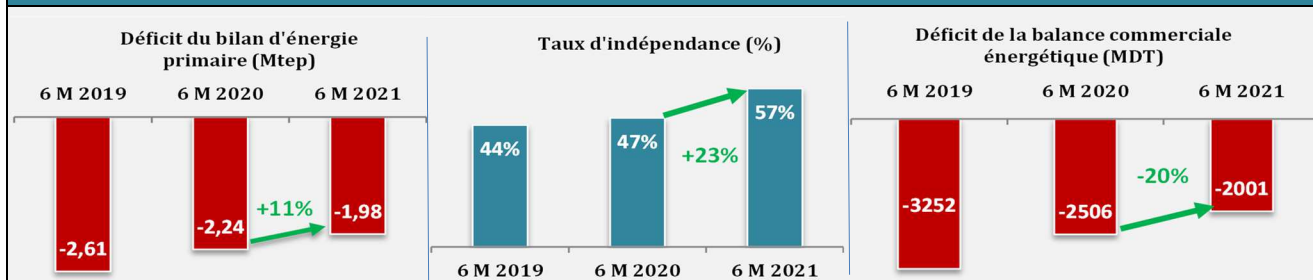
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables



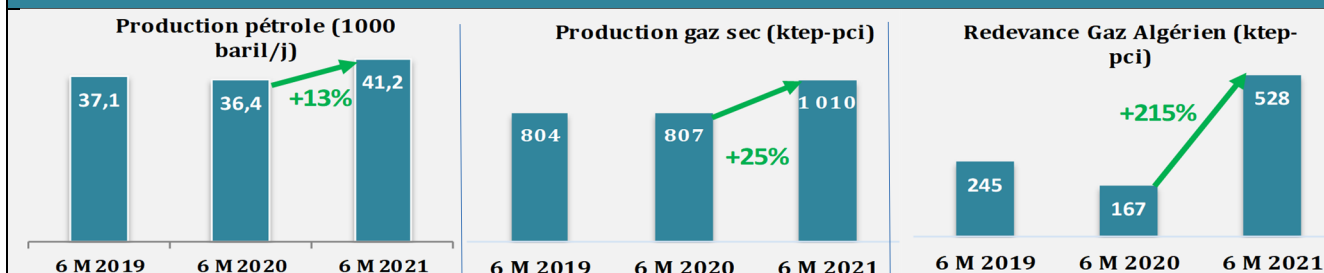
Date de la publication : 18/08/2021

Faits marquants du premier semestre de 2021

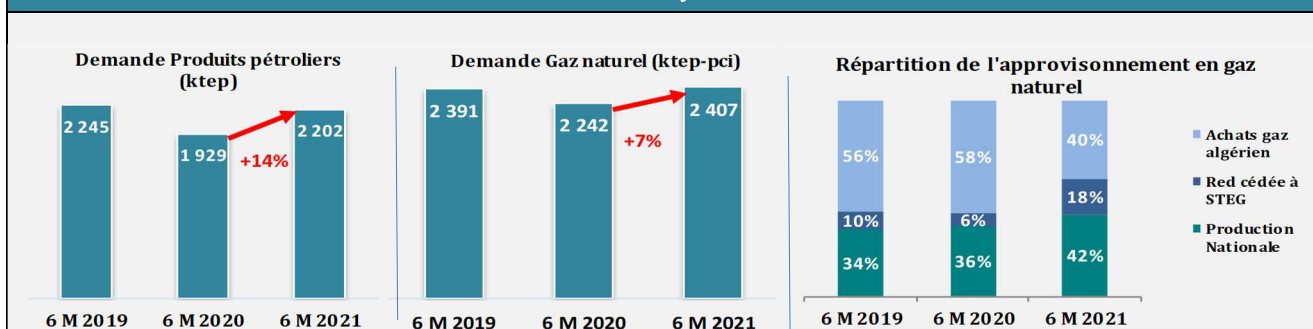
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



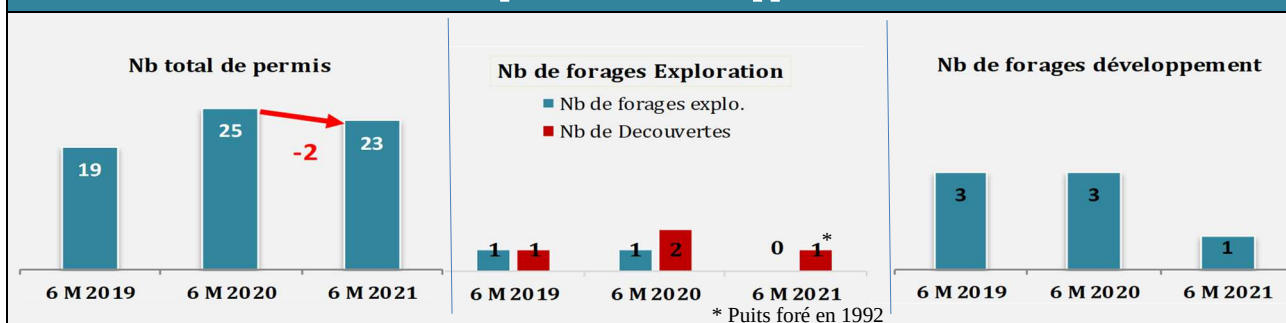
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



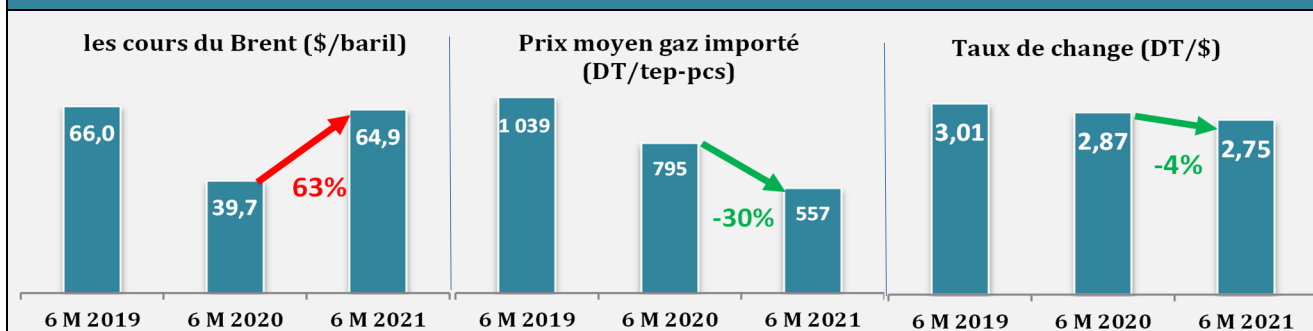
Demande en hydrocarbures



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 juin				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3956	4065	1958	2651	35%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1587	1950	882	999	13%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	149	90,7	77	90	17%	0%
Gaz naturel	2176	2016	974	1538	58%	-2%
<i>Production</i>	1646	1400	807	1010	25%	-3%
<i>Redevance</i>	530	616	167	528	215%	-1%
Elec primaire	44	9	24	23	-4%	9%
DEMANDE	9114	3977	4195	4632	10%	1%
Produits pétroliers	4227	1903	1929	2202	14%	1%
Gaz naturel	4844	2065	2242	2407	7%	1%
Elec primaire	44	9	24	23	-4%	9%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5158	88	-2237	-1981		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5688	-528	-2404	-2509		

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

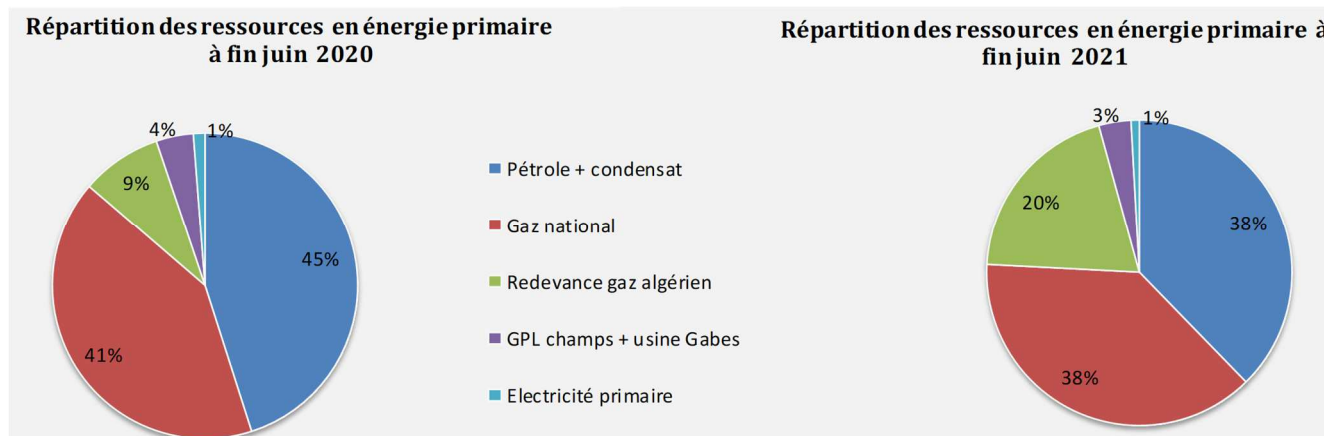
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(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

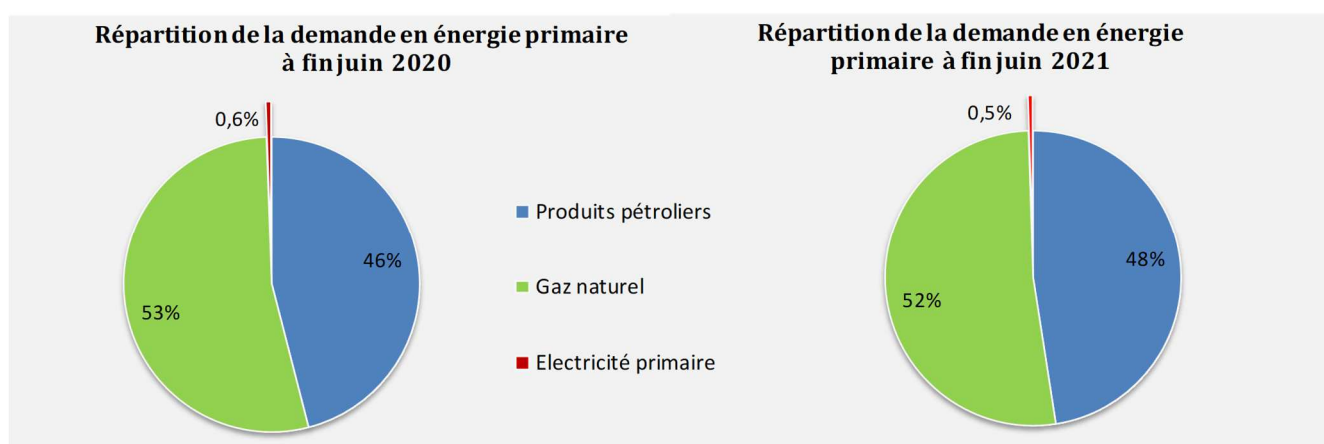
Les ressources en énergie primaire se sont situées à **2.7 Mtep** à fin juin **2021**, enregistrant une hausse par rapport à la même période de l'année précédente de **35%**. Cette hausse est due à l'augmentation de la production nationale du pétrole, du gaz et aussi de la redevance du passage du gaz algérien qui a enregistré une hausse de plus de **200%** durant le premier semestre 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 **76%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de la redevance gaz algérien a plus que doublé en l'espace d'un an, sa part est passée de **9%** à **20%**. 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 **10%** entre le premier semestre de **2020** et le premier semestre de **2021** pour passer de **4.2 Mtep** à **4.6 Mtep** : la demande en gaz naturel a augmenté de **7%** et celle en produits pétroliers de **14%**. 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 **46%** à fin juin **2020** à **48%** à fin juin **2021**. Le gaz naturel qui représente **53%** à fin juin **2020**, a enregistré une légère baisse à **52%** à fin juin **2021**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juin **2021**, un **déficit** de **2 Mtep** contre un déficit enregistré à fin juin **2020** de **2.2 Mtep**. Le **taux**

d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **57%** courant le premier semestre de **2021** contre **47%** courant le premier semestre de **2020**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **46%** contre **43%**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **11%** à fin juin **2021** par rapport à fin juin **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 juin			A fin juin			A fin juin		
	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)
EXPORTATIONS				890	1246	40%	680	1562	130%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	503	762	52%	513,8	778	51%	344	1000	190%
ETAP	324,8	372	14%	331,1	380	15%	247	490,2	99%
PARTENAIRES	178,3	391	119%	182,7	398	118%	98	509,6	421%
GPL Champs	18,0	27,0	50%	19,9	29,9	50%	15	37,6	148%
ETAP	11	16,4	56%	11,7	18,1	56%	8,4	23	174%
PARTENAIRES	7	10,6	42%	8,3	11,7	42%	6,7	14,5	116%
PRODUITS PETROLIERS	326,4	344,4	6%	329	345	5%	302	462	53%
Fuel oil (BTS)	193,8	245,6	27%	189,7	240,4	27%	191,5	308,8	61%
Virgin naphta	132,5	98,8	-25%	139,7	104,1	-25%	110,5	153,6	39%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				26,3	93,0	253%	18	62	237%
IMPORTATIONS				3447	3777	10%	3186	3563	12%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	306,0	565,5	85%	312,7	577,9	85%	318,6	823,2	158%
PRODUITS PETROLIERS	1683,3	1742,2	3%	1667	1703	2%	1720,5	2140,8	24%
GPL	251	254	1%	277	281	1%	291	396	36%
Gasoil ordinaire	516	513	-1%	530	526	-1%	648	723	12%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	181	156	-14%	186	160	-14%	211	227	8%
Jet ⁽⁶⁾	57	43	-24%	59	45	-24%	81	65	-20%
Essence Sans Pb	284	271	-4%	297	284	-4%	354	473	34%
Fuel oil (HTS)	82	101	23%	80	99	23%	49	104	110%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	313	404	29%	238	308	29%	86	152	77%
GAZ NATUREL				1467	1496	2%	1147,1	599	-48%
Redevance totale ⁽²⁾				167	528	215%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				1299	968	-25%	1147,1	599	-48%

(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

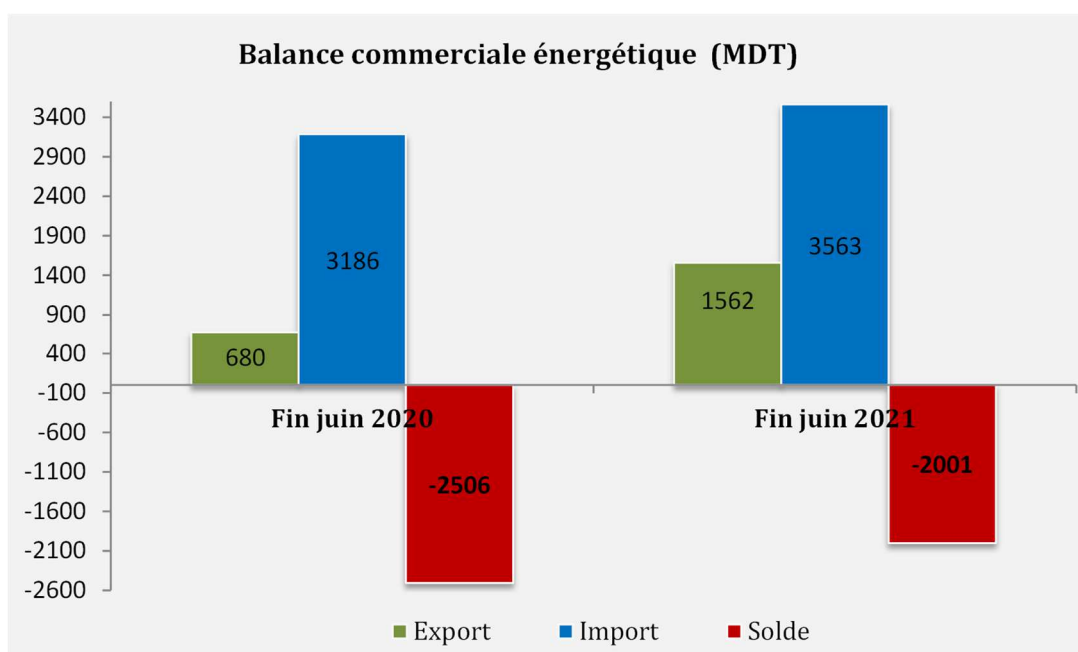
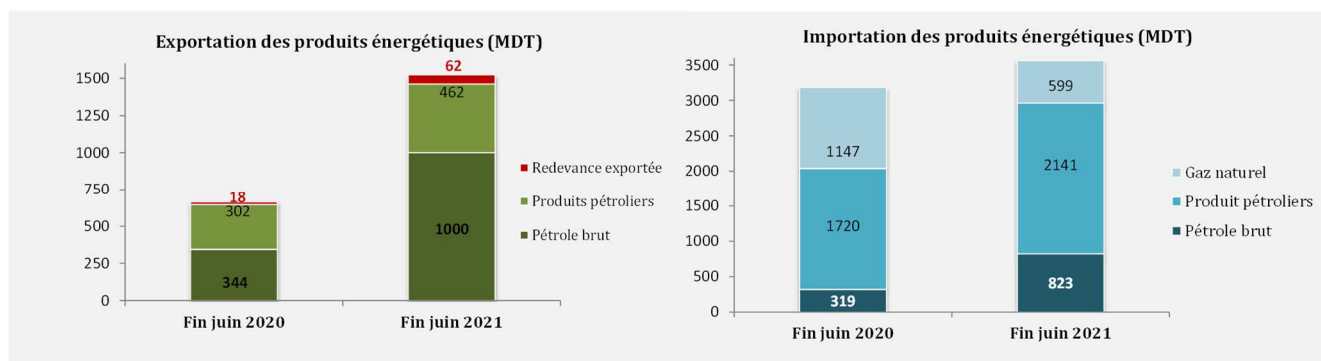
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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

(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.

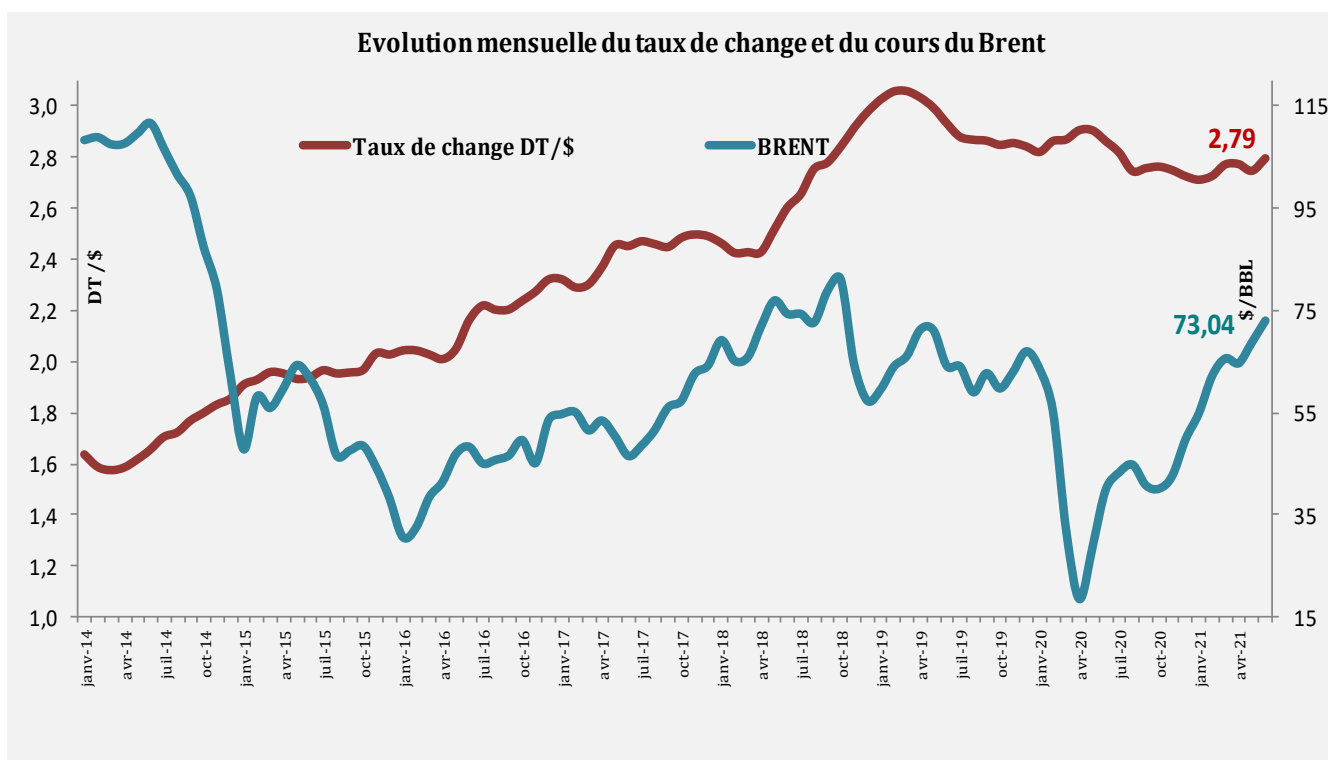
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **130%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **12%**. Le déficit de la balance

commerciale énergétique est passé de **2506 MDT** durant le premier semestre de **2020** à **2001 MDT** durant le premier semestre de **2021**, soit une diminution de **20%** (en tenant compte de la redevance du gaz transité exportée).

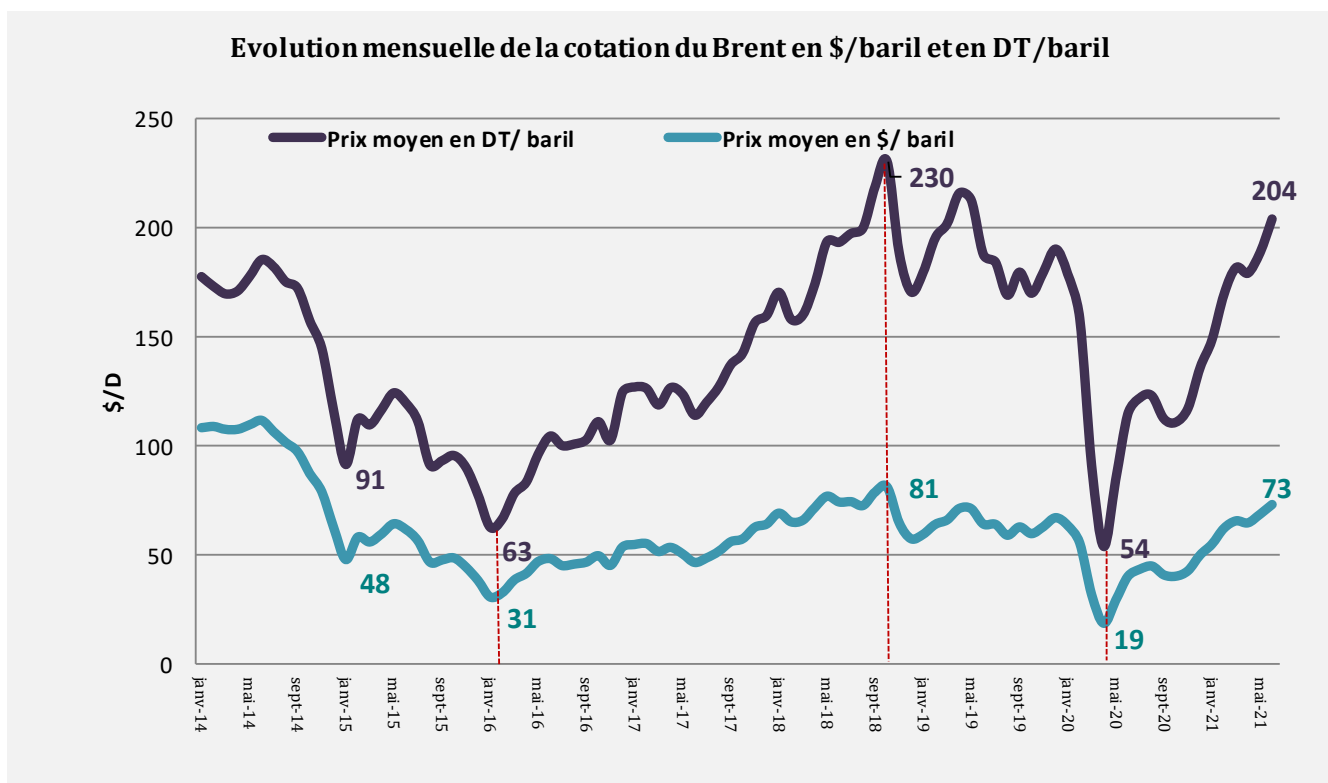


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités échangées, le taux de change \$/DT et les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les prix des produits pétroliers. Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a augmenté (-) et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est dégradé légèrement de **1%** (-) à fin juin **2021** par rapport à fin juin **2020**.

En effet, au cours du premier semestre de **2021**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de plus de **25\$/bbl** : **64.9 \$/bbl** à fin juin **2021** contre **39.7 \$/bbl** à fin juin **2020**, la cotation mensuelle du mois de juin a enregistré aussi une hausse de **33 \$/bbl** par rapport à juin **2020** et une augmentation de **4\$/bbl** par rapport à mai **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.

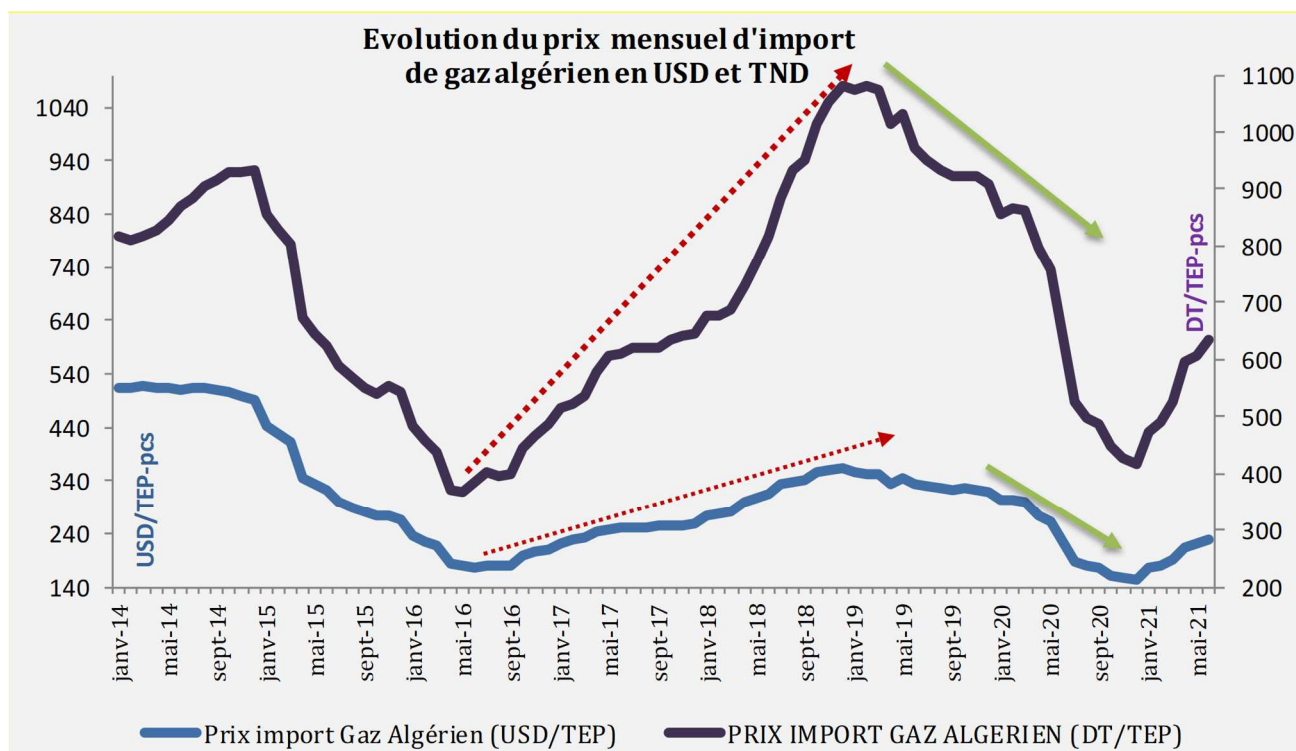


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin juin 2020 et fin juin 2021, les cours moyens du Brent ont enregistré une augmentation de 63% : 64.9 \$/bbl contre 39.7 \$/bbl.

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de 4% entre fin juin 2020 et fin juin 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.

(+++)
La diminution du prix moyen du gaz algérien de 30% en DT et de 27% en \$ entre fin juin 2020 et fin juin 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 corrélié 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 decembre 2020.

(--)
Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de 24% 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 localement à la STIR. En effet, la STIR a raffiné **802 kt** à fin juin **2021** (dont **80%** brut étranger) contre **599 kt** à fin juin **2020** (dont **53%** brut étranger).

(+++) Baisse des achats du gaz algérien de **25%** en quantité et **48%** en valeur grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le transit du gaz algérien.

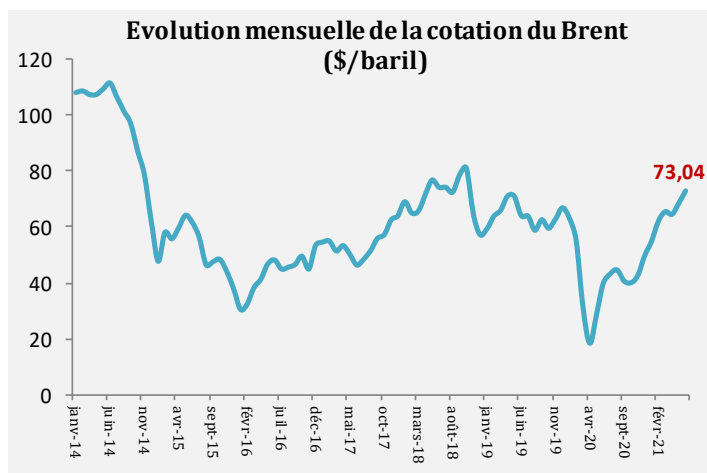
(++) Une hausse des exportations des produits pétroliers de **6%** en quantité et de **53%** en valeur.

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

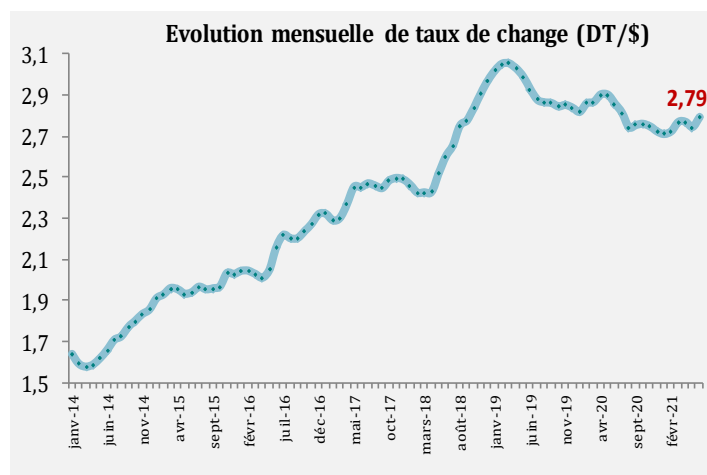
	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Janvier	59,5	63,5	54,8	-14%
Février	64,0	55,4	62,2	12%
Mars	66,1	31,8	65,6	106%
Avril	71,3	18,6	64,7	249%
Mai	71,1	28,98	68,8	137%
Juin	64,1	40,07	73,0	82%
Juillet	64,0	43,4		
Aout	59,0	44,8		
Septembre	62,8	40,8		
Octobre	59,7	40,2		
Novembre	63,02	42,7		
Décembre	67,02	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		
Aout	2,87	2,74		
Septembre	2,86	2,75		
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 juin 2021	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	194,2	70,32
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	170,8	62,12

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Prix des Produits pétroliers

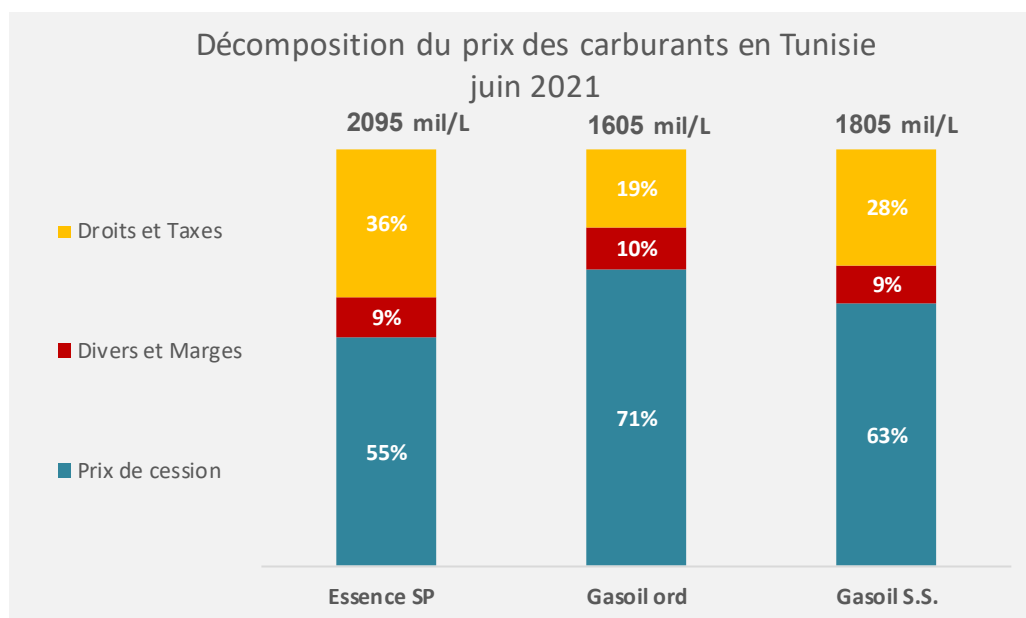
PRODUITS PETROLIERS	A fin juin 2021					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1344	1149	747	198	2095
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1191	1141	301	163	1605
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1232	1137	504	164	1805
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1026	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1559	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	20,27	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 juin 2021
Prix d'importation Gaz Algérien		626	557
		Année 2019	Année 2020 ⁽¹⁾
Prix de vente Global (hors taxe)		600,2	616,0
Coût de revient moyen		1017,1	728,3
Résultat unitaire ⁽²⁾		-416,9	-112,3

6- Electricité

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

(1) Provisoire

(2) 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 juin		
		2020	2021	Var (%)
El borma	183	112,9	113,4	0,4%
Ashtart	209	105,6	108,4	3%
Hasdrubal	131	71,2	47,9	-33%
Adam	87	53,7	61,4	14%
M.L.D	75	48,5	45,8	-6%
El Hajeb/Guebiba	99	45,6	65,5	44%
Cherouq	61	42,9	39,6	-8%
Miskar	70	36,5	33,6	-8%
Cercina	72	38,3	34,3	-10%
Barka	100	47,1	41,8	-11%
Franig/Bag/Tarfa	58	29,5	23,7	-20%
Ouedzar	46	29,6	28,0	-5%
Gherib	47	24,1	13,1	-46%
Nawara	28	8	39,2	391%
Halk el Manzel	0	0	135,5	-
Autres	265	157	137	-13%
TOTAL pétrole (kt)	1 530	850	968	14%
TOTAL pétrole (ktep)	1 566	871,1	988,6	13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 550	861	978	14%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 587	882	999	13%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	136	70,4	82,5	17%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	149	77	90	17%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 686	932	1 061	14%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 737	959	1 090	14%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **968 kt** à fin juin **2021** enregistrant ainsi une hausse de **14%** par rapport à fin juin **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 (-**33%**), Gherib (-**46%**), Franig/bag. /Tarfa (-**20**), Baraka (-**11%**), Cercina (-**10%**) et Miskar (-**8%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir El Hajeb/Guebiba (+**44%**), Adam (+**14%**), Ashtart (+**3%**).

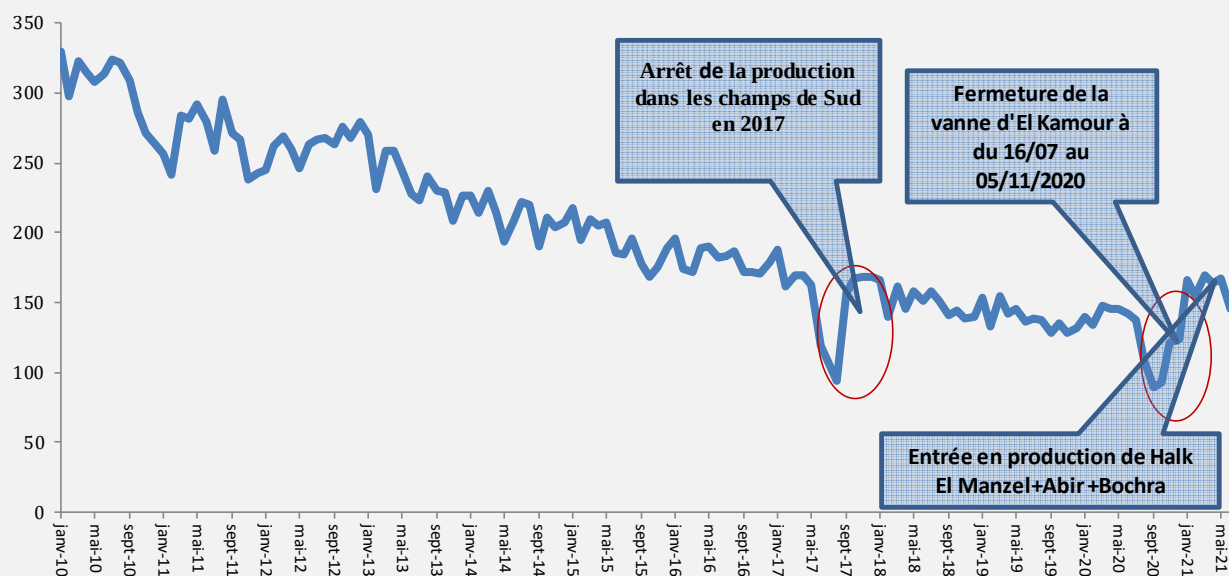
Il convient de noter :

- **Concession Hasdrubal:** Arrêt de la production à partir du 14 juin 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 l'invasion de manifestants à l'intérieur du site.
- **Concession Nawara:** Reprise de la production le 02-03-2021 après une maintenance planifiée qui a durée 01 jour.
- **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.
- **Concession Halk El Menzel :** Mise en production le 07-01-2021
- **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.

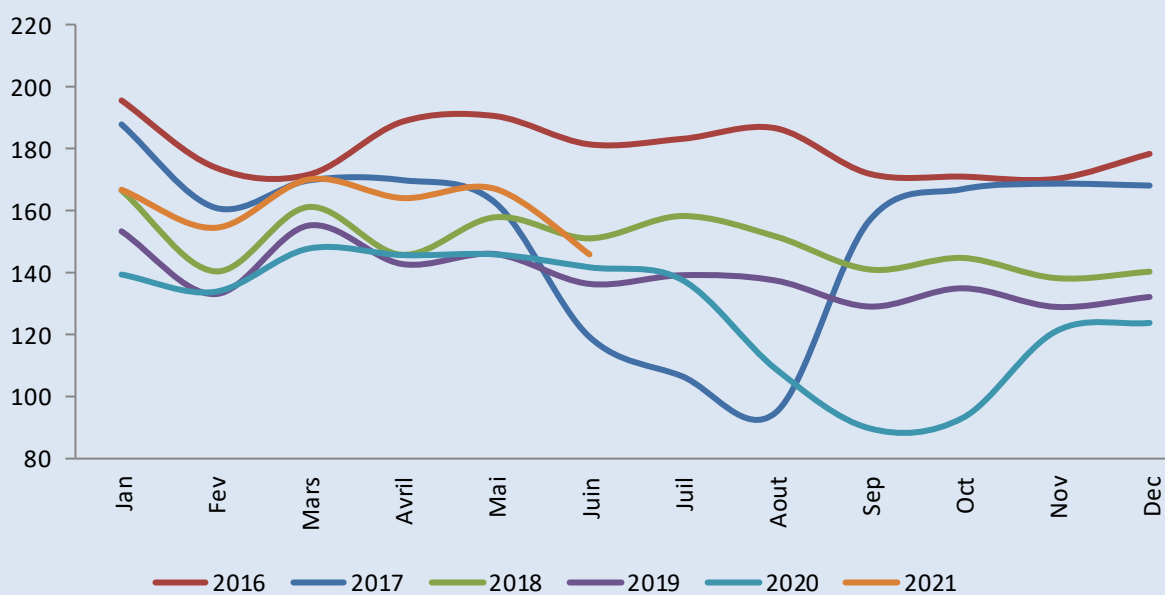
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **36.4** mille barils/j à fin juin **2020** à **41.2** mille barils/j à fin juin **2021**.

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 juin				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 176	2 016	974	1 538	58%	-2%
Production nationale	1 646	1 400	807	1 010	25%	-3%
Miskar	522	712	270	248	-8%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	250	164	144	147	2%	-1%
Gaz Chergui	164	119	78	84	7%	-3%
Hasdrubal	353	243	197	121	-38%	-6%
Maamoura et Baraka	51	5	16	34	107%	19%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	121	157	57	58	3%	-9%
Nawara ⁽⁴⁾	185	0	46	318	588%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	530	616	167	528	215%	-1%
Achats	2 793	337	1 299	968	-25%	10%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 417	2240	1083	1709	58%	-2%
Production nationale	1 623	1556	897	1123	25%	-3%
Miskar	580	791	300	276	-8%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	278	182	159	163	2%	-1%
Gaz Chergui	183	132	87	93	7%	-3%
Hasdrubal	392	271	218	134	-38%	-6%
Maamoura et Baraka	56	6	18	38	107%	19%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	135	175	63	65	3%	-9%
Nawara ⁽⁴⁾	206	0	51	354	588%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	589	684	186	586	215%	-1%
Achats	3 104	375	1444	1076	-25%	10%

(1)Gaz commercial du sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djbel Grouz, Adam,ChouchEss., Cherouk, Durra, anaguid Est, Bochra et Abir

(2)Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017

(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017

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

(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

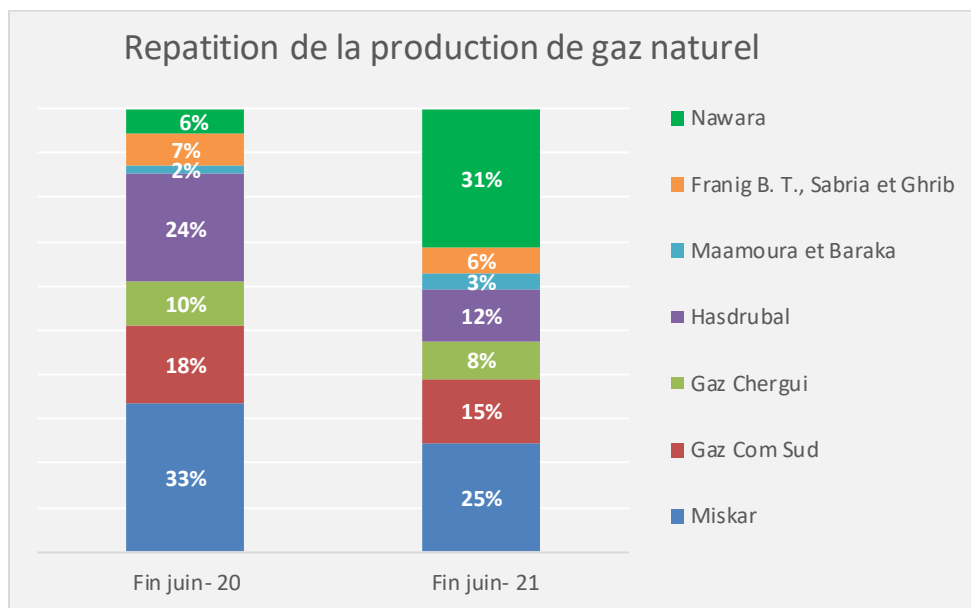
(6) Chiffre provisoire pour juin 2021

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1538 ktep** à fin juin **2021**, enregistrant ainsi une augmentation de **58%** 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 **215%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **25%**.

Il convient de noter :

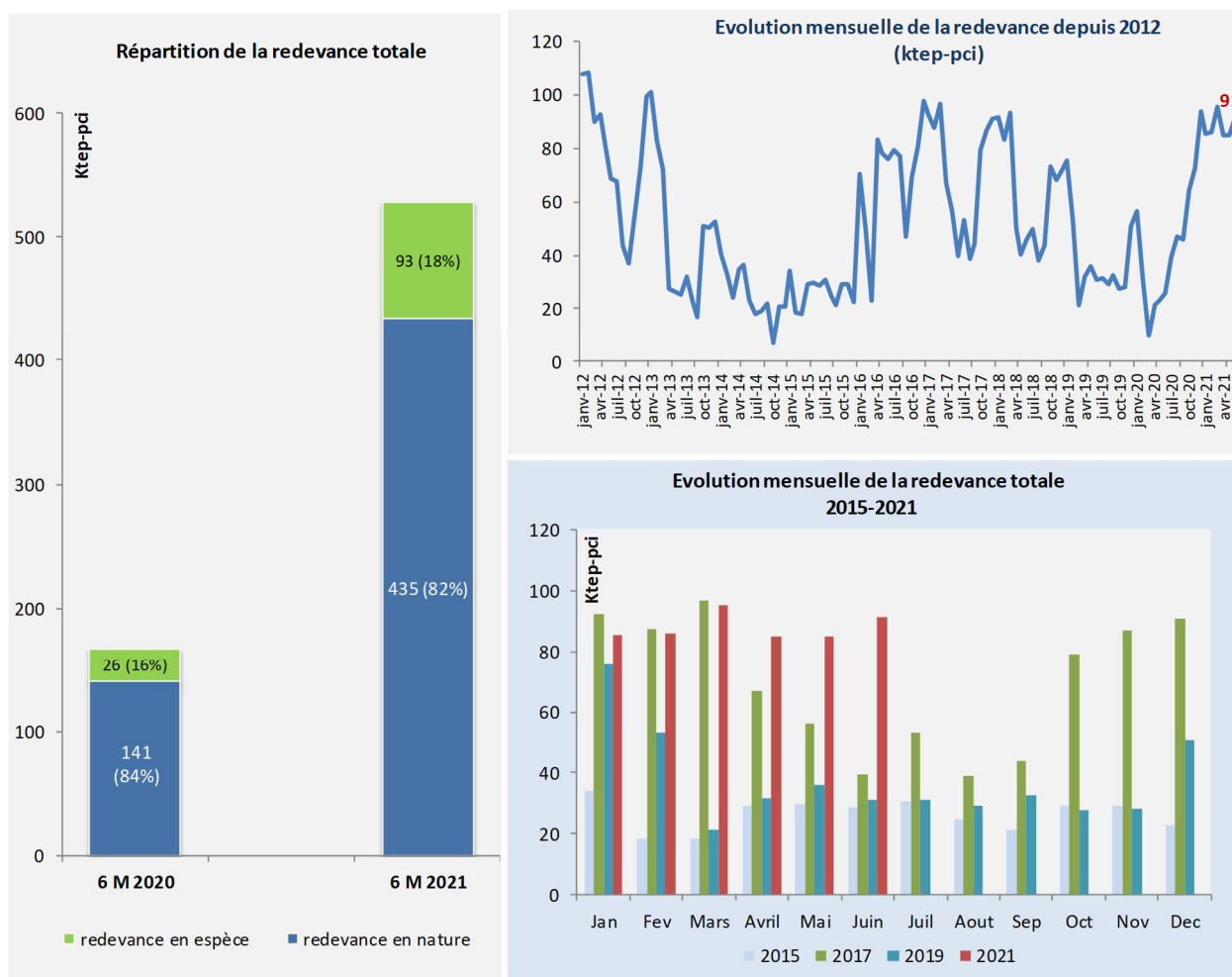
- ✓ **Concession Nawara** : Ouverture des puits Ahlem-1, Ahlem-2 et Ritma-1 et augmentation de la production à 2 MM m³/j en moyenne durant le premier semestre de **2021**. La production de Nawara a représenté **31%** de la production nationale du gaz commercial sec à fin juin **2021**, elle a couvert **13%** de la demande totale de gaz naturel et a réduit de **25%** les achats de gaz algérien ainsi que le déficit du bilan d'énergie primaire de **18%**.



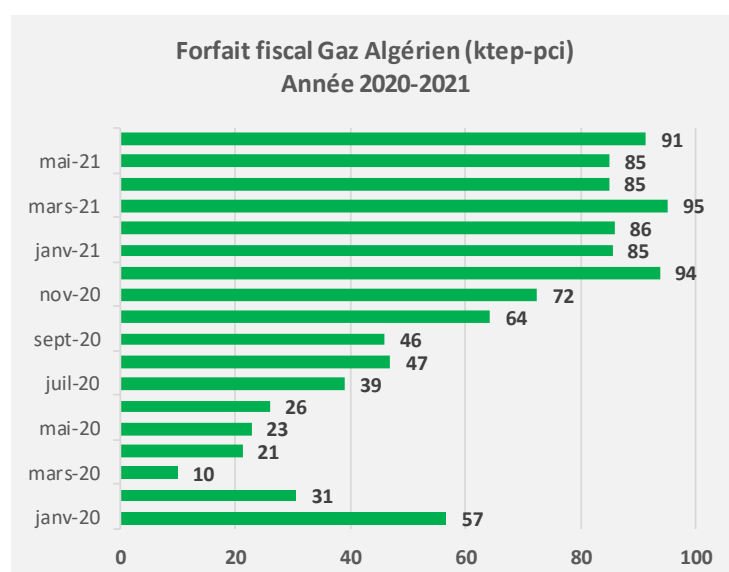
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **38%**. Reprise du "**Puit A1**" le 23/03/2021. Tous les puits sont fermés, un entretien de 15 jours a commencé à partir de 14/06/2021.
- ✓ **Miskar** : baisse de la production de **8%**.
- ✓ **Gaz commercial du Sud** : hausse de la production de **2%**.
- ✓ **Maamoura et Baraka** : hausse de la production de **107%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne^(*) (**215%**) à fin juin **2021** par rapport à fin juin **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 (**82%**).

^(*) chiffre provisoire pour juin 2021



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** et qui a continué jusqu'au mois de juin **2021**.

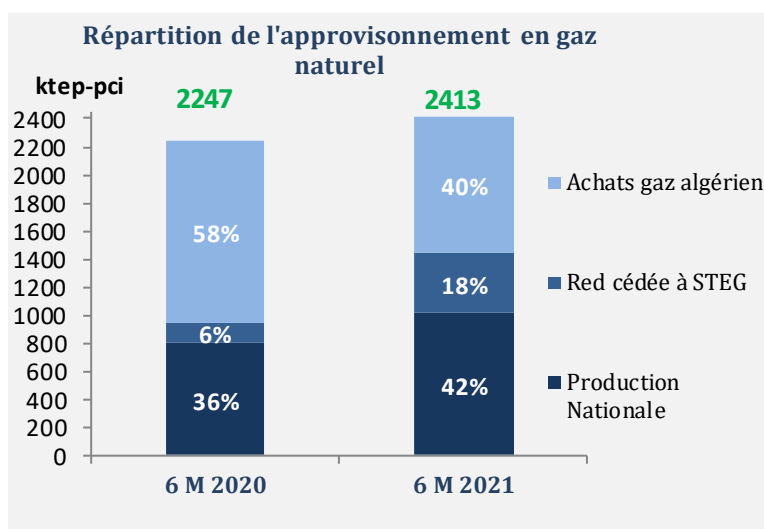


Les importations de gaz naturel :

Les achats de gaz algérien ont baissé de **25%**, entre fin juin **2020** et fin juin **2021**, pour se situer à **968 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 **7%** entre fin juin **2020** et fin juin **2021** pour se situer à **2413 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 **36%** à **42%**.
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 **58%** à **40%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	2020 (a)	A fin juin 2021 (b)	Var (%) (b)/(a)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	12	15	25%	
Essence Sans Pb	8	53	-	
Petrole Lampant	12	15	31%	
Gasoil ordinaire	229	326	42%	
Fuel oil BTS	204	265	30%	
Virgin Naphta	136	123	-10%	
White Spirit	3	5	-	
Total production STIR	604	801	33%	
Taux couverture STIR (1)	31%	36%	16%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	14%	19%	37%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	155	181	17%	
Jours de fonctionnement du Platforming	25	136	-	Unité en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021. Unité en arrêt du 27/05 au 30/06/2021.

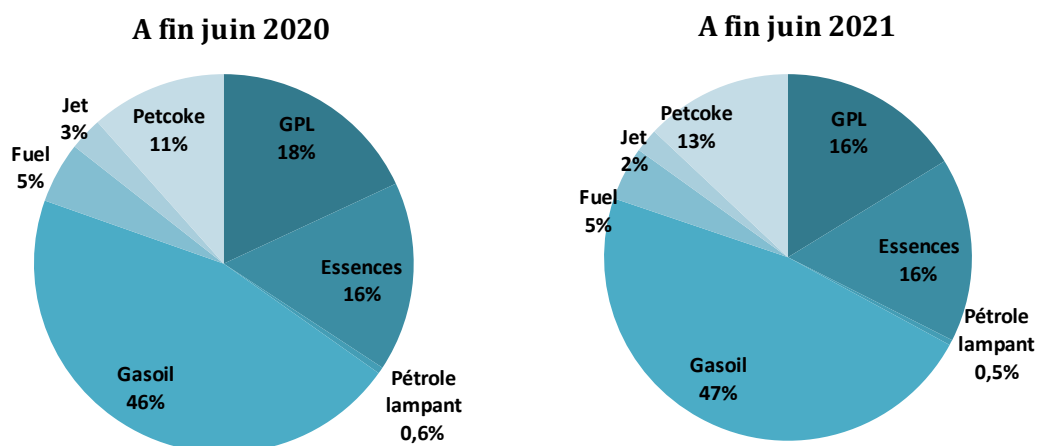
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2020	A fin juin				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	660	270,1	349	356	2%	3%
Essences	732	230,8	312	356	14%	4%
Essence Super	0	1,1	0	0	-	-
Essence Sans Pb	719	229,7	306	350	15%	4%
Essence premium	13	0,0	6	6	-6%	-
Pétrole lampant	18,4	38,6	11,3	10,3	-8%	-11%
Gasoil	1958	928,5	879	1038	18%	1%
Gasoil ordinaire	1619	881,3	733	854	16%	0%
Gasoil SS	333	47,2	143	182	27%	13%
Gasoil premium	6	0,0	3	3	1%	-
Fuel	229	178,7	100	104	4%	-5%
STEG & STIR	26	5,5	15	16	5%	10%
Hors (STEG & STIR)	203	173,2	86	89	4%	-6%
Fuel gaz(STIR)	7	1,9	1	6	-	11%
Jet	106	96,8	54	45	-16%	-7%
Coke de pétrole	516	157,9	223	285	28%	6%
Total	4227	1903	1929	2202	14%	1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4193	1896	1914	2181	14%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre le premier semestre de 2020 et le premier semestre de 2021, une hausse de **14%** pour se situer à **2202** 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 **14%** et du gasoil de **18%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juin **2020** et fin juin **2021** à l'exception de quelques produits notamment le GPL dont la part est passée de **18%** à **16%** et le gasoil dont la part est passé de **46%** à **47%**.

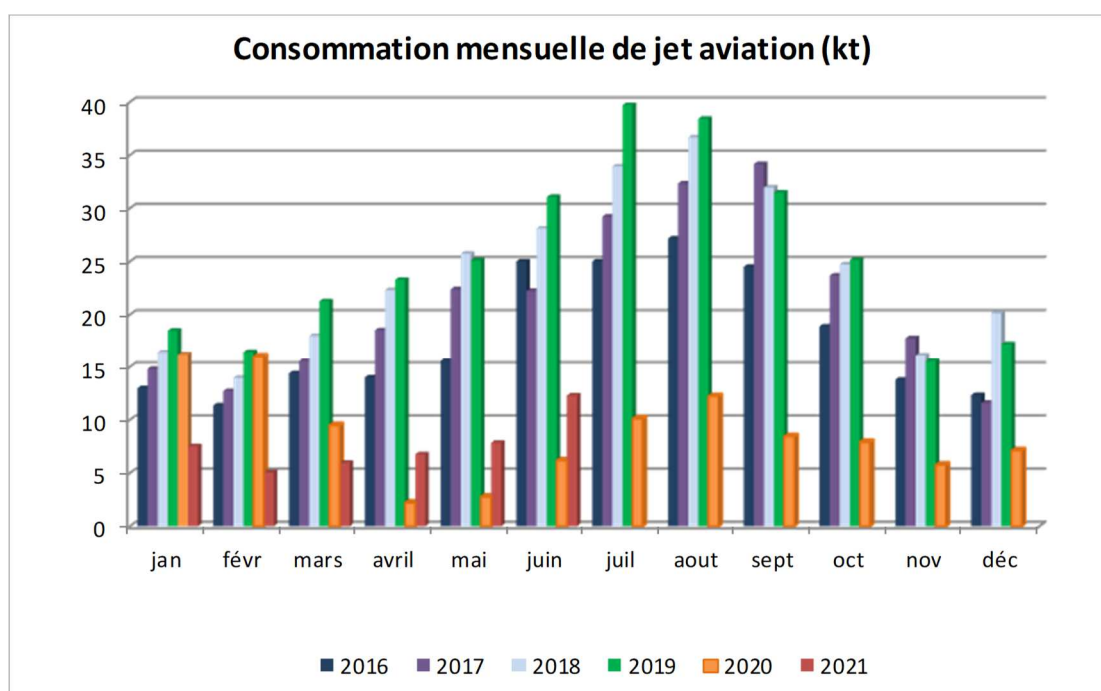


La consommation de carburants routiers a augmenté, à fin juin **2021**, de **17%** par rapport à fin juin **2020**. Elle représente **63%** de la consommation totale des produits pétroliers.

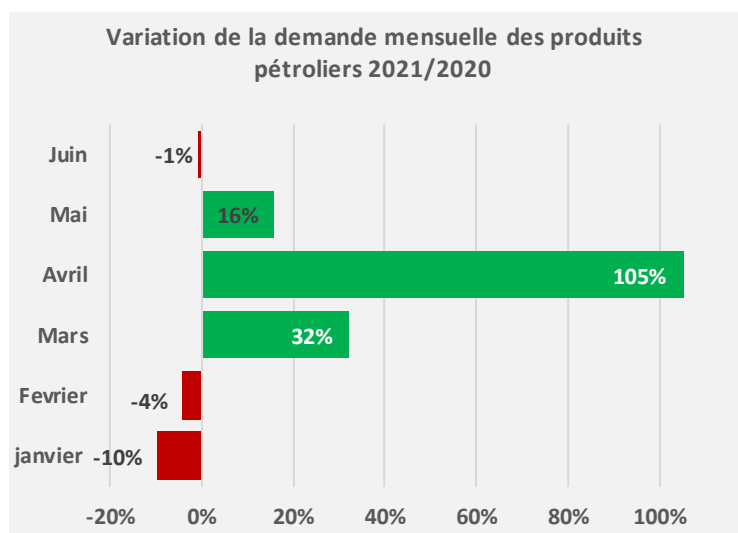
La consommation de GPL a augmenté de **2%** entre fin juin **2021** et fin juin **2020**, par contre, le pétrole lampant a diminué de **8%** durant la même période.

La consommation de coke de pétrole a augmenté entre le premier semestre de **2020** et le premier semestre de 2021 de **28%** (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 diminution importante de **16%** à fin juin **2021** par rapport à la même période de l'année précédente 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 :

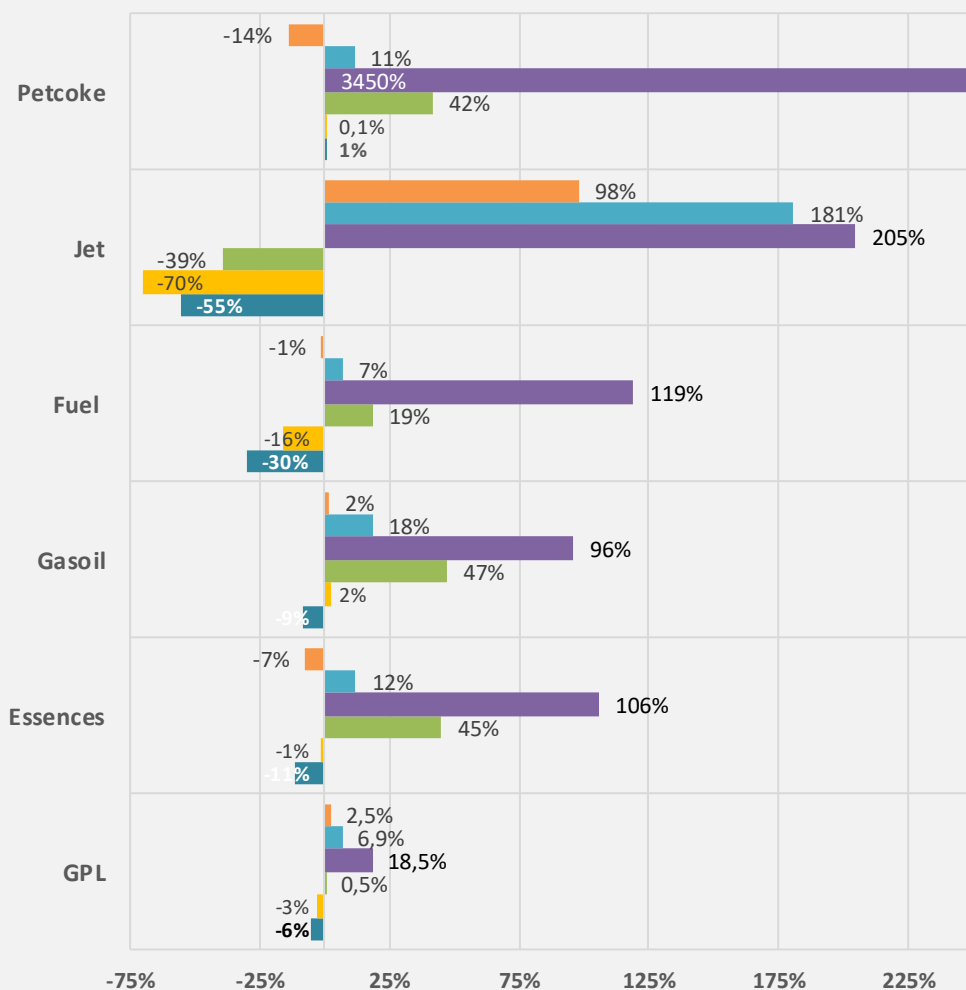


A signaler que la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une baisse de **10%** courant le mois de janvier **2021** et de **4%** courant le mois de février **2021**. Par contre, courant le mois de mars, avril et de mai **2021**, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une hausse importante respective de **32%**, **105%** et **16%**. Courant le mois du juin **2021**, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré de nouveau une petite baisse de **1%**, 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%**.

Variation de la demande mensuelle des produits pétroliers 2021/2020



	GPL	Essences	Gasoil	Fuel	Jet	Petcoke
Jun	2,5%	-7%	2%	-1%	98%	-14%
Mai	6,9%	12%	18%	7%	181%	11%
Avril	18,5%	106%	96%	119%	205%	3450%
Mars	0,5%	45%	47%	19%	-39%	42%
fevrier	-3%	-1%	2%	-16%	-70%	0,1%
janvier	-6%	-11%	-9%	-30%	-55%	1%

II-2-2 Gaz Naturel

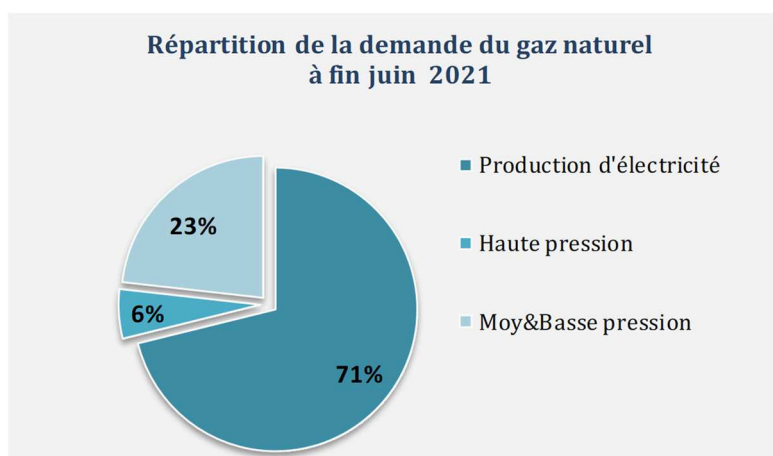
DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2020	A fin juin				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 844	2 065	2 242	2 407	7%	1%
Production d'électricité	3 680	1 457	1 660	1 712	3%	1%
Hors prod élec	1 164	609	582	694	19%	1%
Haute pression	233	189	110	135	23%	-3%
Moy&Basse pression	931	420	472	559	18%	3%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 382	2 295	2 491	2 674	7%	1%
Production d'électricité	4 089	1 619	1 844	1 903	3%	1%
Hors prod élec	1 293	676	647	771	19%	1%
Haute pression	259	210	122	150	23%	-3%
Moy&Basse pression	1 034	467	525	621	18%	3%

La demande totale en gaz naturel a enregistré une augmentation de **7%** entre le premier semestre **2020** et le premier semestre **2021** pour se situer à **2 407 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **3%**, celle pour la consommation finale a augmenté de **19%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**71%** de la demande totale à fin juin **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 **19%** pour se situer à **694 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **23%** et celle des clients haute pression de **18%** durant le premier semestre de **2021** par rapport à la même période de **2020**.

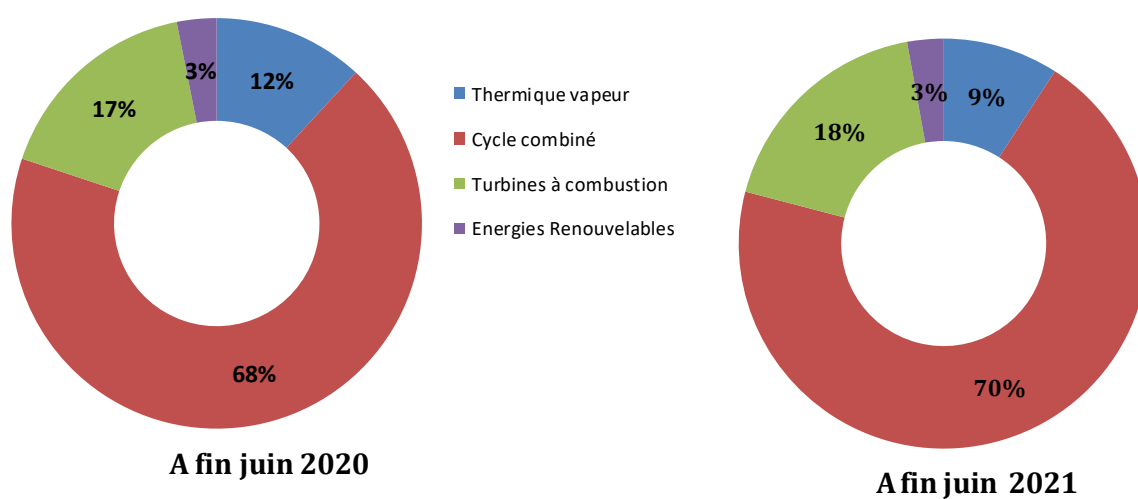


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **2%** entre fin juin **2020** et fin juin **2021** pour se situer à **209** tep/GWh.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **8%** durant le premier semestre de **2021**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une augmentation de **3%** seulement.

En effet, nous avons noté une augmentation à **70%** de la part des cycles combinés dans la production électrique à fin juin **2021** contre **68%** en à fin juin **2020**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	Juin		A fin juin	
		2020	2021	2020	2021
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	0	1
Nb total des permis	24	25	23	25	23
Nb de forages explo.	1	0	0	1	0
Nb forages développ.	4	1	0	3	1
Nb de découvertes	3	0	0	2	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin juin **2021**, est de **23** dont **15** permis de recherche et **8** permis de prospection, couvrant une superficie totale de **81 767 km²**. Le nombre total de concessions est de **56** dont **44** 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**.

Exploration

Acquisition sismique à fin juin 2021

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

Forage d'exploration à fin juin 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**.

Développement

Forage d'un nouveau puits de développement à fin juin 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	KRD SW-2Bis	Debbech	14/05/2021	3866 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	1431	Reprise des opérations de forage le 30/06/2021 Forage en cours.
03	HEM 05H	Halk El Manzel	30/07/2018	997	----

- 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 début janvier **2021**.

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

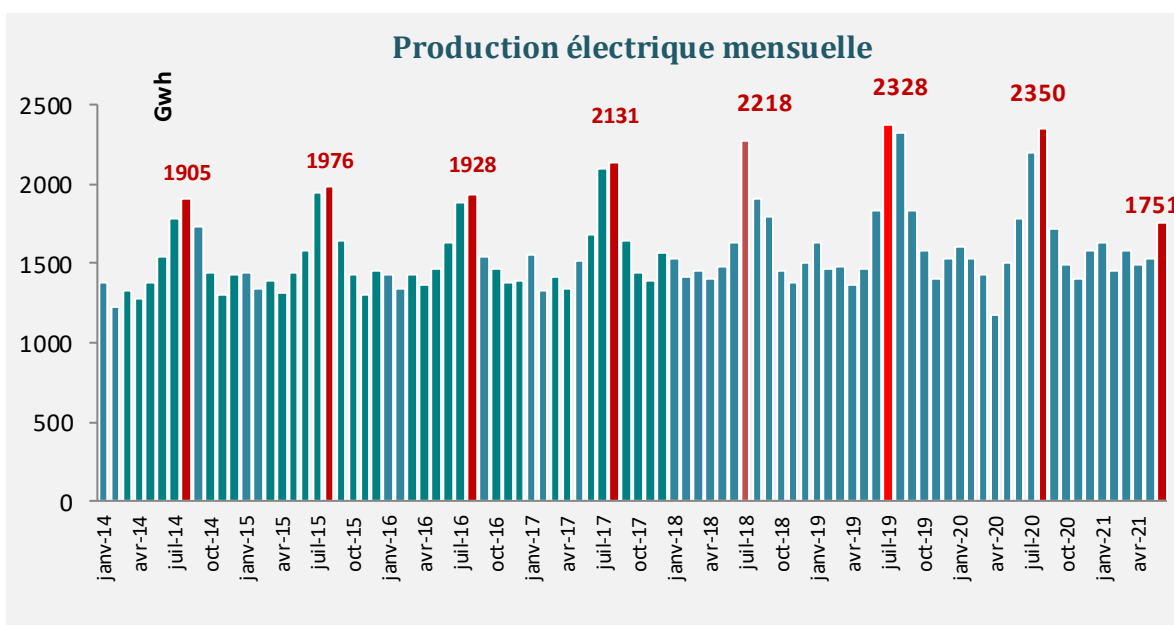
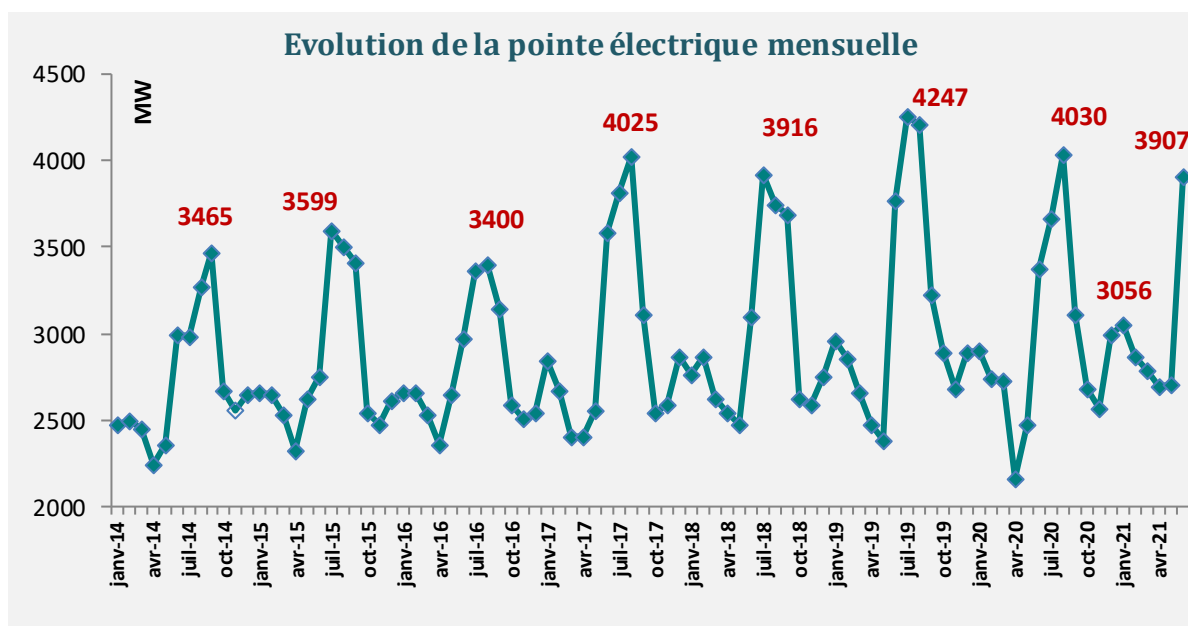
	Réalisé 2020	A fin juin				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16163	5 227	7 213	7735	7%	4%
FUEL + GASOIL	20	2	16	0,16	-99%	-21%
GAZ NATUREL	15631	5122	6917	7466	8%	3%
HYDRAULIQUE	46	26	21	17	-21%	-4%
EOLIENNE	465	75,8	258	247	-4%	11%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0,20	5	2215%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3415	1643	1724	1624	-6%	-0,1%
ACHAT TIERS	164	39	79	79	-0,1%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19742	6 909	9 016	9 438	5%	3%
NET TUNISIE	19142	6 908	8 681	9 543	10%	3%

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

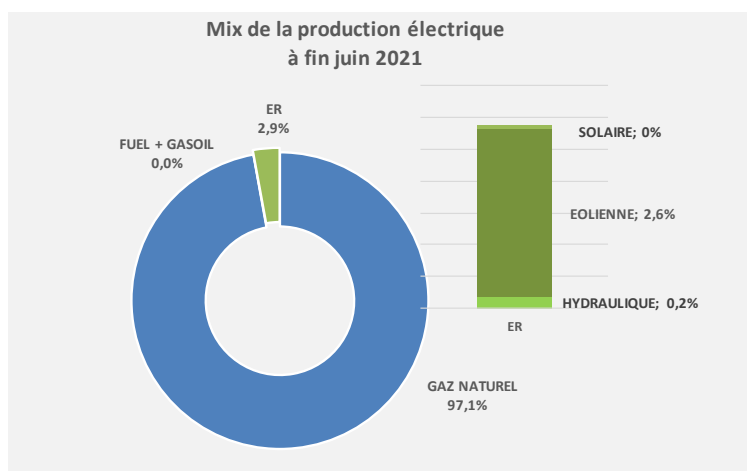
La production totale d'électricité a enregistré, à fin juin **2021**, une hausse de **5%** pour se situer à **9438 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **9016 GWh** à fin juin **2020**. De même, l'électricité destinée au marché locale a enregistré une augmentation de **10%**.

La pointe a enregistré une hausse de **16%** pour se situer à **3907 MW** à fin juin **2021** contre **3380 MW** à fin juin **2020**.

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 **82%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une hausse de **8%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **3%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin juin **2021**.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

Unité : GWh

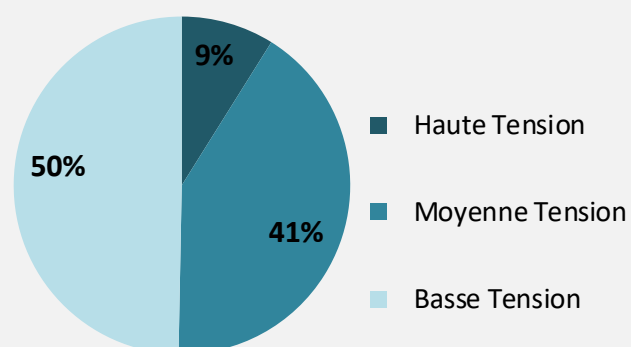
	Réalisé 2020	A fin juin				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1178	639	507	679	34%	1%
Moyenne tension	6356	2838	2892	3159	9%	1%
Basse tension	7819	2657	3708	3791	2%	3%
TOTAL VENTES **	15353	6 134	7 107	7 630	7%	2%

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

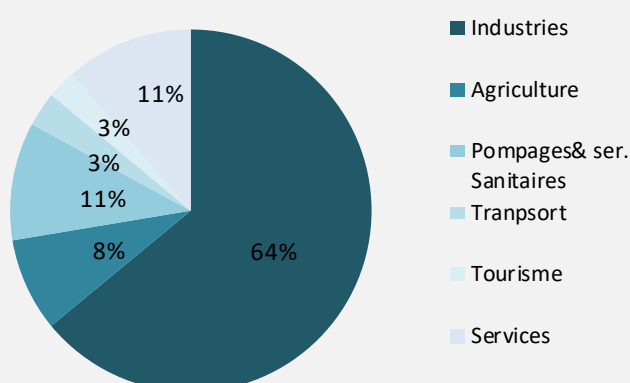
Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **7%** entre fin juin **2020** et fin juin **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **34%**, pour celles des clients de la moyenne tension, elles ont enregistré une augmentation de **9%**.

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 juin 2021**



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



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **64%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juin **2021**.

2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin juin 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 ARP et entrée en Vigueur prévue au cours du 1^{er} semestre 2021
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (mai 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Mise en service d'un projet de 1MW + un projet de 10 MW 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	112 MW environ installés
		MT/HT	230 autorisations octroyées pour une puissance totale de 43MW + 12 projets dont les autorisations en cours de publication au JORT de 1.9 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 septembre 2021
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 86%. Mise en production prévue en décembre 2021

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 : 18/08/2021