

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, février 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

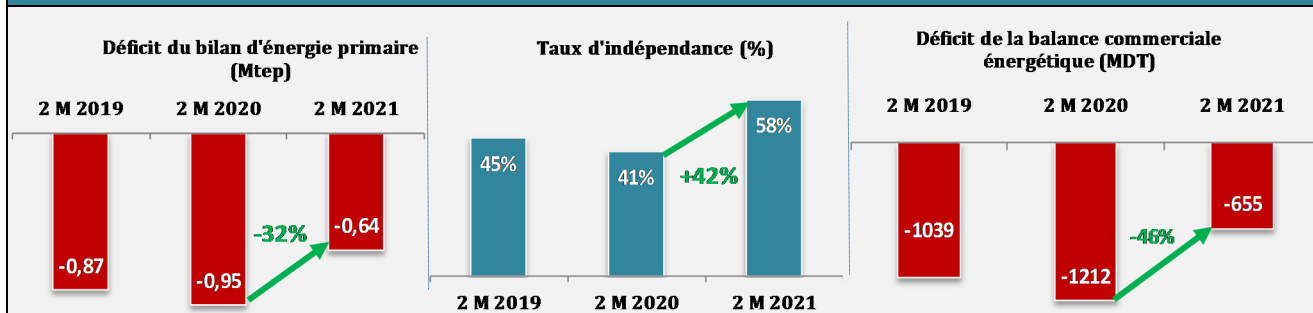
III- Electricité et Energies Renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

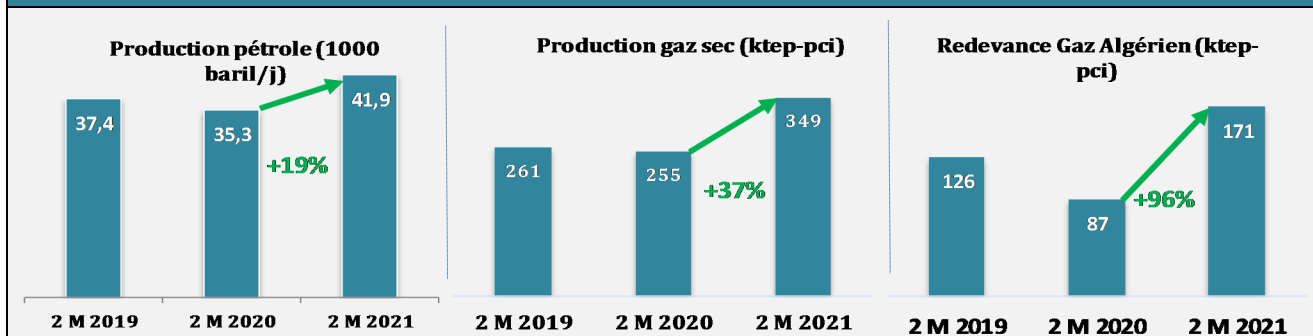


Faits marquants du mois de Janvier 2021

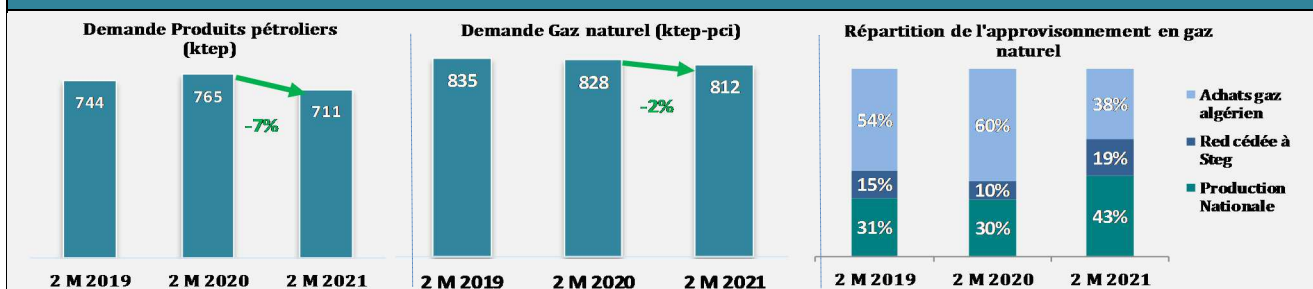
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



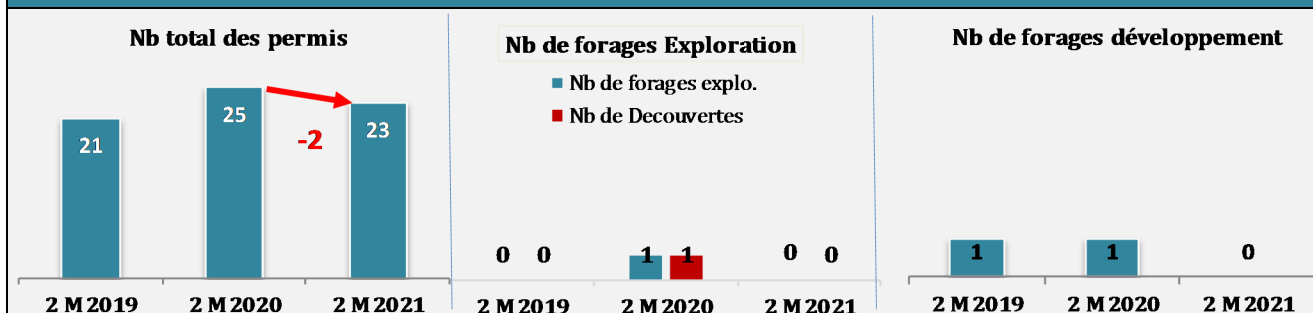
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



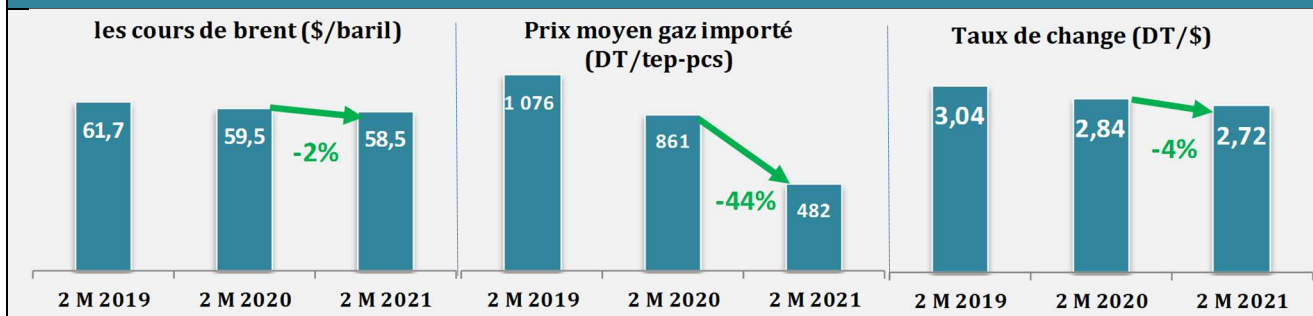
Demande des hydrocarbures



Exploration et développement



Prix et taux de change



I. Bilan et Economie d'Energie

Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2020	A fin février				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	3946	1354	656	890	36%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1577	646	281	331	18%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	149	20,4	25	30	21%	4%
Gaz naturel	2176	684	342	521	52%	-2%
<i>Production</i>	1646	447	255	349	37%	-2%
<i>Redevance</i>	530	237	87	171	96%	-3%
Elec primaire	44	3	8	9	5%	10%
DEMANDE	9088	1283	1601	1532	-4%	2%
Produits pétroliers	4195	591	765	711	-7%	2%
Gaz naturel	4849	688	828	812	-2%	2%
Elec primaire	44	3	8	9	5%	10%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5142	71	-945	-642		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5672	-166	-1033	-813		

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

Revision de la demande d'énergie primaire pour l'année 2019 suite à la reception des données de la consommation de petcoke partiellement estimée initialement

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

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

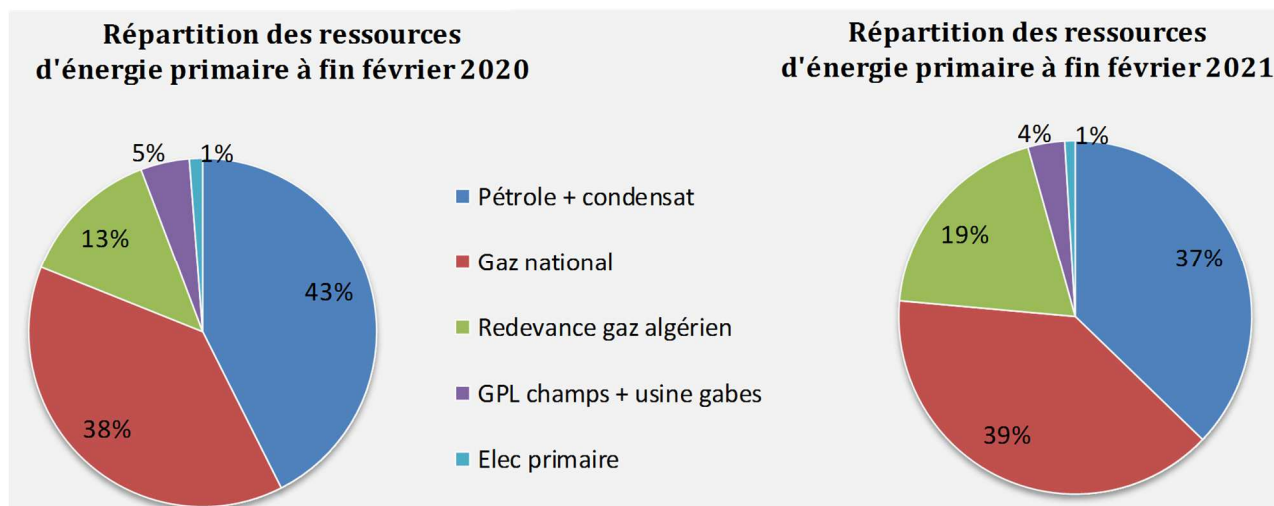
(3) DEFICIT en considerant la redevance comme étant une ressource nationale

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

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.9 Mtep** à fin février **2021**, enregistrant une hausse par rapport à la même période de l'année précédant de **36%**. Cette hausse est due à l'augmentation de la production nationale du pétrole, du gaz et aussi de la redevance du passage

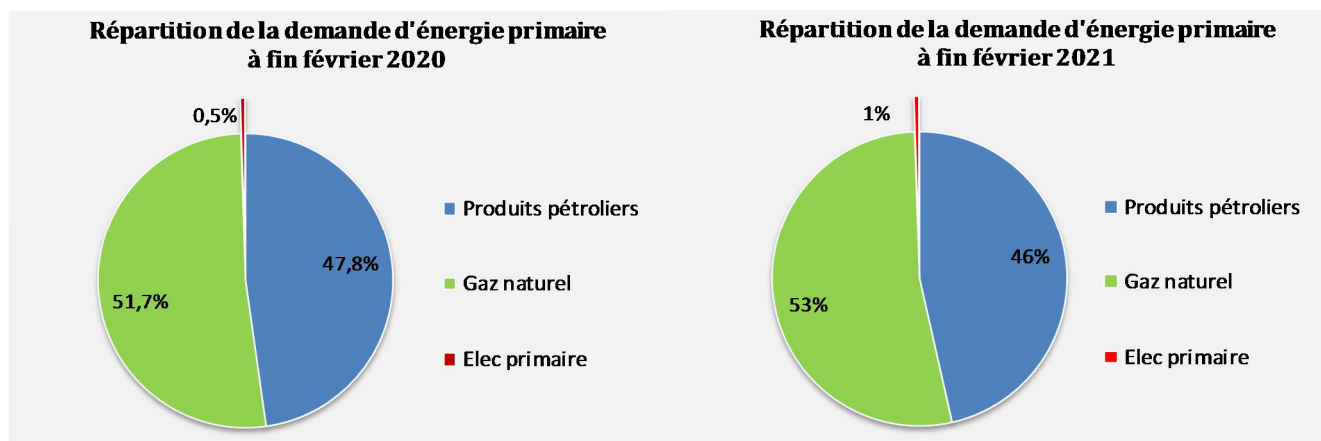
du gaz algérien qui a enregistré une hausse de **96%** durant les deux mois du **2021** par rapport à la même période de l'année précédant.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **76%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.



La demande d'énergie primaire a baissé de **4%** entre fin février **2020** et fin février **2021** pour passer de **1.6 Mtep** à **1.5 Mtep** : la demande de gaz naturel a baissé de **2%** et celle des produits pétroliers de **8%**.

La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet La demande des produits pétroliers est passé de **48%** en février **2020** à **46%** en février **2021** . Le gaz naturel qui représente **52%** à fin février **2020** à enregistré une légère hausse à **53%** à fin février **2021**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin février **2021, un déficit de 0.64 Mtep** contre un déficit enregistré à fin février 2020 de **0.94 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **58%** en février **2021** contre **41%** en février **2020**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **47%** en février **2021** contre **36%** en février **2020**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **32%** à fin février **2021** par rapport à fin février **2020**, cette baisse est due à l'impact du COVID-19 sur la demande de l'énergie suite à l'ensemble des mesures progressivement prises par le gouvernement depuis fin 2020 pour contenir la 2^{ème} vague de la propagation du virus.

2 Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin février			A fin février			A fin février		
	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)
EXPORTATIONS				264	327	23%	334	371	11%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	123	208	69%	125,7	212	69%	154	242	57%
ETAP	122,9	127,3	4%	125,7	130	4%	154,5	148,5	-4%
PARTENAIRES	0,0	80,5	-	0,0	82	-	0,0	93,4	-
GPL Champs	6,0	7,7	28%	6,7	8,5	28%	7	10,0	36%
ETAP	3	4,3	48%	3,2	4,8	48%	3,4	5,7	69%
PARTENAIRES	3	3,3	8%	3,4	3,7	8%	4,0	4,4	9%
PRODUITS PETROLIERS	123,8	93,5	-24%	125,2	93,0	-26%	167	112	-33%
Fuel oil (BTS)	70,2	73,4	5%	68,7	71,9	5%	99,4	82,3	-17%
Virgin naphtha	53,6	20,0	-63%	56,5	21,1	-63%	67,6	29,7	-56%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				6,9	12,7	83%	5	6,8	28%
IMPORTATIONS				1360	1215	-11%	1547	1026	-34%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	120,8	124,8	3%	123,4	127,5	3%	170,2	160,8	-6%
PRODUITS PETROLIERS	652,6	621,2	-5%	651,5	607,8	-7%	899,8	700,3	-22%
GPL	95	96	1%	105	106	1%	149	153	3%
Gasoil ordinaire	228	195	-15%	235	200	-15%	364	248	-32%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	53	62	17%	54	63	17%	88	84	-4%
Jet ⁽⁶⁾	38	28	-27%	40	29	-27%	63	40	-36%
Essence Sans Pb	115	60	-48%	120	63	-48%	192	89	-54%
Fuel oil (HTS)	19	40	111%	19	39	111%	15	38	148%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	104	140	35%	79	107	35%	29	49	69%
GAZ NATUREL				585,5	479,4	-18%	476,5	165,0	-65%
Redevance totale ⁽²⁾				87,3	171,4	96%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				498,2	308,1	-38%	476,5	165,0	-65%

(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 2020

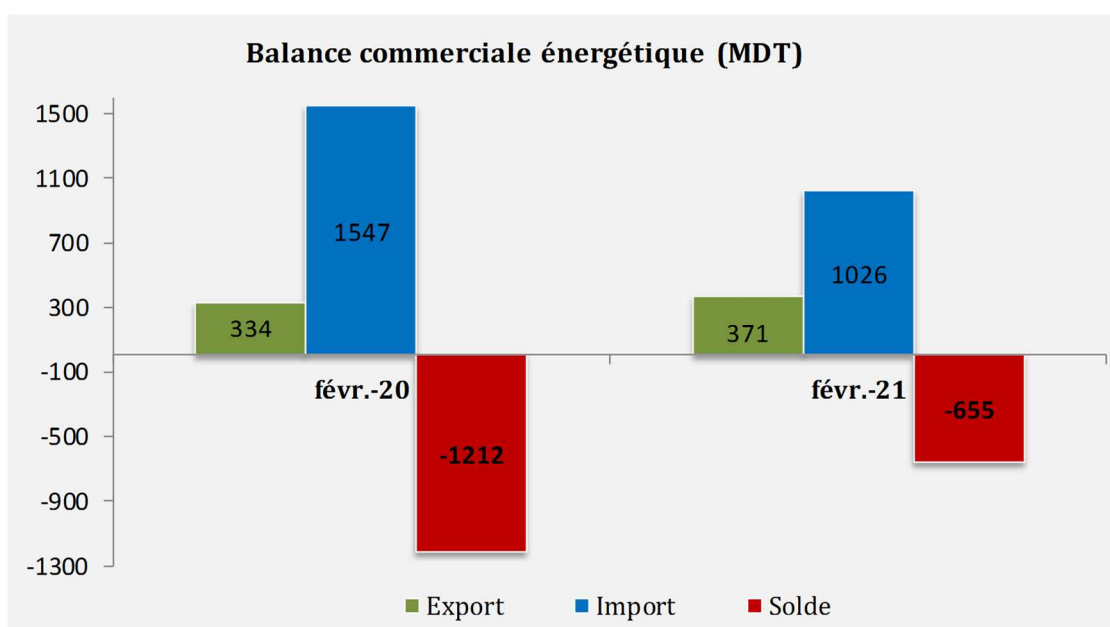
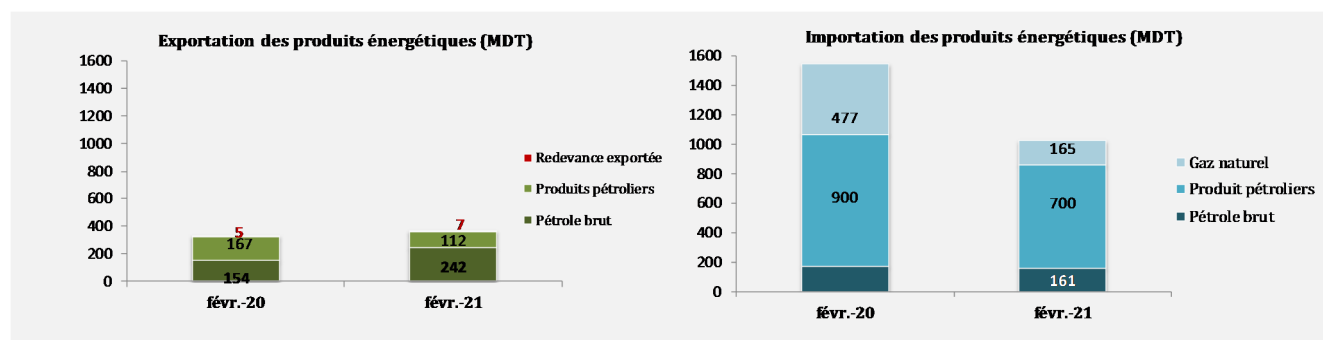
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

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

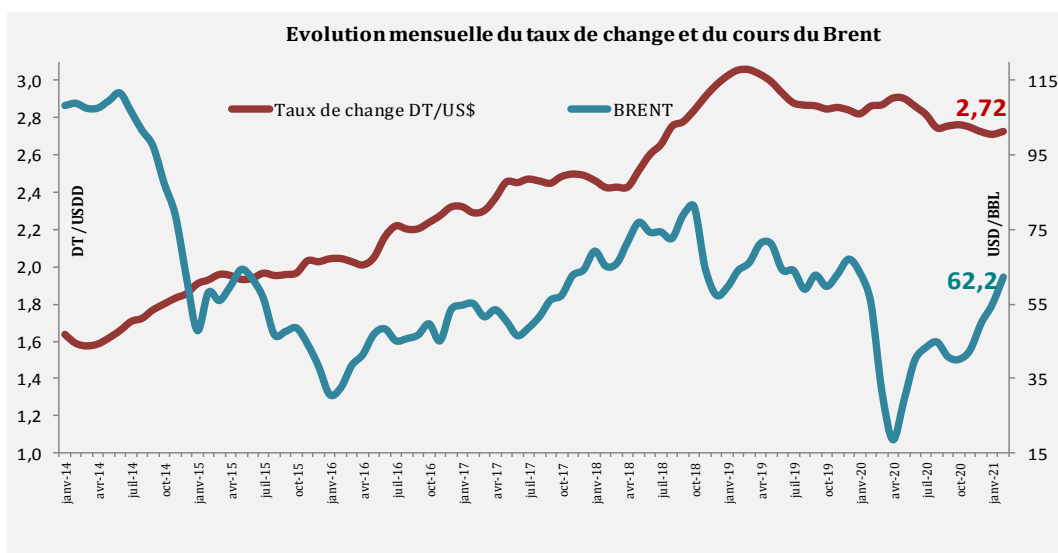
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

(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.

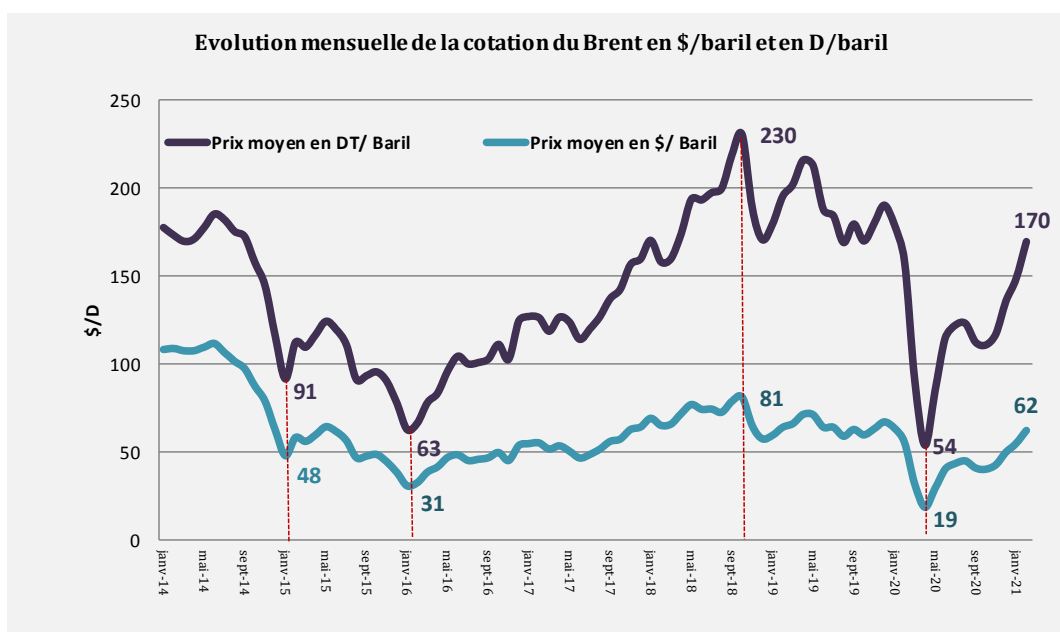
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **11%** accompagné par une baisse des importations en valeur de **34%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1212 MDT** durant le deux premiers mois du **2020** à **655 MDT** durant les deux premiers mois de **2021**, soit une diminution de **46%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les prix des produits pétroliers. Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a diminué (+) et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de **19% (+)** à fin février **2021** par rapport à fin février **2020**. En effet, à fin février **2021**, les cours du Brent ont enregistré une diminution de **1 \$/bbl : 58.5 \$/bbl** à fin février **2021** contre **59.5 \$/bbl** à fin février **2020** par contre la cotation mensuelle du mois de février à enregistré une hausse de **6.8 \$/bbl** par rapport à février 2020 et une hausse de **7.4** par rapport à janvier **2021**.



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

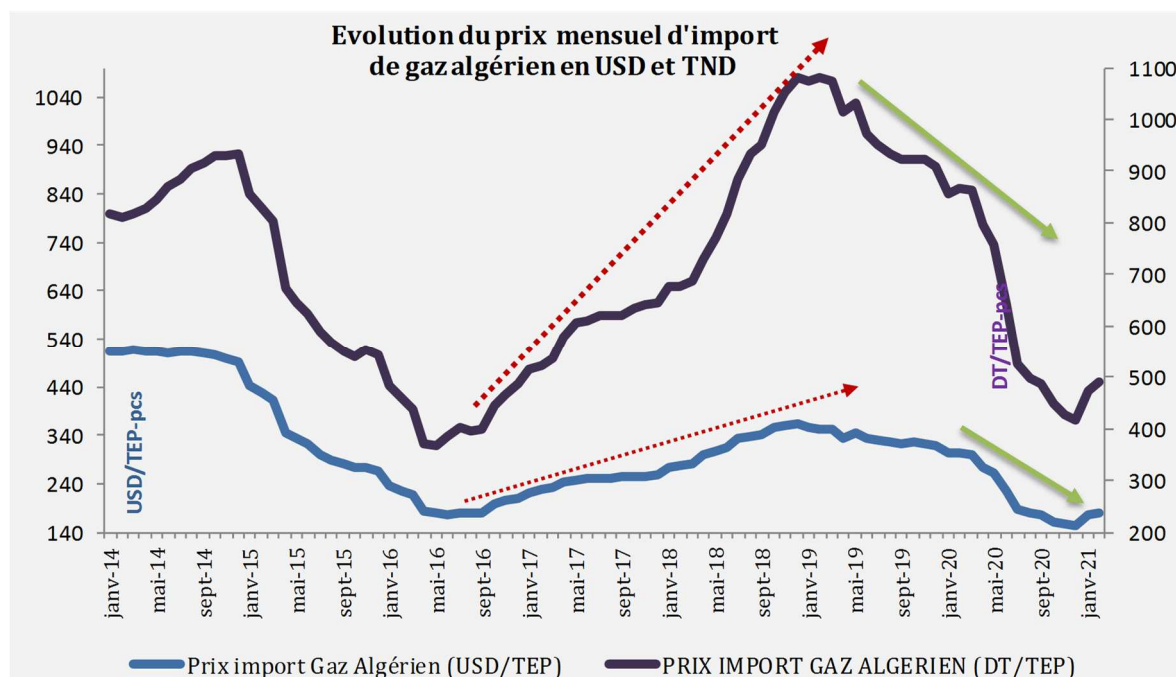


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+++) Entre fin février **2020** et fin février **2021**, les cours moyens du Brent ont enregistré une diminution de **2%** : **59.5 \$/bbl** contre **58.5 \$/bbl**.

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **4%** entre fin février **2020** et fin février **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 **44%** en DT et de **41%** en \$ entre fin février **2020** et fin février **2021**.



La baisse à été observée à partir de janvier **2019** pour la première fois depuis août **2016**. Rappelons ici que le prix du gaz algérien n'est pas parfaitement corrélé au cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.1 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des **6** et/ou **9** derniers mois.

(++) Les importations des produits pétroliers ont diminué par rapport à la même période de **22%** en valeur.

(++) Hausse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **255.7 kt** à fin février **2021** (dont **85%** brut étranger) contre **229.7 kt** à fin février **2020** (dont **55%** brut étranger).

(+++) Baisse des achats du gaz algérien de **38%** en quantité et 65% en valeur grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le transit du gaz algérien et de la baisse des prix d'omportation.

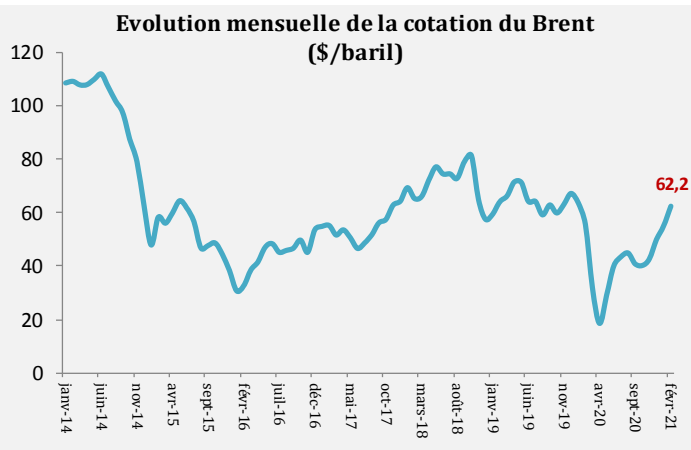
(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **26%**, la baisse a touché principalement le virgin naphta dont son volume de production est tributaire de la mise en marche ou l'arrêt de l'unité de Platforming.

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

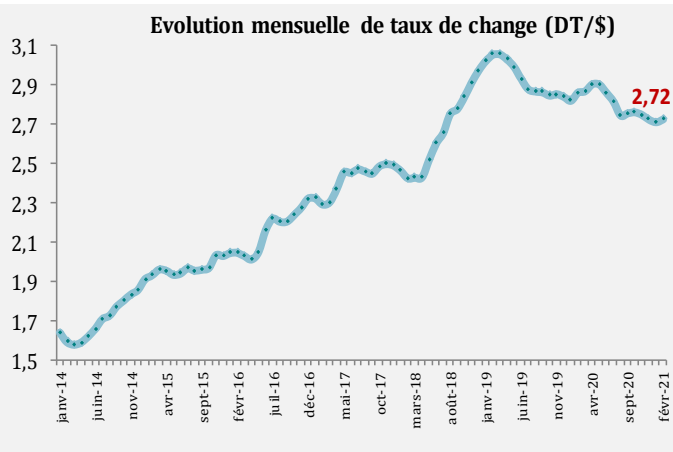
	2019	2020	2021	21/20
Jan	59,5	63,5	54,8	-14%
Fév	64,0	55,4	62,2	12%
Mars	66,1	31,8		
Avril	71,3	18,6		
Mai	71,1	28,98		
Juin	64,1	40,07		
Juillet	64,0	43,4		
Aout	59,0	44,8		
Septembre	62,8	40,8		
Octobre	59,7	40,2		
Novembre	63,02	42,7		
Décembre	67,02	49,9		
Prix annuel moyen	64,3	41,7		



2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Jan	3,02	2,82	2,71	-4%
Fév	3,05	2,86	2,72	-5%
Mars	3,05	2,87		
Avril	3,03	2,90		
Mai	2,99	2,90		
Juin	2,93	2,86		
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 février	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	171,1	62,98
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	149,8	55,17

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

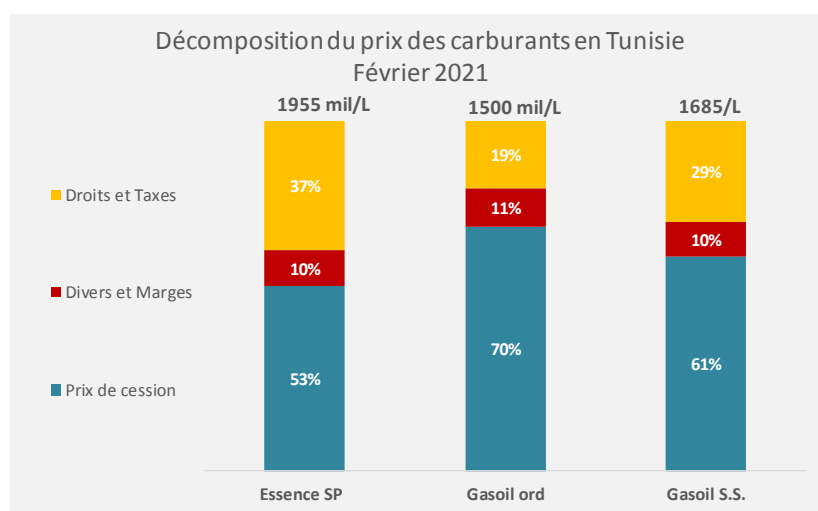
PRODUITS PETROLIERS	A fin février					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1140	1033	719	192	1955
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1072	1050	286	157	1500
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1148	1032	487	158	1685
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	942	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1591	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	20,68	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 aux publics à partir du 06/02/2021

(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)		
		2020 Fin févr- 2021
Prix d'importation Gaz Algérien		626 482
Prix de vente Moyen		Année 2018 Année 2019
HP MP BP	HP	575,5 672,3
	MP	480,1 613,4
	BP	407,7 472,5
Prix de vente Global (hors taxe)		508,0 600,2
Coût de revient moyen		864,9 1018,9
Resultat unitaire ⁽¹⁾		-356,9 -418,7

(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 2018	Année 2019
Prix de vente Moyen	HT	179,9	225,2
	MT	213,3	268,6
	BT	205,0	226,6
Prix de vente Global (hors taxe)		206,3	244,0
Côut de revient moyen		286,7	320,5
subvention unitaire ⁽¹⁾		179,9	225,2

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

II. Hydrocarbures

1 Production des hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2020	A fin février		
		2020	2021	Var (%)
El borma	183	37,9	38,0	0,03%
Ashtart	209	30,7	36,3	18%
Hasdrubal	131	24,9	18,5	-26%
Adam	87	19,5	20,8	7%
M.L.D	75	16,3	15,5	-5%
El Hajeb/Guebiba	99	15,5	21,6	39%
Cherouq	61	14,5	13,1	-10%
Miskar	70	12,3	11,5	-7%
Cercina	72	12,9	11,7	-9%
Barka	90	6,8	17,4	158%
Franig/Bag/Tarfa	58	9,5	8,2	-14%
Ouedzar	46	8,9	9,1	2%
Gherib	47	8,3	1,7	-80%
Nawara	28	0	14,4	-
Halk el Manzel	0	0	40,3	-
Autres	264	53	43	-19%
TOTAL pétrole (kt)	1 520	271	321	18%
TOTAL pétrole (ktep)	1 556	278	328	18%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 540	275	324	18%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 577	281	331	18%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	136	22,4	27,4	23%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	149	25	30	22%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 676	297	351	18%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 726	306	361	18%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **321 kt** à fin février **2021** enregistrant ainsi une hausse de **18%** par rapport à fin février **2020**. L'apport de Halk el Manzel qui vient d'entrer en production en janvier **2021** et de Nawara a compensé la baisse de la production enregistrée dans plusieurs champs à savoir : Hasdrubal (-26%), Gherib (-80%), Cherouq (-10%) et Cercina (-9%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir El Hajeb/Guebiba (+39%), Barka (+158%), Ashtart (+18%) et Adam (+7%).

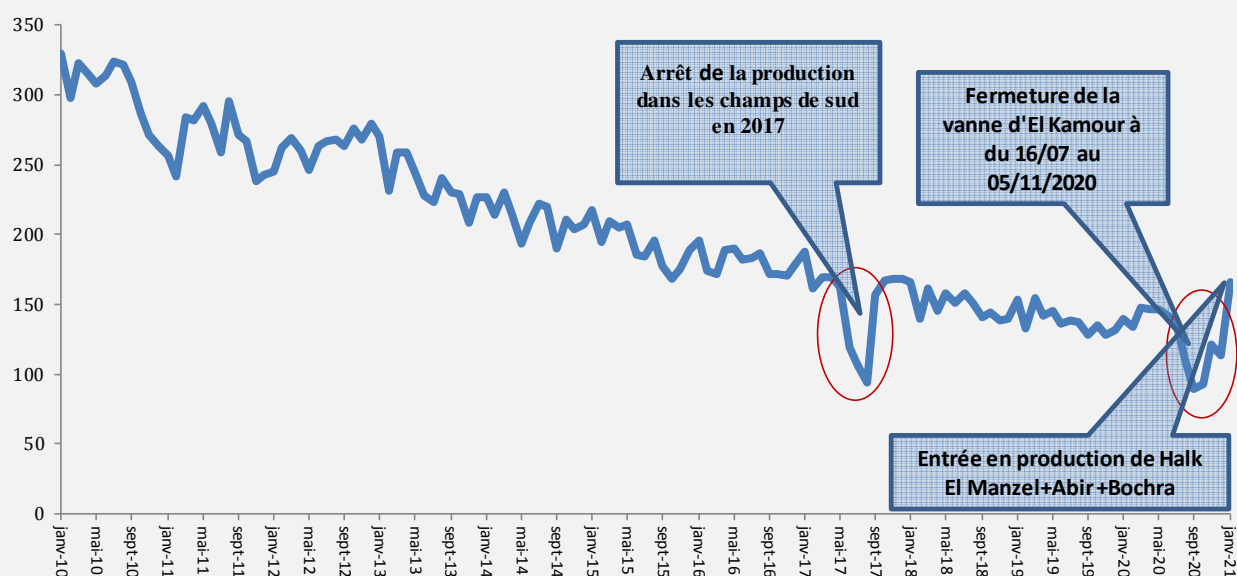
Il convient de noter :

- **Concession Abir:** Entrée en Production le 16-02-2021.
- **Concession Bochra:** Mise en production le 17-02-2021.
- **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.
- **Concession Hasdrubal:** Fermeture du "Puit A1" le 12/02/2021.
- **Concession Ghrib:** Arrêt des puits CAT-1 et DGH-1 le 14-01-2021 en raison d'une grève sociale depuis le 11-01-2020

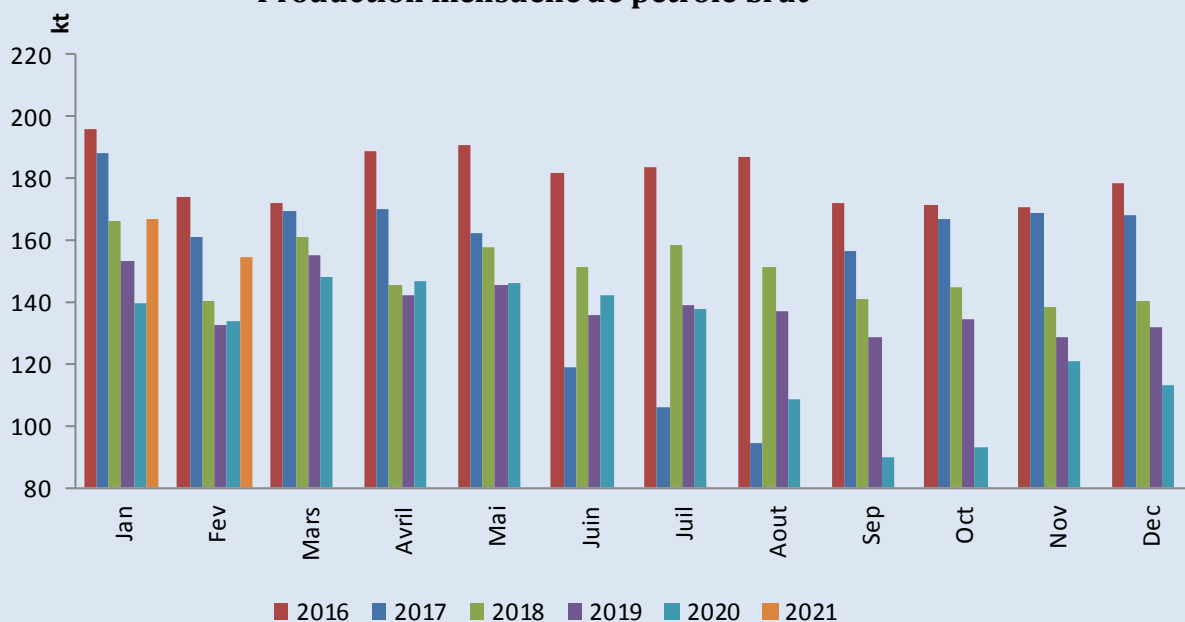
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **35.3** mille barils/j à fin février **2020** à **41.9** mille barils/j à fin février **2021**.

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



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2020	A fin février				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 176	684	342	521	52%	-2%
Production nationale	1 646	447	255	349	37%	-2%
Miskar	522	242	91	84	-8%	-9%
Gaz Com Sud ⁽¹⁾⁽³⁾	250	50	47	43	-7%	-1%
Gaz Chergui	164	39	26	30	12%	-3%
Hasdrubal	353	65	71	48	-32%	-3%
Maamoura et Baraka	51	1	3	14	314%	-
Franig B. T., Sabria et Ghib ⁽²⁾	121	49	16	19	17%	-9%
Nawara ⁽⁴⁾	185	0	0	111	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	530	237	87	171	96%	-3%
Achats	2 793	88	498	308	-38%	12%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 417	760	380	578	52%	-2%
Production nationale	1 623	496	283	388	37%	-2%
Miskar	580	269	102	94	-8%	-9%
Gaz Com Sud ⁽¹⁾⁽³⁾	278	56	52	48	-7%	-1%
Gaz Chergui	183	44	29	33	12%	-3%
Hasdrubal	392	72	78	53	-32%	-3%
Maamoura et Baraka	56	2	4	16	314%	-
Franig B. T., Sabria et Ghib ⁽²⁾	135	55	18	21	17%	-9%
Nawara ⁽⁴⁾	206	0	0	123	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	589	264	97	190	96%	-3%
Achats	3 104	98	554	342	-38%	12%

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

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

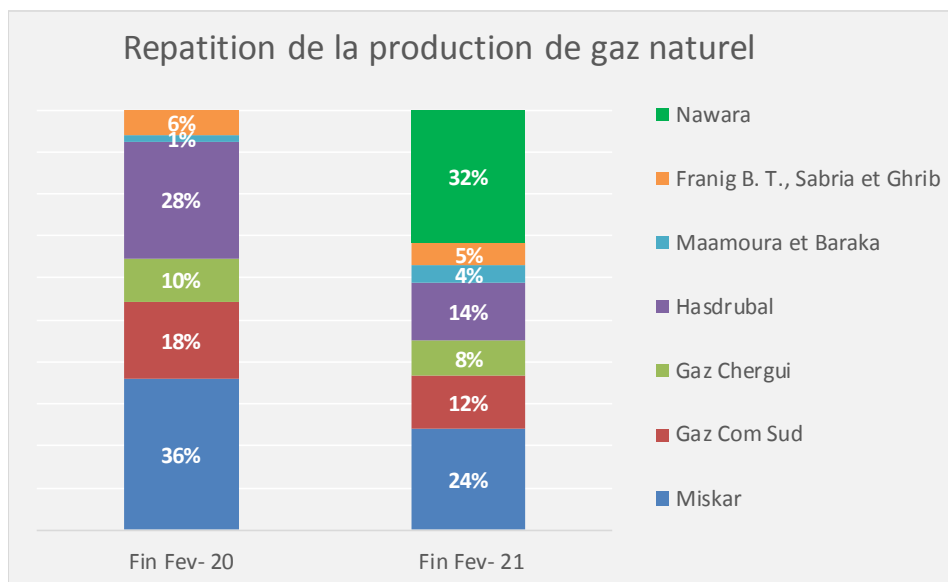
(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017

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

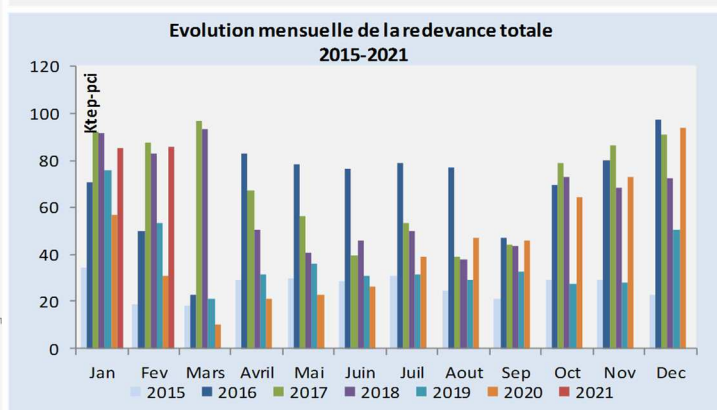
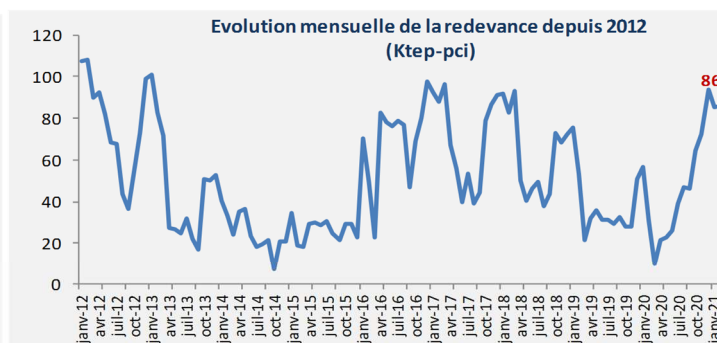
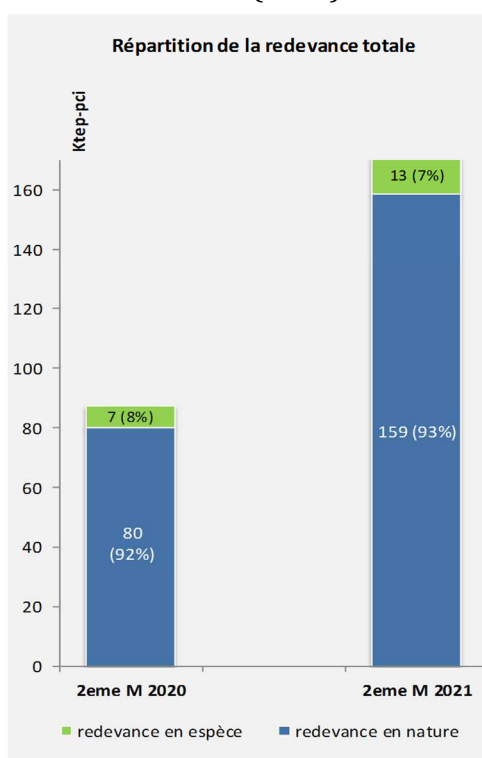
Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **521 ktep**, en février **2021**, enregistrant ainsi une augmentation de **52%** par rapport à la même période de l'année précédente grâce à l'apport du champs Nawara qui a pu compenser la baisse de la production dans les autres champs et l'augmentation de la redevance sur le transit du gaz algérien de **96%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **37%**.

Il convient de noter :

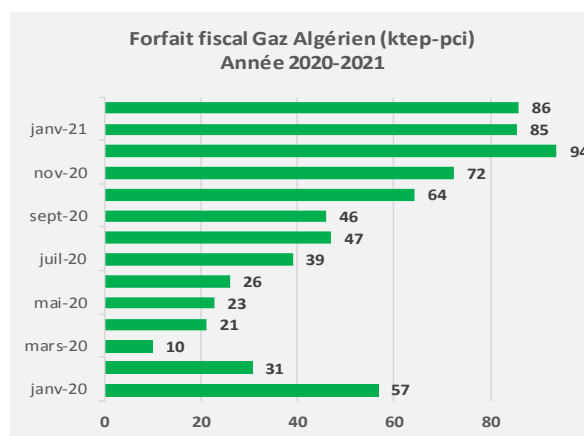
- ✓ **Concession Nawara** : Ouverture des puits Ahlem-1, Ahlem-2 et Ritma-1 et augmentation de la production à 2,1 MM m³/j en moyenne durant les 2 premiers mois de **2021**. La production de Nawara a représenté **32%** de la production nationale du gaz commercial sec à fin février **2021**, elle a couvert **14%** de la demande totale de gaz naturel et a réduit de **36%** les achats de gaz algérien ainsi que le déficit du bilan d'énergie primaire de **17%**.



- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **32%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **7%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**96%**) à fin février **2021** par rapport à fin février **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 (**94%**).



Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins une amélioration a été observée à partir du mois juillet **2020** et qui a continué jusqu'au mois de février **2021**.

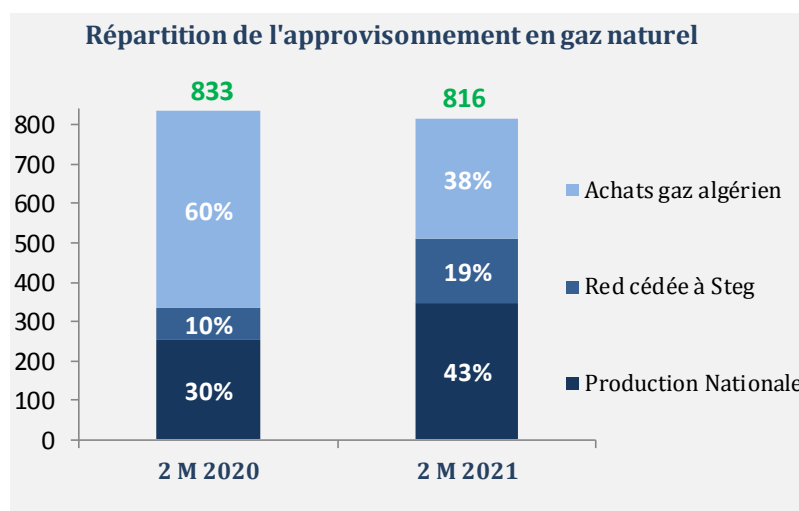


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont baissé de **38%**, entre fin février **2020** et fin février **2021**, pour se situer à **308 ktep** et ceci à cause de la hausse de la production nationale et de la redevance sur le passage du gaz algérien, d'une part, ainsi que la baisse de la demande de l'autre part.

L'approvisionnement national en gaz naturel a baissé de **2%** entre fin février **2020** et fin février **2021** pour se situer à **816 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 **30%** à **43%**.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **10%** à **19%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **60%** à **38%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	2020 (a)	A fin février 2021 (b)	Var (%) (b)/(a)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	4	5	44%	
Essence Sans Pb	0	21	-	
Petrole Lampant	7	9	27%	
Gasoil ordinaire	88	103	17%	
Fuel oil BTS	79	80	1%	
Virgin Naphta	54	35	-35%	
White Spirit	1	2	-	
Total production STIR	232,8	256	10%	
Taux couverture STIR (3)	30%	36%	19%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	13%	20%	53%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	60	59	-2%	
Jours de fonctionnement du Platforming	0	49	-	Raffinerie en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021

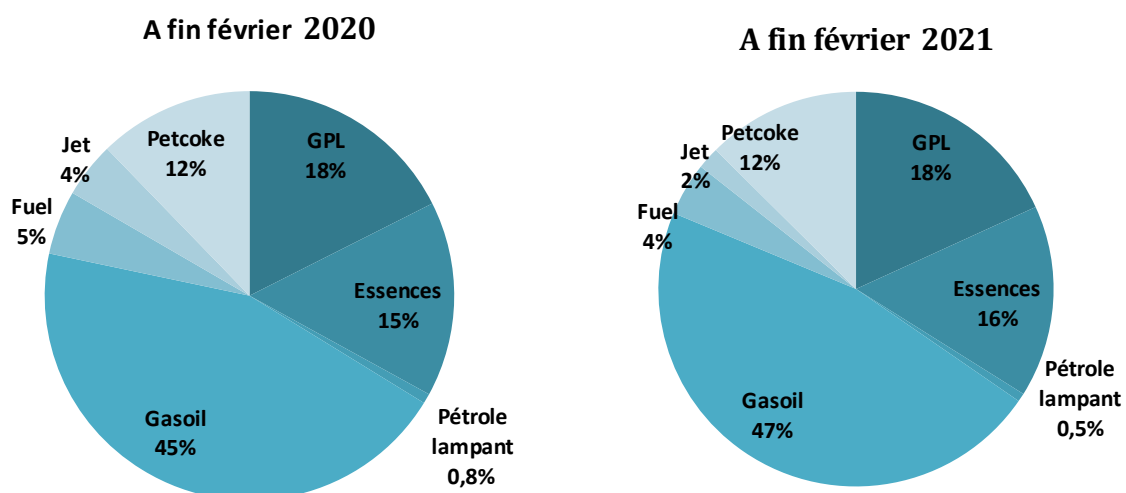
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2020	A fin février				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	659	99,3	134	128	-5%	2%
Essences	742	71,3	118	111	-6%	4%
Essence Super	0	0,3	0	0	-	-
Essence Sans Pb	729	71,0	115	109	-5%	4%
Essence premium	13	0,0	3	2	-45%	-
Pétrole lampant	17,8	15,5	6	5	-19%	-10%
Gasoiil	1933	286,6	341	329	-4%	1%
Gasoiil ordinaire	1598	272,4	280	268	-4%	0%
Gasoiil SS	330	14,2	59	60	1%	14%
Gasoiil premium	6	0,0	1	1	-38%	-
Fuel	213	50,3	39	31	-20,4%	-4%
STEG & STIR	26	4,3	5	5	3%	2%
Hors (STEG & STIR)	187	46,0	34	25	-24%	-5%
Fuel gaz(STIR)	7	1,9	0	2	-	-2%
Jet	106	22,3	33	13	-62%	-5%
Coke de pétrole	516	43,8	94	94	0%	7%
Total	4195	591	765	711	-7%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4161	585	760	705	-7%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin février **2020** et fin février **2021**, une baisse de **7%** pour se situer à **711 ktep**. Cette baisse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement pour limiter la propagation de la 2^{ème} vague de la pandémie du COVID-19. Ainsi nous avons noté une baisse de la demande des essences de **6%**, du gasoiil de **4%** et du jet de **62%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin février **2020** et fin février **2021** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **4%** à **2%**.

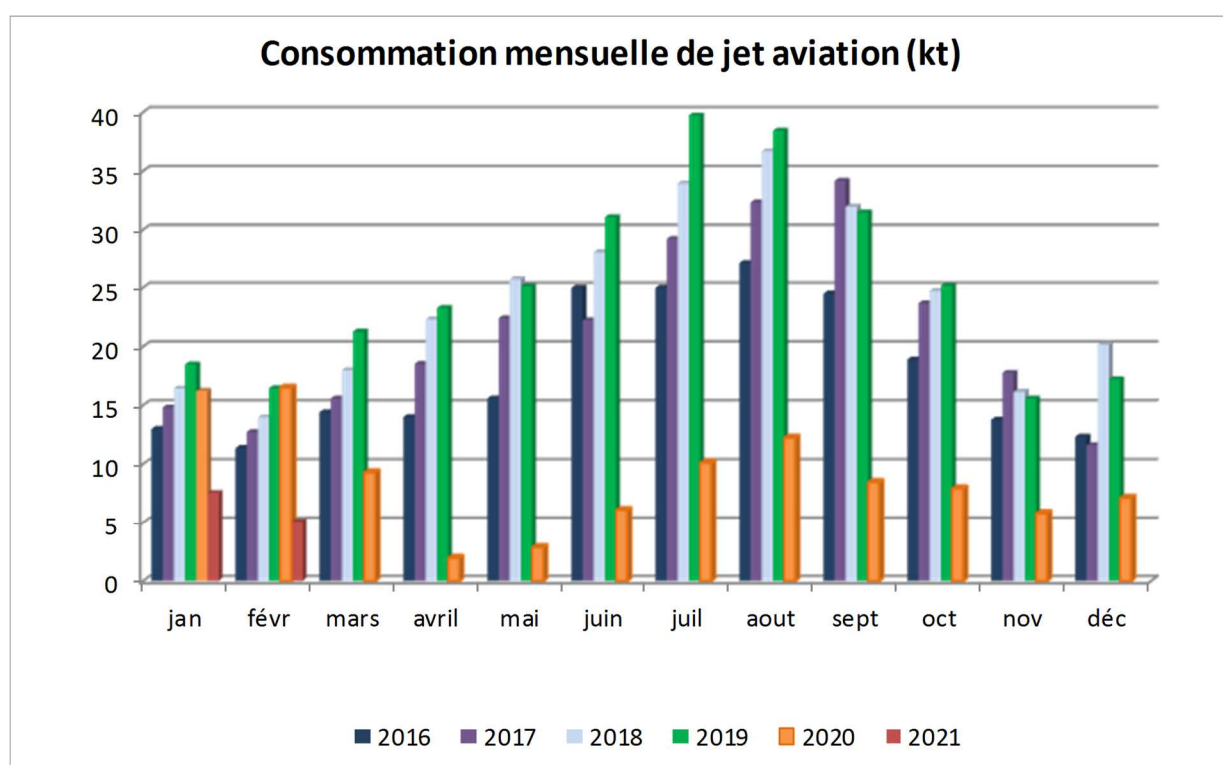


La consommation de carburants routiers a diminué, à fin février **2021**, de **4%** par rapport à fin février **2020**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

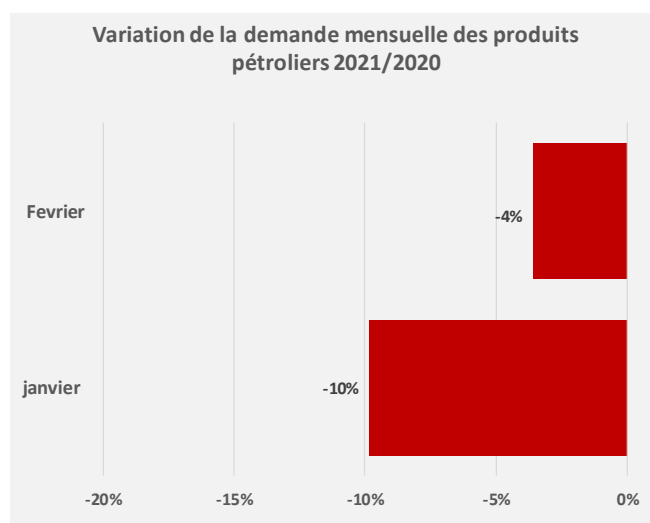
La consommation de GPL a diminué de **5%** entre fin février **2021** et fin février **2020**.

La consommation de coke de pétrole s'est maintenue au même niveau entre fin février **2021** et fin février **2020** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries.

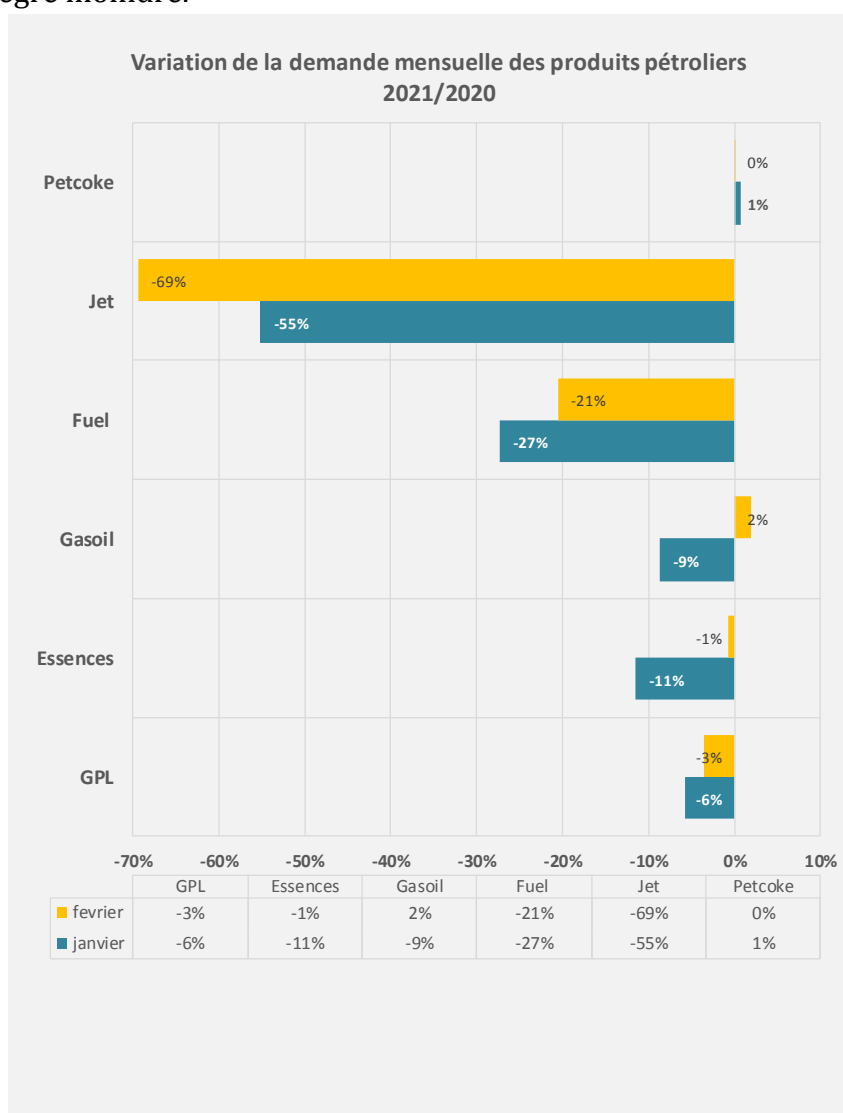
D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminution importante de **62%** à fin février **2021** par rapport à la même période de l'année précédente à cause du ralentissement des activités du secteur du transport aérien qui subissent de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



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.



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 lors de la 2^{ème} vague de la pandémie. Cette baisse s'est poursuivie en février 2021 mais à un degré moindre.



II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2020	A fin février				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 849	688	828	812	-2%	2%
Production d'électricité	3 681	459	569	541	-5%	2%
Hors prod élec	1 169	229	259	271	4%	2%
Haute pression	232	69	47	47	0%	-3%
Moy&Basse pression	937	160	212	224	5%	3%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 388	765	920	902	-2%	2%
Production d'électricité	4 090	510	632	601	-5%	2%
Hors prod élec	1 298	255	288	301	4%	2%
Haute pression	257	77	52	52	0,2%	-3%
Moy&Basse pression	1 041	178	236	249	5%	3%

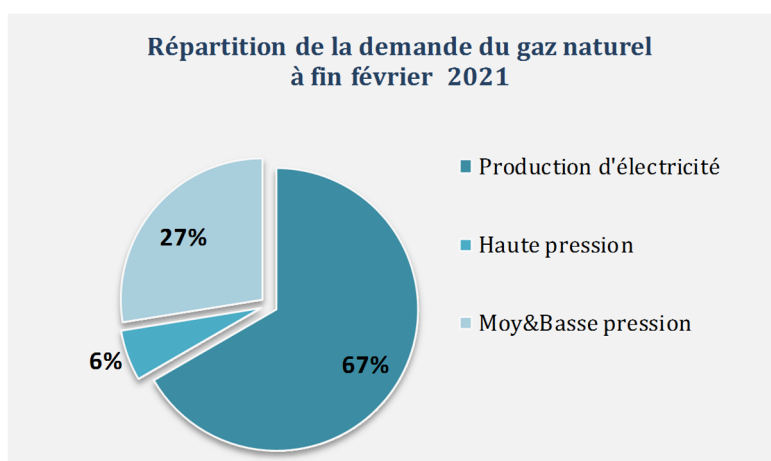
La demande totale de gaz naturel a enregistré une légère diminution de **2%** entre fin février **2020** et fin février **2021** pour se situer à **812 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **5%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **4%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**67%** de la demande totale en février **2021**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **96%**.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une augmentation de **4%** pour se situer à **271 ktep**. La

demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **5%** et celle des clients haute pression a enregistré une quasi stabilité durant le deux premiers mois de 2021.

Cette quasi stabilité au niveau des clients HP est due essentiellement au ralentissement des activités économiques.

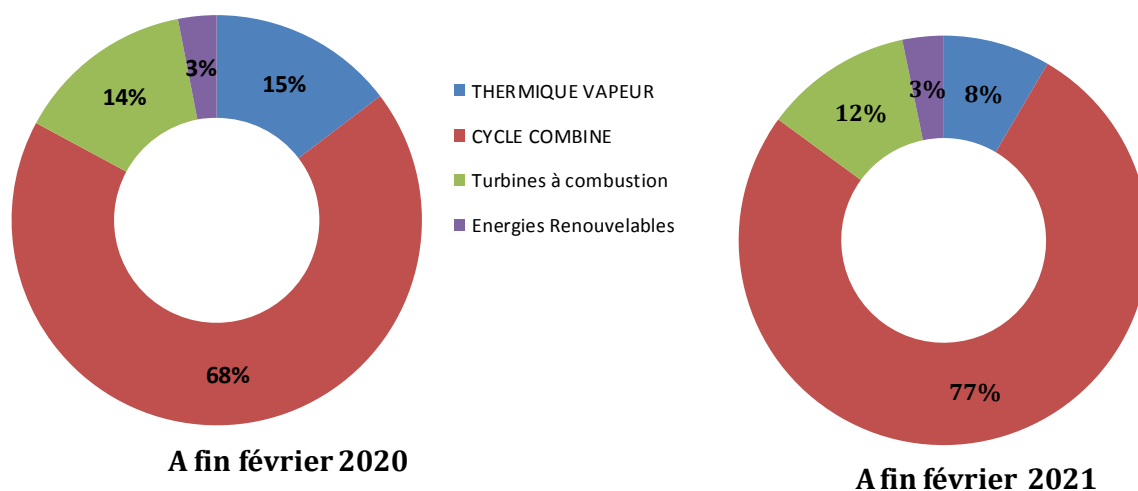


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **3%** entre février **2020** et février **2021** pour se situer à **203 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une légère diminution de **1%** durant le deux premiers mois de **2021**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **5%**.

En effet, nous avons noté une augmentation à **77%** de la part des cycles combinés dans la production électrique à fin février **2021** contre **68%** en à fin février **2020**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	Février		A fin février	
		2020	2021	2020	2021
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	1	0	1
Nb total des permis	24	25	24	25	23
Nb de forages explo.	1	1	0	1	0
Nb forages dévelop.	4	1	0	1	0
Nb de découvertes	3	1	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin février **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 l'échéance du permis de recherche « **Amilcar** » en février 2021.

Exploration

Acquisition sismique à fin février 2021

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

Forage d'exploration à fin février 2021

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

Développement

Forage de développement en 2021 :

- Pas de nouvelle opération de forage de développement en **2021**.

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

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	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	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 le **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

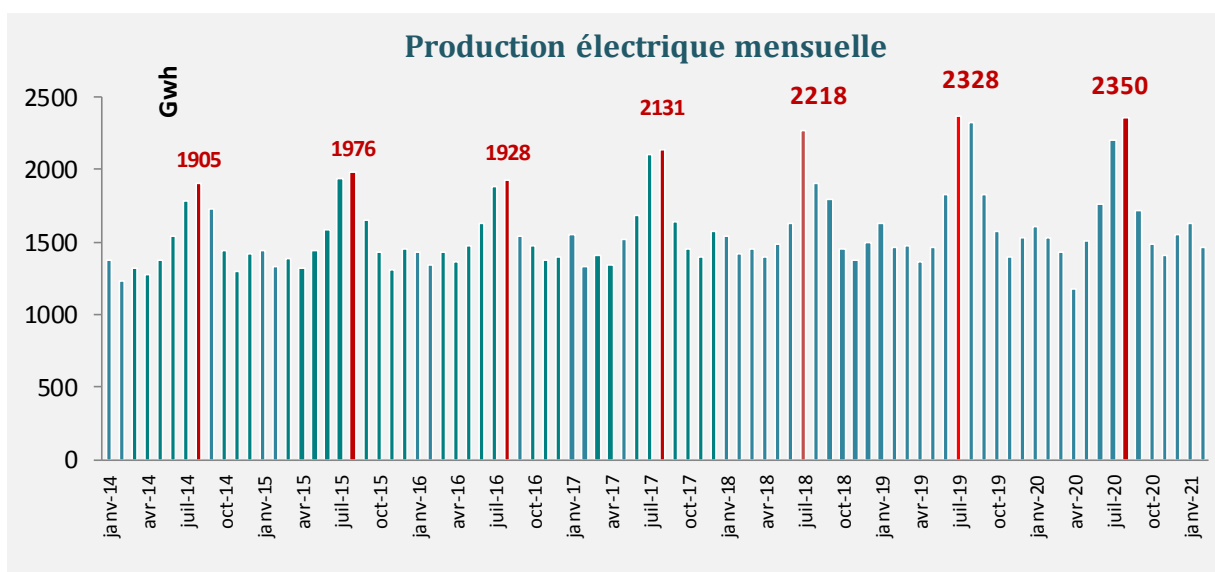
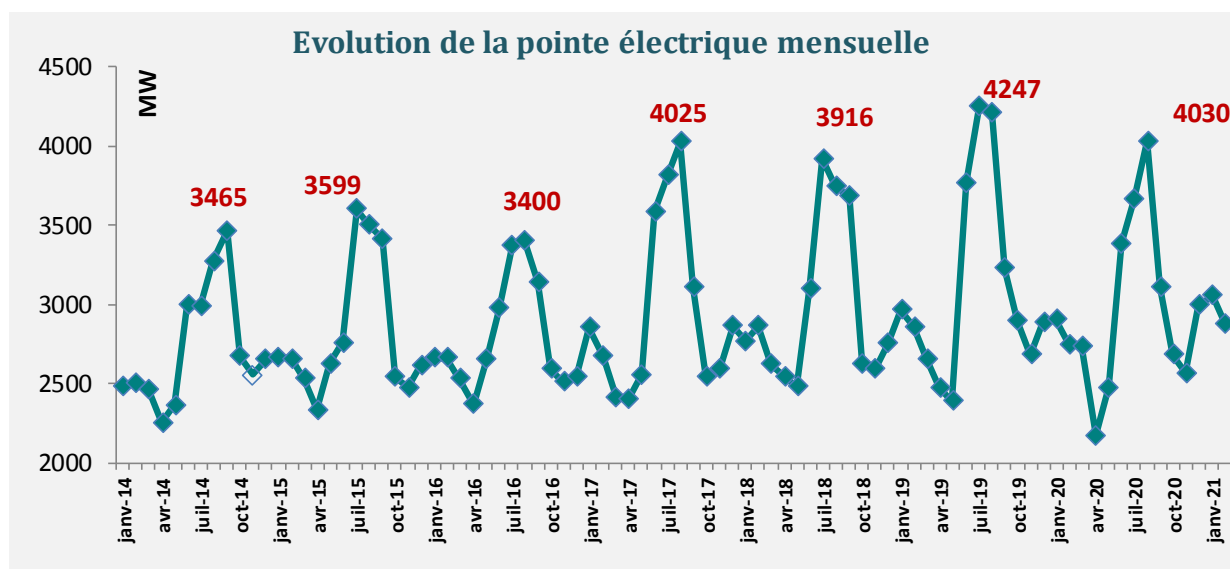
	Réalisé 2020	A fin février				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16163	1 688	2 541	2506	-1%	4%
FUEL + GASOIL	20	1	8	0,03	-100%	-31%
GAZ NATUREL	15631	1652	2439	2407	-1%	3%
HYDRAULIQUE	46	5	5	3	-40%	-5%
EOLIENNE	465	29,6	90	96	7%	11%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0,04	0	-100%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3415	493	568	547	-4%	1%
ACHAT TIERS	131	13	26	31	17%	8%
PRODUCTION NATIONALE	19709	2 195	3 134	3 084	-2%	3%
Production pour marché local	19110	2 195	3 057	3 051	-0,2%	3%

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

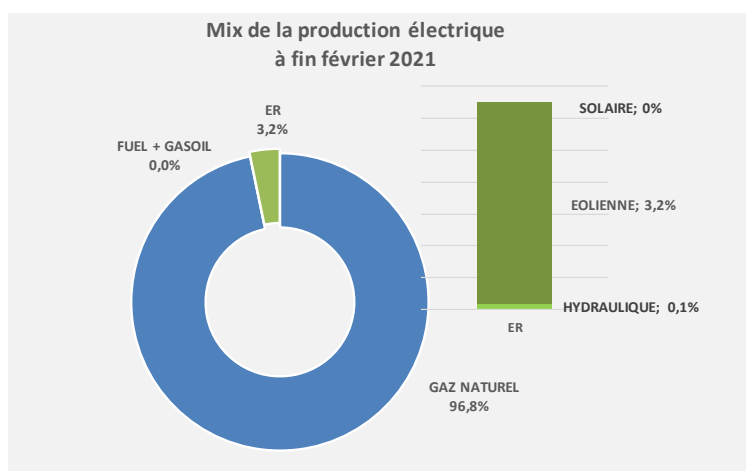
La production totale d'électricité a enregistré, à fin février **2021**, une diminution de **2%** pour se situer à **3084 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **3057 GWh** à fin février **2020**. Par contre, la production destinée au marché locale a enregistré une quasi stabilité.

La pointe a enregistré une diminution de **2%** pour se situer à **2902 MW** à fin février **2021** contre **2962 MW** à fin février **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 **81%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une quasi stabilité. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **3.2%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin février 2021.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2020	A fin février				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1174	190	208	215	3%	1%
Moyenne tension	6352	856	1053	976	-7%	1%
Basse tension *	7792	860	1342	1289	-4%	4%
TOTAL VENTES **	15318	1 906	2 604	2 480	-5%	2%

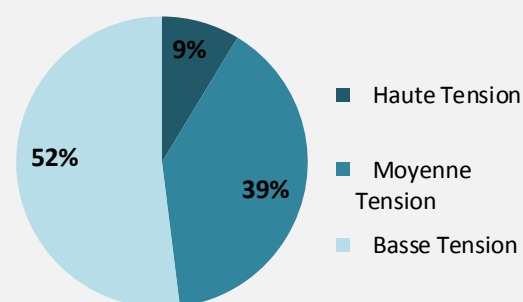
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

* Données partiellement estimées pour 2021

Les ventes d'électricité ont enregistré une baisse de **5%** entre fin février **2021** et fin février **2020**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **3%**, pour celles des clients de la moyenne tension, elles ont enregistré par contre une diminution de **7%**.

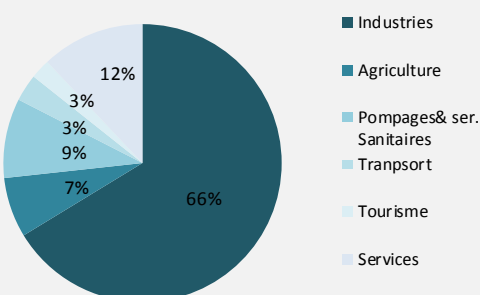
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Répartition des ventes d'électricité à fin février 2021



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **66%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin février **2021**.

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



2 Energies renouvelables

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

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offre 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 et envoyés pour validation par la commission supérieure de la production privée d'électricité. Approbation ARP et entrée en Vigueur prévue au cours du 1^{er} semestre 2021
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projet (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 projet (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 projet (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 projet (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au le 25 mars 2021(report). 10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW.
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	83 MW installés
		MT/HT	197 autorisations octroyées pour une puissance totale de 36MW (dont 25 autorisations des projets ont été publié en novembre 2020) + 15 projets dont les autorisations en cours de publication au JORT de 3.7MW au total.
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 97%. Mise en production prévue en avril 2021
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 82%. Mise en production prévue en juin 2021

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offre 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'offre de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs	En cours de restructuration.
	AUTORISATION	2 ^{ème} appel à projet (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.