

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, juin 2022





Conjoncture énergétique

SOMMAIRE

I- Bilan et Economie d'Energie

- 1- Bilan d'énergie primaire
- 2- Echanges Commerciaux
- 3- Prix de l'Energie

II- Hydrocarbures

- 1-Production d'hydrocarbures
- 2-Consommation d'hydrocarbures
- 3-Exploration et Développement

III- Electricité et Energies Renouvelables

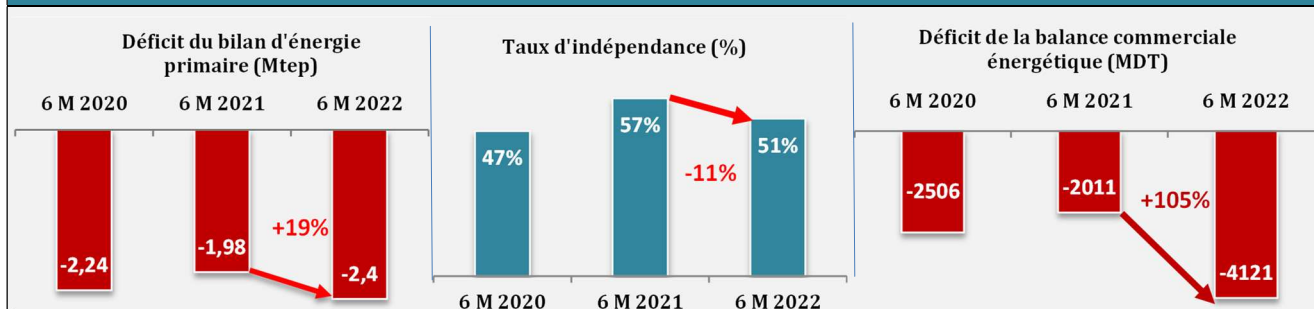
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables



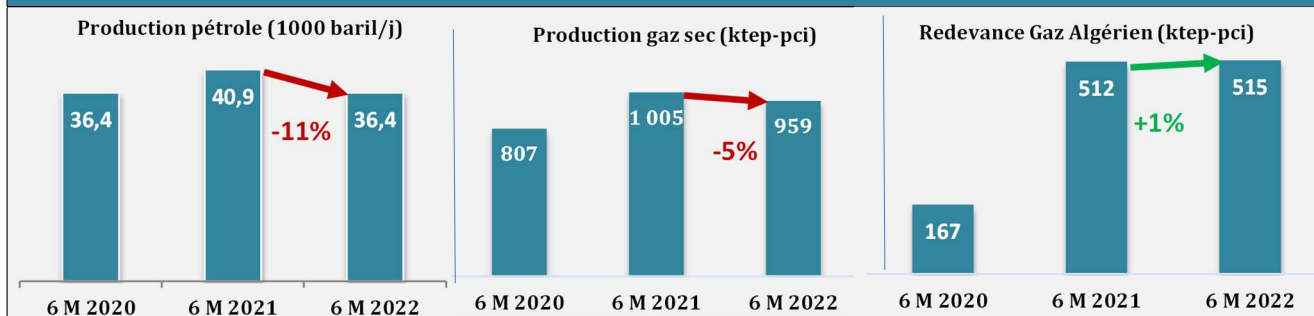
Date de la publication : 19/08/2022

Faits marquants du premier semestre de 2022

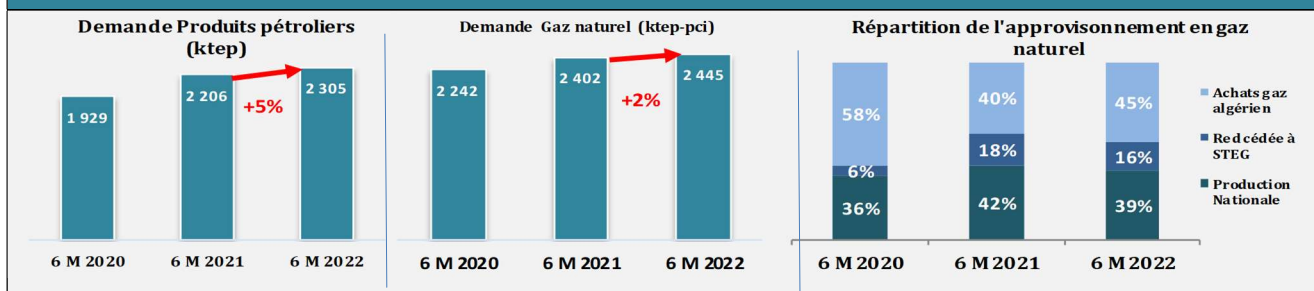
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



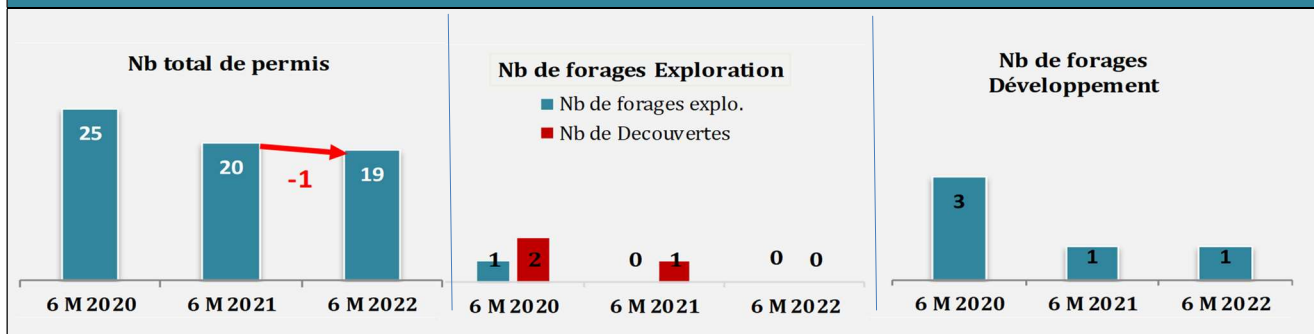
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



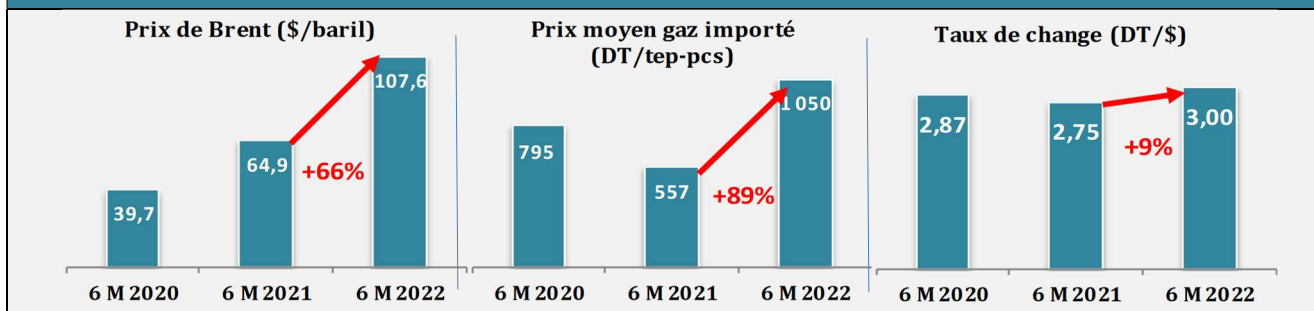
Demande des hydrocarbures



Exploration et développement



Prix et taux de change



I. Bilan et Economie d'Energie

1 Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2021	A fin juin				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	5088	4065	2626	2410	-8%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1962	1950	996	865	-13%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	162	90,7	90	54	-39%	-4%
Gaz naturel	2925	2016	1517	1474	-3%	-3%
Production	1946	1400	1005	959	-5%	-3%
Redevance	978	616	512	515	1%	-1%
Elec primaire	40	9	23	17	-26%	6%
DEMANDE	9724	3977	4630	4767	3%	2%
Produits pétroliers	4578	1903	2206	2305	5%	2%
Gaz naturel	5106	2065	2402	2445	2%	1%
Elec primaire	40	9	23	17	-26%	6%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4635	88	-2004	-2357		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5614	-528	-2516	-2872		

Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit)

le gaz naturel est comptabilisé dans le bilan énergétique en pouvoir calorifique inférieur PCI, seule la quantité du gaz commerciale est prise en compte dans le bilan (gaz sec)

Les ressources et la demande d'énergie primaire ainsi que le solde du bilan sont calculés selon l'approche classique du bilan c.à.d sans tenir compte de la biomasse-énergie, ni de l'autoconsommation des champs, ni de la consommation des stations de compression du gazoduc trans-méditerranéen

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

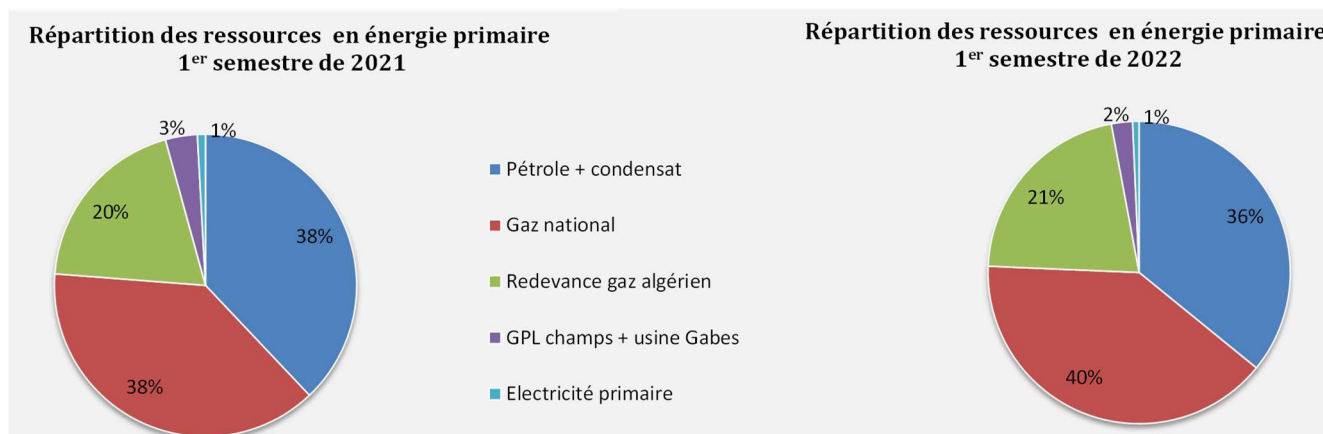
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

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

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

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.4 Mtep** à fin juin **2022**, enregistrant une baisse par rapport à la même période de l'année précédant de **8%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut.

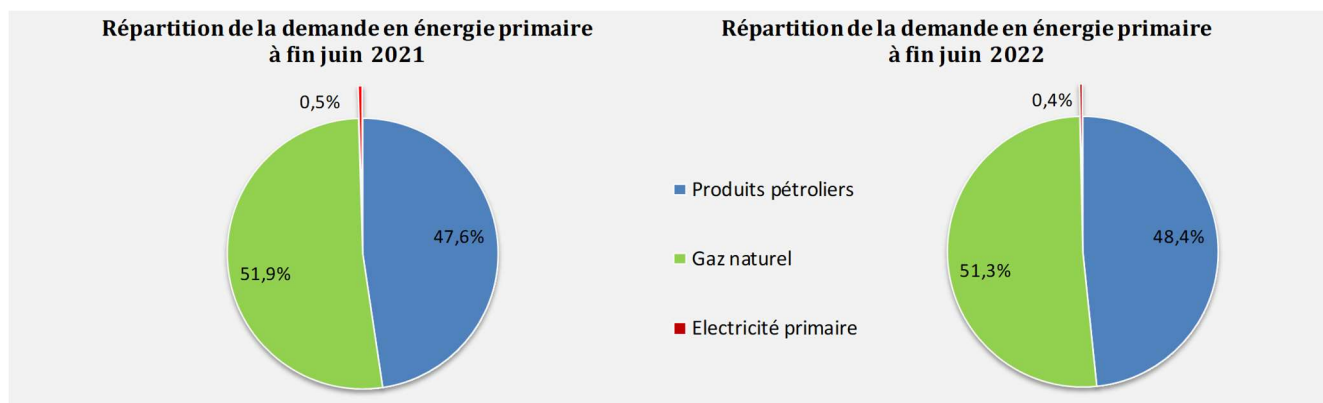
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **76%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que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



La demande d'énergie primaire a augmenté de **3%** entre fin juin **2021** et fin juin **2022** pour passer de **4.6 Mtep** durant les six premiers mois de **2021** à **4.8 Mtep** durant la même période de **2022**: la demande du gaz naturel a augmenté de **2%** et celle des produits pétroliers a augmenté de **5%**.

A signaler que la demande du gaz naturel a augmenté de **2% seulement** suite à **la limitation des achats du gaz algérien aux achats contractuels**. Et pour faire face et couvrir la totalité de demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré une quasi stabilité : La demande des produits pétroliers représente **48%** de la demande totale, le gaz naturel se stabilise autour de **51%**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juin **2022**, **un déficit de 2.4 Mtep** contre un déficit enregistré à fin juin **2021** de **2 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **51%** à fin juin **2022** contre **57%** à fin juin **2021**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **40%** à fin juin **2022** contre **46%** à fin juin **2021**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **18%** à fin juin **2022** par rapport à fin juin **2021**, cette hausse est due à l'augmentation de la demande d'énergie primaire couplée à une baisse de la production des hydrocarbures.

2 Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juin			A fin juin			A fin juin		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				1232	1165	-5%	1552	2507	62%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	762	684	-10%	780,2	698	-11%	1000	1516	52%
ETAP	372	414	11%	380	420	11%	490	833	70%
PARTENAIRES	391	271	-31%	400	277	-31%	510	683	34%
GPL Champs	27	22	-17%	30	25	-17%	38	50	32%
ETAP	16	12	-28%	18	13	-28%	23,0	26	14%
PARTENAIRES	11	11	0%	12	12	0%	14,5	23	61%
PRODUITS PETROLIERS	344	313	-9%	345	314	-9%	462	733	58%
Fuel oil (BTS)	246	210	-14%	240	206	-14%	309	486	57%
Virgin naphta	99	102	4%	104	108	4%	154	247	61%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁸⁾				77	129	67%	52	209	301%
IMPORTATIONS				3762	3717	-1%	3563	6628	86%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	565	495	-12%	578	508	-12%	823	1260	53%
PRODUITS PETROLIERS	1743	1616	-7%	1703	1590	-7%	2141	4080	91%
GPL	254	297	17%	281	329	17%	396	846	114%
Gasoil ordinaire	513	299	-42%	526	307	-42%	723	993	37%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	156	188	21%	160	193	21%	227	561	147%
Jet ⁽⁶⁾	43	99	130%	45	103	130%	65	349	440%
Essence Sans Pb	271	282	4%	284	295	4%	473	938	98%
Fuel oil (HTS)	101	90	-11%	99	88	-11%	104	155	49%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
White spirit	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	405	360	-11%	308	274	-11%	152	238	56%
GAZ NATUREL				1480	1620	9%	599	1288	115%
Redevance totale ⁽²⁾				512	515	1%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				968	1104	14%	599	1288	115%

(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

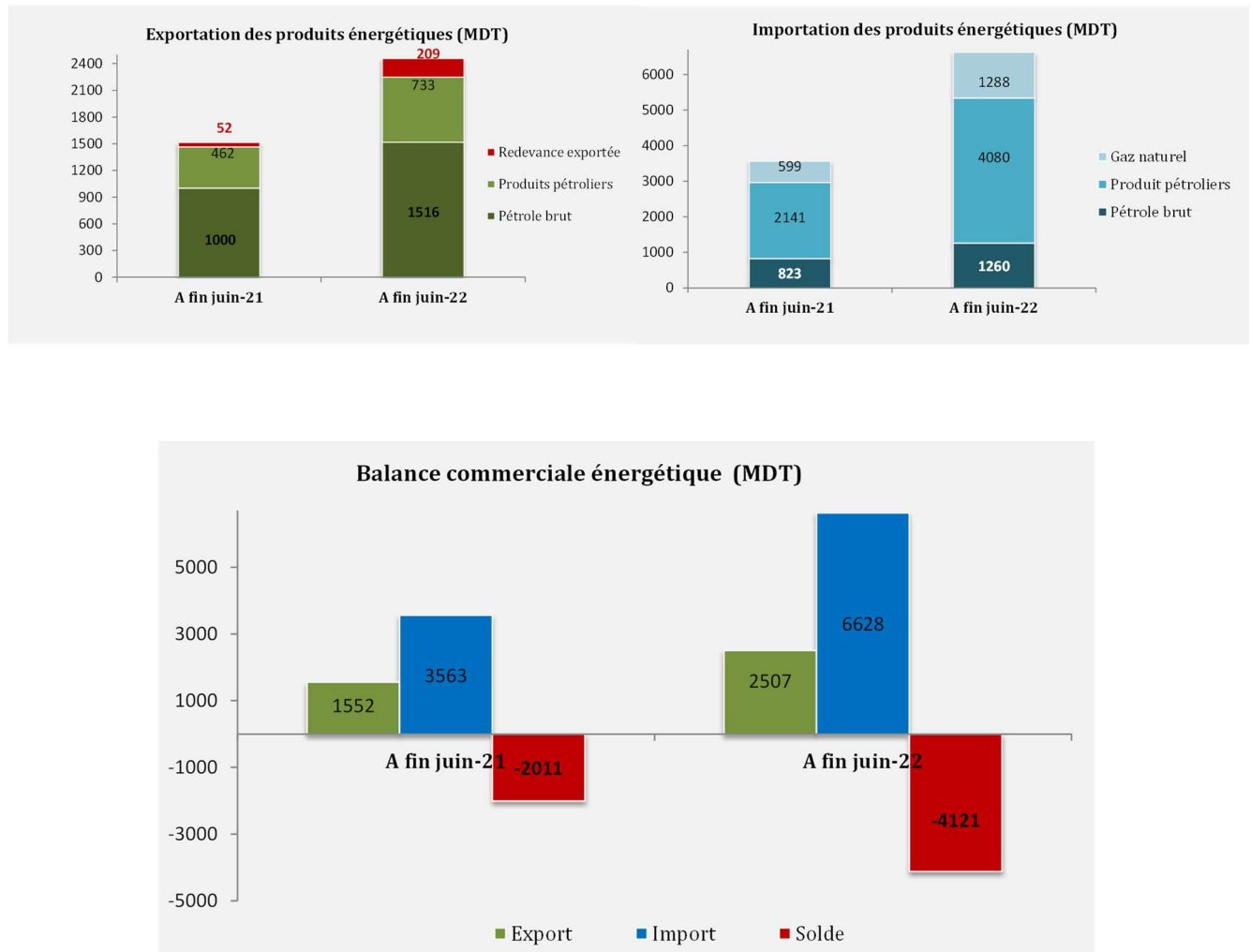
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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 courant le mois de juin 2022 d'une quantité de 6,5 million de Cm3

(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.

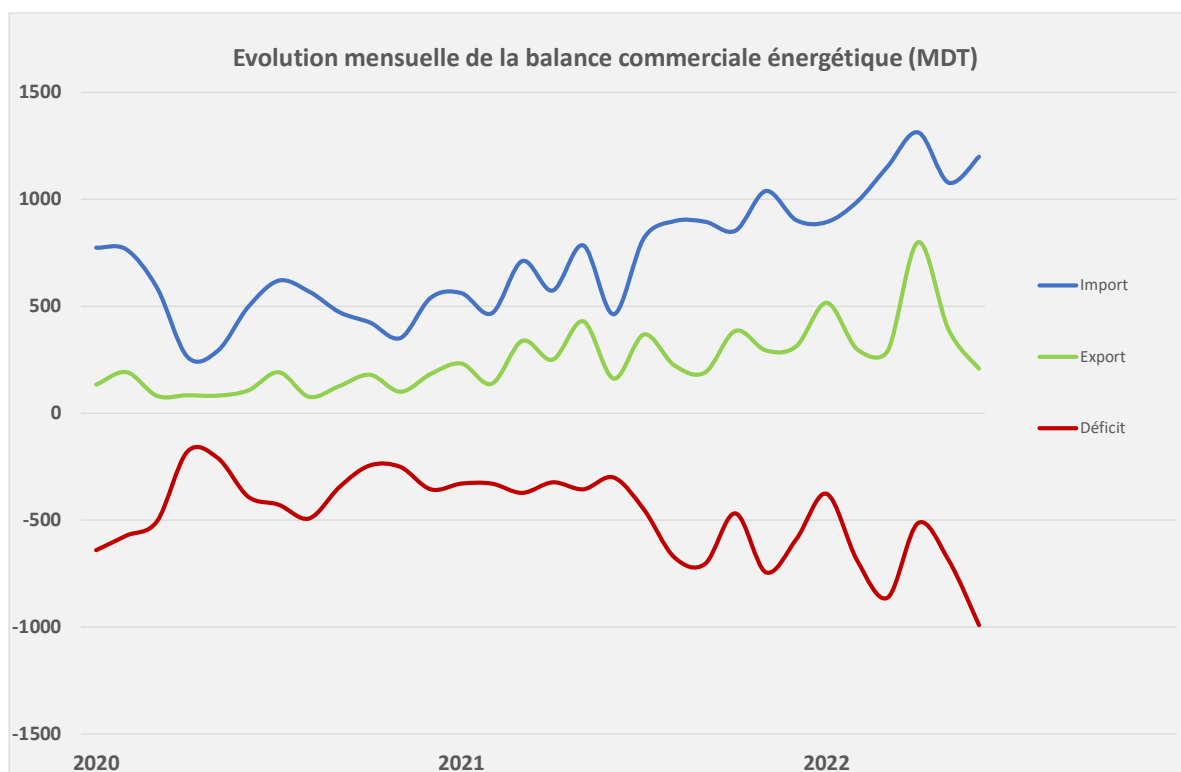
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **62%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **86%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **2011 MDT** à fin juin **2021** à **4121 MDT** à fin juin **2022**, soit une augmentation de **105%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



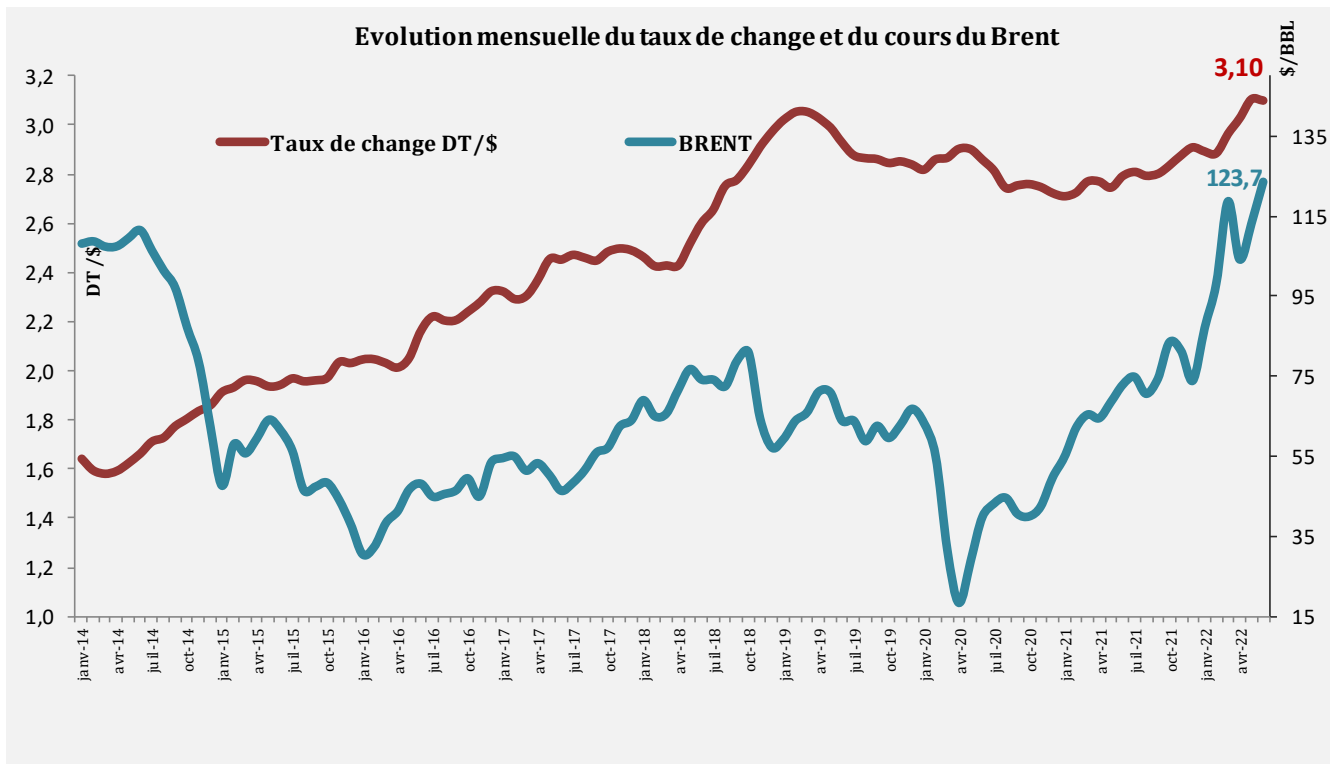
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé **(-)**, le cours du Brent a nettement augmenté **(---)** et le déficit quantitatif de la balance commerciale a légèrement augmenté de **1% (-)** à fin juin **2022** par rapport à fin juin **2021**.

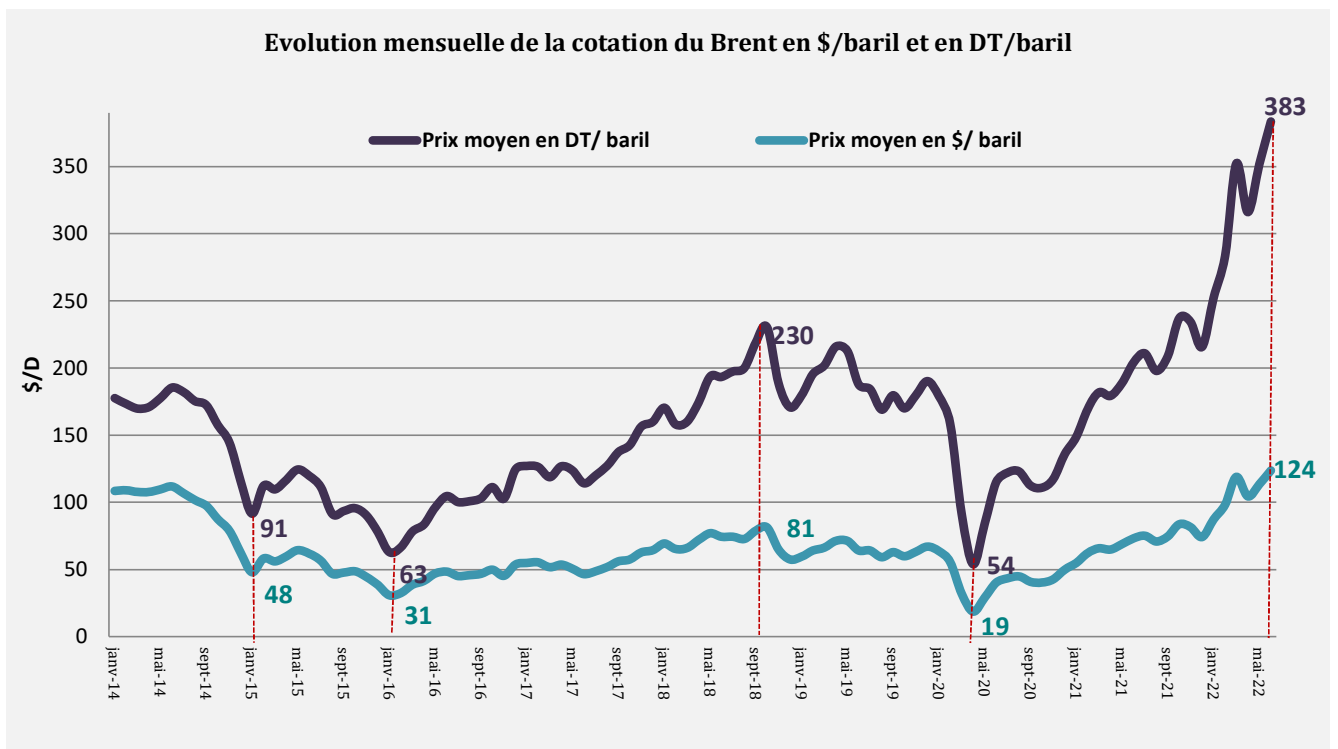
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du 1^{er} semestre de **2022**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **42.7\$/bbl : 107.6 \$/bbl** à fin juin **2022** contre **64.9\$/bbl** à fin juin **2021** . La cotation mensuelle du mois de juin **2022** s'est située à **123.7\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **51 \$/bbl** par rapport à juin **2021** et de de **10.5\$/bbl** par rapport au mois de mai **2022**, soit la moyenne mensuelle la plus élevée depuis .



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

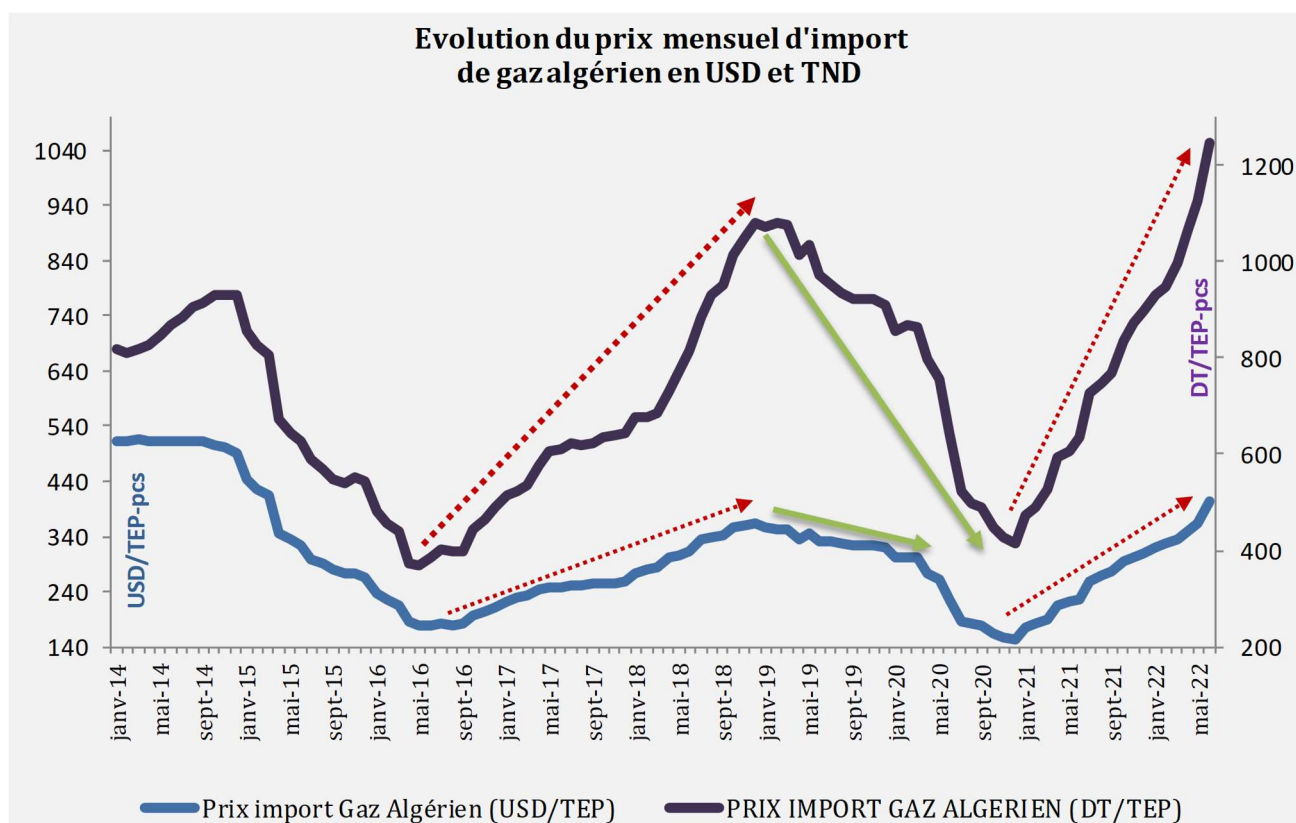


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin juin **2021** et fin juin **2022**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **66%** : **64.9**\$/bbl contre **107.6** \$/bbl.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **9%** entre fin juin **2021** et fin juin **2022**, le taux de change a augmenté avec un rythme soutenu depuis le mois de mai **2018**. Après avoir dépassé pour la première fois le seuil symbolique de **3 DT** en janvier **2019**, le dinar a commencé ensuite à se revaloriser en avril **2019** pour la première fois depuis décembre **2017** poursuivant cette tendance baissière. A signaler que depuis le mois d'août **2021**, le dinar tunisien a commencé à enregistrer une dépréciation.

(--) La hausse du prix moyen du gaz algérien de **89%** en DT et de **73%** en \$ entre fin juin **2021** et fin juin **2022**.



Une baisse a été observée à partir de janvier **2019** pour la première fois depuis août **2016**. Rappelons ici que le prix du gaz algérien n'est pas parfaitement corrélé au cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.1 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des **6** et/ou **9** derniers mois. A signaler que les prix du gaz sont repartis à la hausse à partir du mois de janvier **2021** après avoir touché leur plus bas niveau (en \$) en décembre **2020**, la courbe a repris une trajectoire ascendante à partir de janvier **2021** en conservant jusqu'au mois de septembre une tendance baissière dans l'ensemble. Les prix ont

dépassé, en moyenne, ceux de l'année d'avant pour la première fois courant le mois d'octobre **2021**.

(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **91%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **744 kt** à fin juin **2022** (dont **23%** brut local) contre **802 kt** à fin juin **2021** (dont **20%** brut local).

(---) Hausse des achats du gaz algérien de **14%** en quantité pour faire face à l'augmentation de la demande et la baisse de la production.

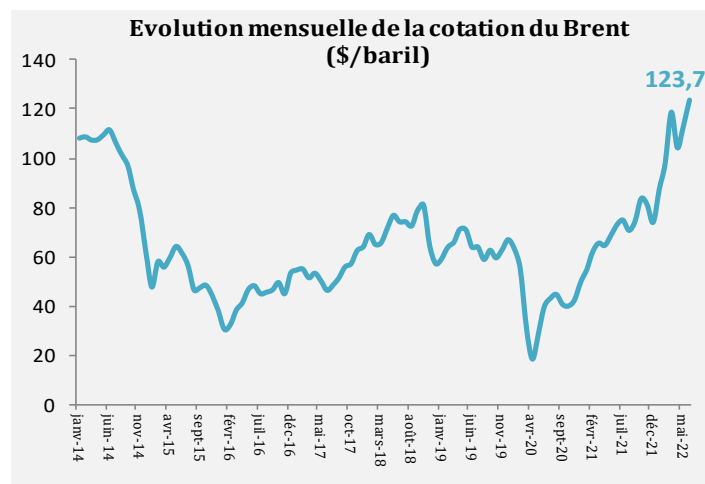
(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **9%** .

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

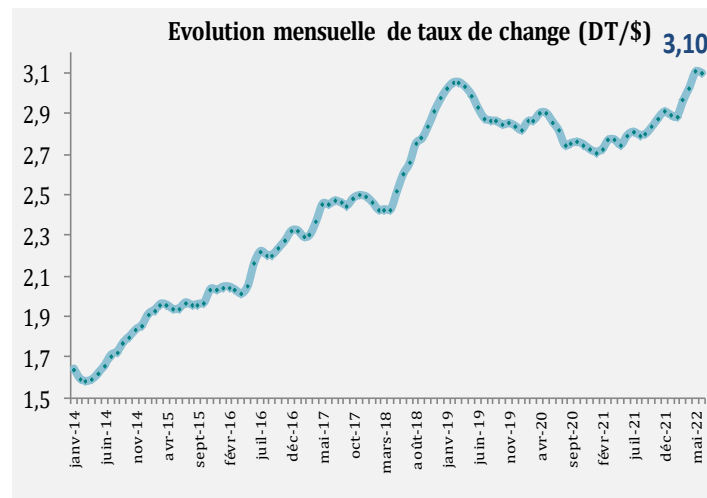
	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	63,5	54,8	87,2	59%
Février	55,4	62,2	98,2	58%
Mars	31,8	65,6	118,8	81%
Avril	18,6	64,7	104,4	61%
Mai	28,98	68,8	113,3	65%
Juin	40,07	73,0	123,7	69%
Juillet	43,4	75,0		
Aout	44,8	70,8		
Septembre	40,8	74,6		
Octobre	40,2	83,7		
Novembre	42,7	81,4		
Décembre	49,9	74,1		
Prix annuel moyen	41,7	70,7		



2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	2,82	2,71	2,89	7%
Février	2,86	2,72	2,89	6%
Mars	2,87	2,77	2,96	7%
Avril	2,90	2,77	3,03	9%
Mai	2,90	2,74	3,11	13%
Juin	2,86	2,79	3,10	11%
Juillet	2,81	2,81		
Aout	2,74	2,79		
Septembre	2,75	2,80		
Octobre	2,76	2,84		
Novembre	2,75	2,88		
Décembre	2,72	2,91		
Taux annuel moyen	2,81	2,79		



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

Pétrole Brut (1)	A fin juin 2022	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	338	113
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	270	91

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin juin 2022					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2560	1343	785	202	2330
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2806	1300	323	167	1790
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2518	1314	528	168	2010
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1718	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2846	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	37,00	2,782	0,970	3,948	7,7

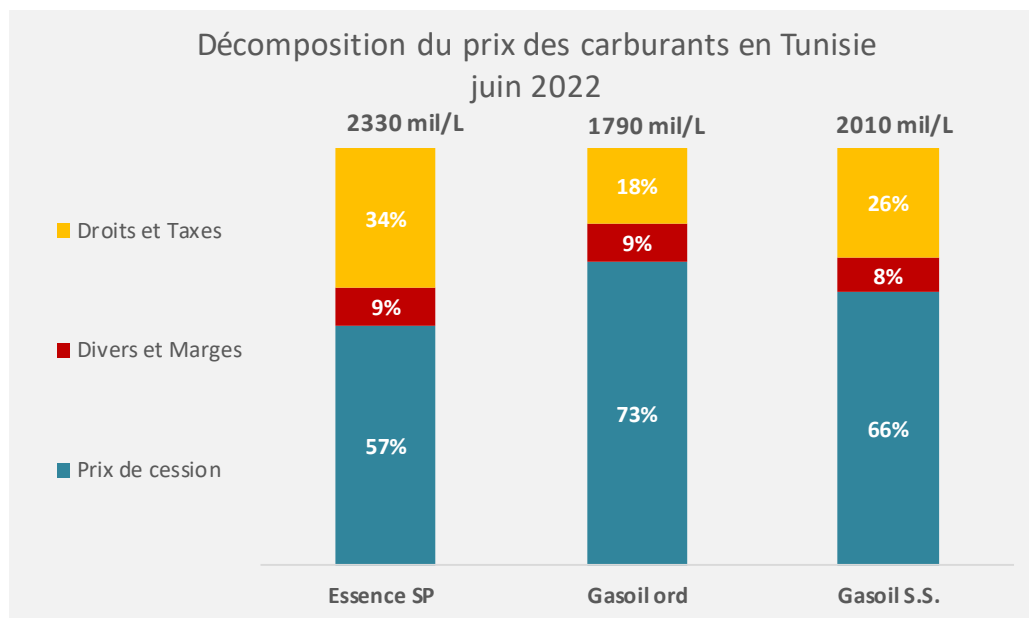
(1) Prix moyen pondéré

(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 14/04/2022

(3) Divers et Marges : frais de mise en place + marge sociétés + forfait de transport uniforme + stockage de sécurité+ marge des revendeurs



5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		
	Année 2021	Fin juin- 2022
Prix d'importation Gaz Algérien	697	1050
	Année 2020	Année 2021 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	616,0	609,1
Coût de revient moyen	723,2	801,9
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-107,2	-192,8

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

(2) provisoire

6- Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)	Année 2020	Année 2021
Prix de vente Moyen		
Prix de vente Global (hors taxe)	248,6	244,8
Coût de revient moyen	267,0	305,0
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-18,4	-60,2

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

(2) provisoire

II. Hydrocarbures



Production des hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2021	A fin juin		Var (%)
	2021	2021	2022	
El borma	221	113	105	-7%
Ashtart	212	108	106	-2%
Hasdrubal	96	48	41	-14%
Adam	123	61	51	-16%
M.L.D	82	46	40	-13%
El Hajeb/Guebiba	134	65	60	-8%
Cherouq	76	40	33	-16%
Miskar	64	34	33	-3%
Cercina	69	34	27	-21%
Barka	71	42	14	-65%
Franig/Bag/Tarfa	43	24	25	5%
Ouedzar	56	28	25	-10%
Gherib	39	13	36	172%
Nawara	66	39	29	-26%
Halk el Manzel	274	135	58	-57%
Autres	277	137	166	21%
TOTAL pétrole (kt)	1 905	968	850	-12%
TOTAL pétrole (ktep)	1 946	985	865	-12%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 920	978	850	-13%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 962	996	865	-13%
TOTAL GPL primaire (kt)	148	79	50	-37%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	162	87	54	-37%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 068	1 057	900	-15%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 124	1 083	919	-15%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **850 kt** à fin juin **2022** enregistrant ainsi une baisse de **12%** par rapport à fin juin **2021**. L'apport de Halk el Manzel et de Sidi Marzoug qui viennent d'entrer en production en **2021** restent insuffisant pour compenser la baisse de la production enregistrée dans plusieurs champs à savoir : Baraka (-**65%**), Hasdrubal (-**14%**), Nawara (-**26%**), Adam (-**16%**), Cercina (-**21%**), El borma (-**7%**) et M.L.D (-**13%**)

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (+**172%**) et Franig/Bag/Tarfa (+**5%**).

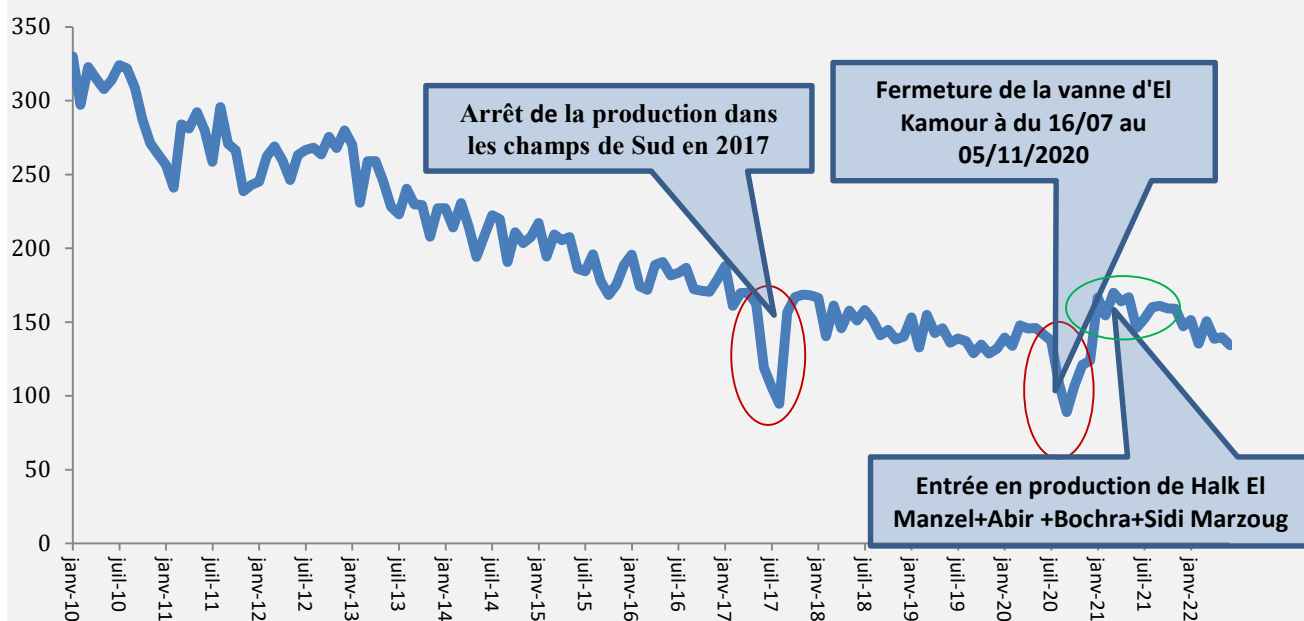
Il convient de noter :

- **Concession Hasdrubal** : arrêt total de la production du 20-02-22 au 4-03-22
- **Concession Ashtart** : Le Puits ASH49 a été fermé suite à la fin de la période d'appréciation le 05-01-2022.
- **Concession Halk El Menzel** : Problèmes techniques majeurs qui ont causé la chute de la production de 53%, stabilisation en cours. Reprise de la production à partir du puits Helm#7 Le 12-06-2022 après un Workover depuis le 28-05-2022.
- **Concessions d'ENI**: Fin de la grève du personnel d'ENI le 21-06-2022.
- **Concession Robbana**: Reprise de la production le 04-06-2022.
- **Usine GPL de Gabès** : Arrêt de la production depuis le 10 septembre 2021 suite à l'arrêt réglementaire pour entretien triennal.

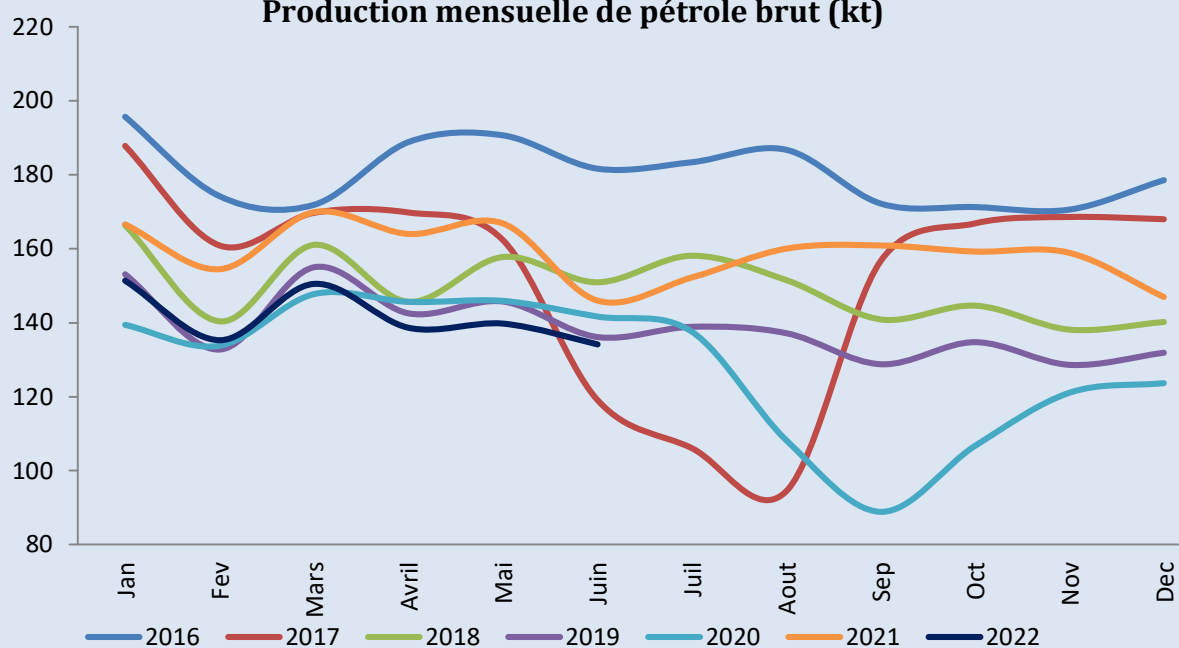
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **40.9** mille barils/j à fin juin **2021** à **36.4** mille barils/j à fin juin **2022**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2022**.

Production mensuelle de pétrole brut (kt)



Production mensuelle de pétrole brut (kt)



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2021	A fin juin				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 925	2 016	1 517	1 474	-3%	-3%
Production nationale	1 946	1 400	1 005	959	-5%	-3%
Miskar	474	712	248	236	-5%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	286	164	142	152	7%	-1%
Gaz Chergui	160	119	84	67	-20%	-5%
Hasdrubal	242	243	121	98	-19%	-7%
Maamoura et Baraka	61	5	34	10	-71%	5%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	129	157	58	108	86%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	593	0	318	288	-10%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	616	512	515	1%	-1%
Achats	2 295	337	968	1 104	14%	10%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	3 250	2240	1686	1638	-3%	-3%
Production nationale	2 162	1556	1117	1066	-5%	-3%
Miskar	527	791	276	263	-5%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	317	182	158	169	7%	-1%
Gaz Chergui	178	132	93	75	-20%	-5%
Hasdrubal	269	271	134	109	-19%	-7%
Maamoura et Baraka	68	6	38	11	-71%	5%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	144	175	65	120	86%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	659	0	354	320	-10%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 087	684	569	573	1%	-1%
Achats	2 550	375	1076	1227	14%	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

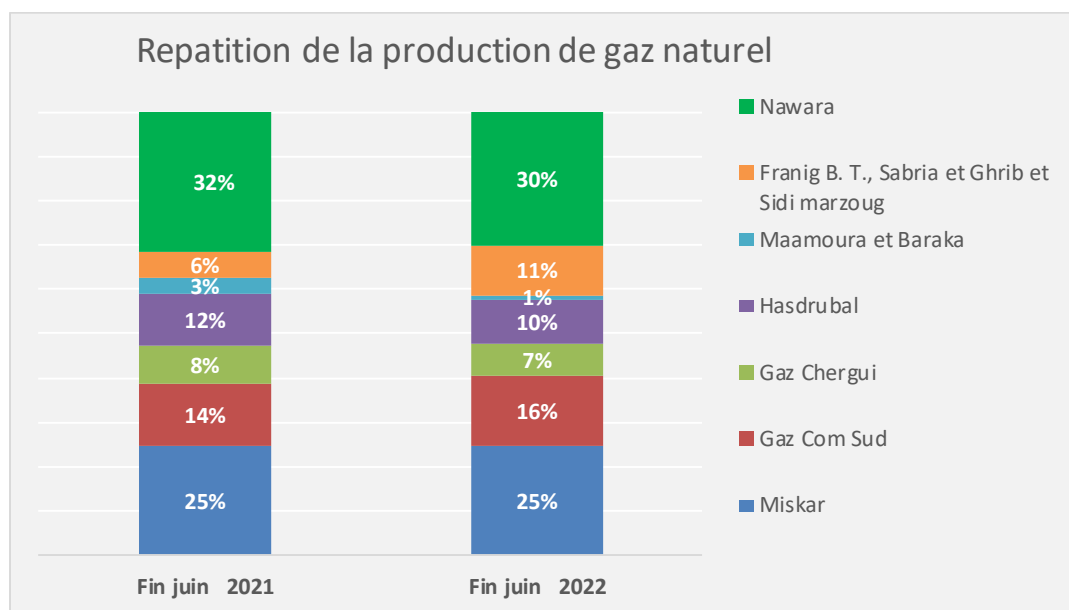
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

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

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien durant le mois de juin 2022 d'une quantité de 6,5 million de Cm3

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1474** ktep, à fin juin **2022**, enregistrant ainsi une baisse de **3%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **5%**.

Le graphique suivant présente la structure de la production mensuelle du gaz à fin juin **2021** et à fin juin **2022**.

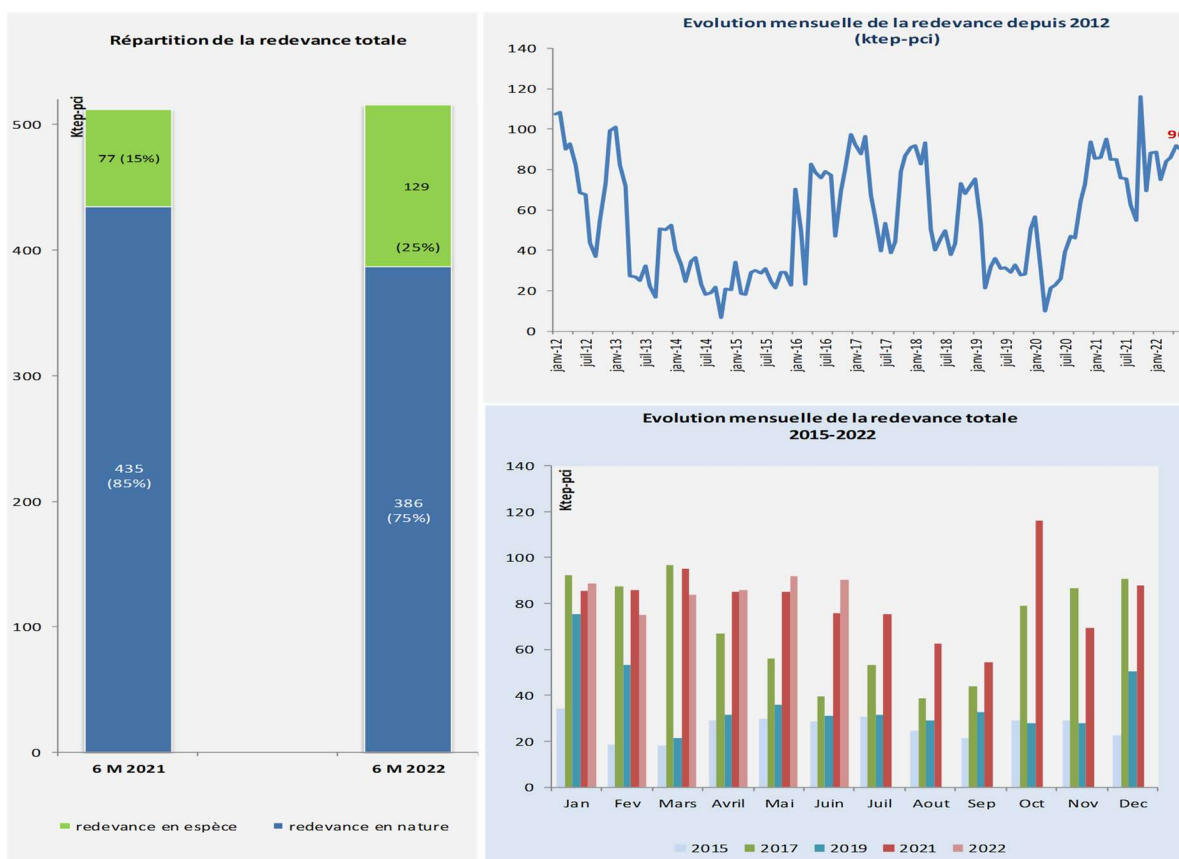


Il convient de noter :

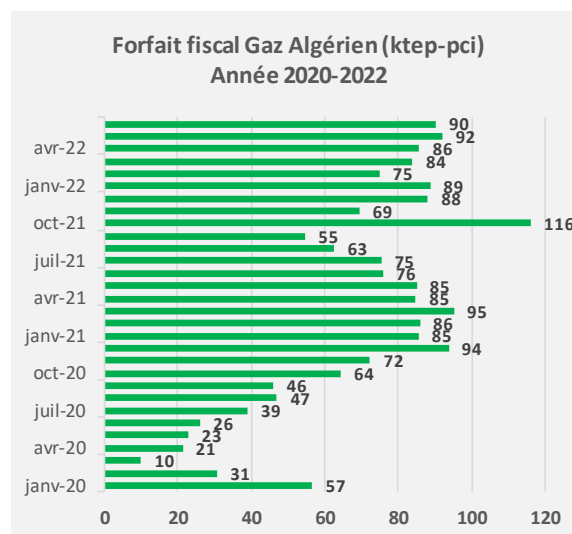
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **19%**, arrêt total de la production du 20/02/22 au 4/03/22.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : Hausse de la production de **7%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **5%**. Fin de validité de la concession le 8 juin 2022 (100% Shell), exploitation par l'ETAP à partir du 9 juin 2022.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **71%**.
- ✓ Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**1%**) à fin juin **2022** par rapport à fin juin **2021**.

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 (**75%**).

Durant le mois du juin **2022**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré.



Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins une amélioration a été observée à partir du mois juillet **2020** et qui contenue durant les années **2021** et **2022**.

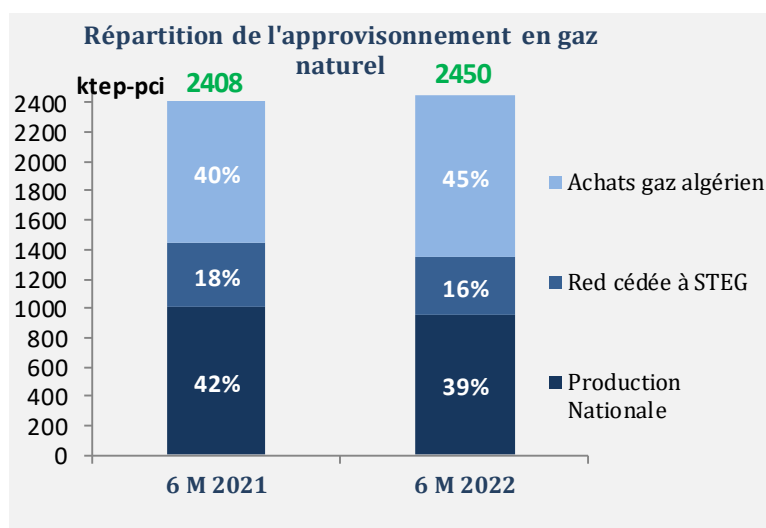


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **14%**, entre fin juin **2021** et fin juin **2022**, pour se situer à **1104 ktep** et ceci à cause de la hausse de la demande après le déconfinement à partir du mois de mai **2021** et la baisse de la production.

L'approvisionnement national en gaz naturel a augmenté de **2%** entre fin juin **2021** et fin juin **2022** pour se situer à **2450 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Baisse de la part du gaz national, dans l'approvisionnement national en gaz, de **42%** à **39%**.
2. Baisse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **18%** à **16%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **40%** à **45%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	2021 (a)	A fin juin 2022 (b)	Var (%) (b)/(a)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	15	21	40%	
Essence Sans Pb	53	59	13%	
Petrole Lampant	15	12	-23%	
Gasoil ordinaire	326	302	-7%	
Fuel oil BTS	265	235	-11%	
Virgin Naphta	123	109	-11%	
White Spirit	5	3	-41%	
Total production STIR	801	742	-7%	
Taux couverture STIR (1)	36%	32%	-11%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	19%	17%	-8%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	181	176	-3%	
Jours de fonctionnement du Platforming	136	162	19%	

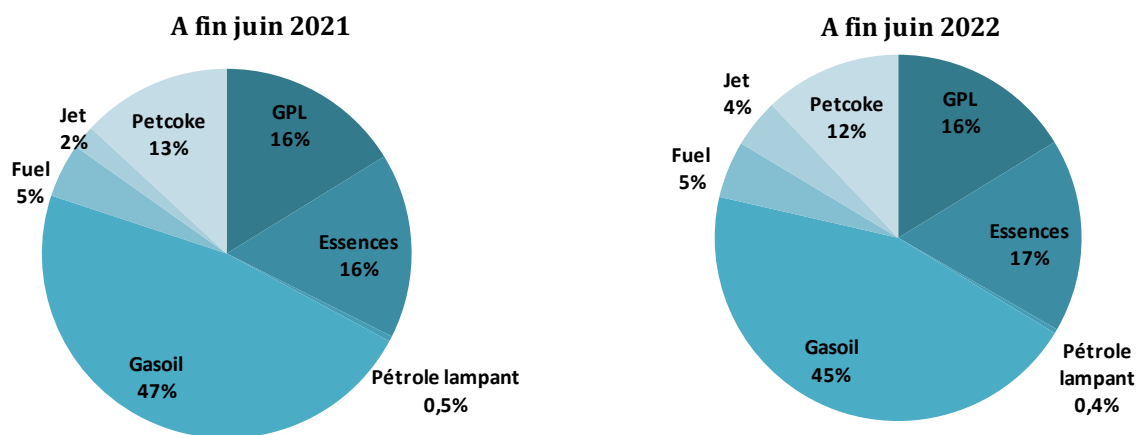
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
		Unité : ktep				
	Réalisation en 2021	2010 (a)	A fin juin 2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	680	270,1	356	373	5%	3%
Essences	787	230,8	356	391	10%	5%
Essence Super	0	1,1	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	773	229,7	350	384	9%	4%
Essence premium	14	0	6	8	32%	-
Pétrole lampant	17,6	38,6	10,3	8,8	-15%	-12%
Gasol	2125	932,9	1038	1030	-1%	1%
Gasol ordinaire	1713	881,3	854	799	-6%	-1%
Gasol SS	405	51,6	182	227	25%	13%
Gasol premium	7	0	2,7	3,5	27%	-
Fuel	233	178,7	104	115	11%	-4%
STEG & STIR	31	5,5	16	12	-20%	7%
Hors (STEG & STIR)	202	173,2	89	103	16%	-4%
Fuel gaz(STIR)	11	1,9	6	11	79%	16%
Jet	134	96,8	45	98	116%	0%
Coke de pétrole	589	157,9	288	278	-4%	5%
Total	4578	1908	2206	2305	5%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4535	1900	2184	2282	4%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin juin **2021** et fin juin **2022**, une hausse de **5%** pour se situer à **2305 ktep**. Cette hausse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement en **2021** pour contenir la propagation de la pandémie du COVID-19. Ainsi nous avons noté une hausse de la demande des essences de **10%**, de fuel de **11%** et du jet de **116%**. Par contre la demande du gasoil a enregistré une petite baisse de **1%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juin **2021** et fin juin **2022** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **2%** à **4%** et le gasoil qui est passé de **47%** à **45%**.

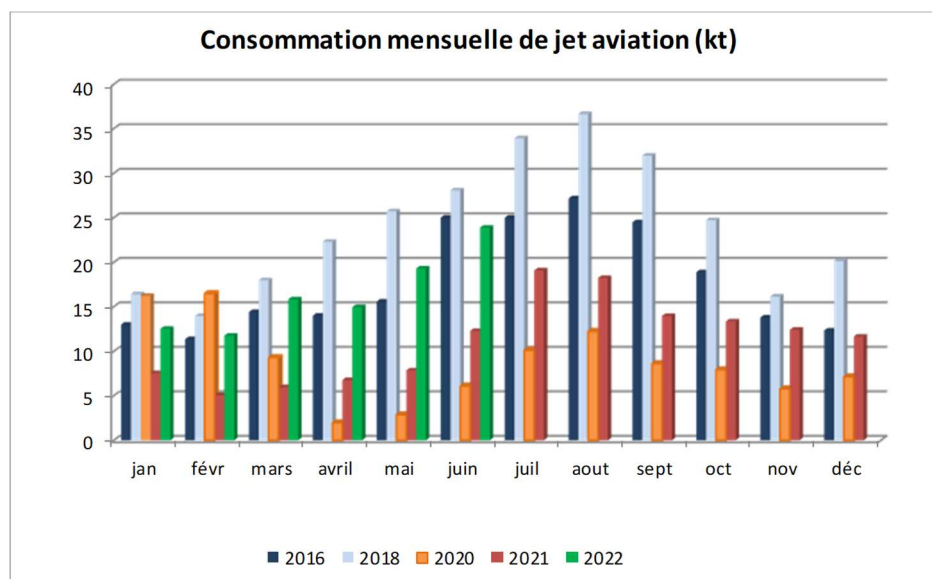


La consommation de carburants routiers a enregistré entre le premier semestre de **2021** et le premier semestre de **2022**, une hausse de **2%**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **5%** entre fin juin **2021** et fin juin **2022** .

La consommation de coke de pétrole a diminué de **4%** entre à fin juin **2021** et à fin juin **2022** (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 hausse importante de **116%** à fin juin **2022** par rapport à la même période de l'année précédente à cause de la relance des activités de secteur du transport aérien qui ont subi de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

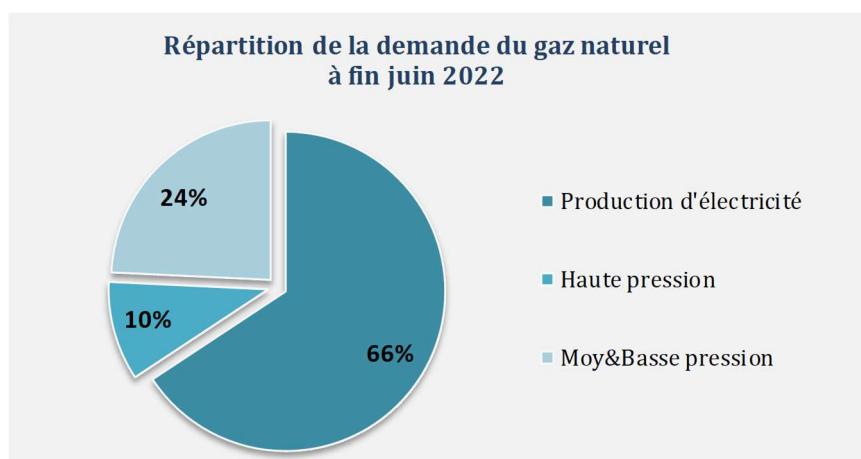
	Réalisé 2021	A fin juin				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 106	2 120	2 402	2 445	2%	1%
Production d'électricité	3 762	1 512	1 713	1 607	-6%	1%
Hors prod élec	1 344	609	689	838	22%	3%
Haute pression	301	189	135	245	82%	2%
Moy&Basse pression	1 043	420	554	593	7%	3%
DEMANDE	5 673	2 356	2 668	2 717	2%	1%
Production d'électricité	4 180	1 680	1 903	1 786	-6%	1%
Hors prod élec	1 493	676	766	931	22%	3%
Haute pression	334	210	150	272	82%	2%
Moy&Basse pression	1 159	467	616	659	7%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **2%** entre le premier semestre de **2021** et le premier semestre de **2022** pour se situer à **2445 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **6%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **22%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**66%** de la demande totale à fin juin **2022**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **97%**. **La baisse de la demande du secteur électrique est due à la limitation de la disponibilité du gaz naturel et ne reflète pas la demande électrique.**

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une augmentation de **22%** pour se situer à **838 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **7%** et celle des clients haute pression a augmenté de **82%**.

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

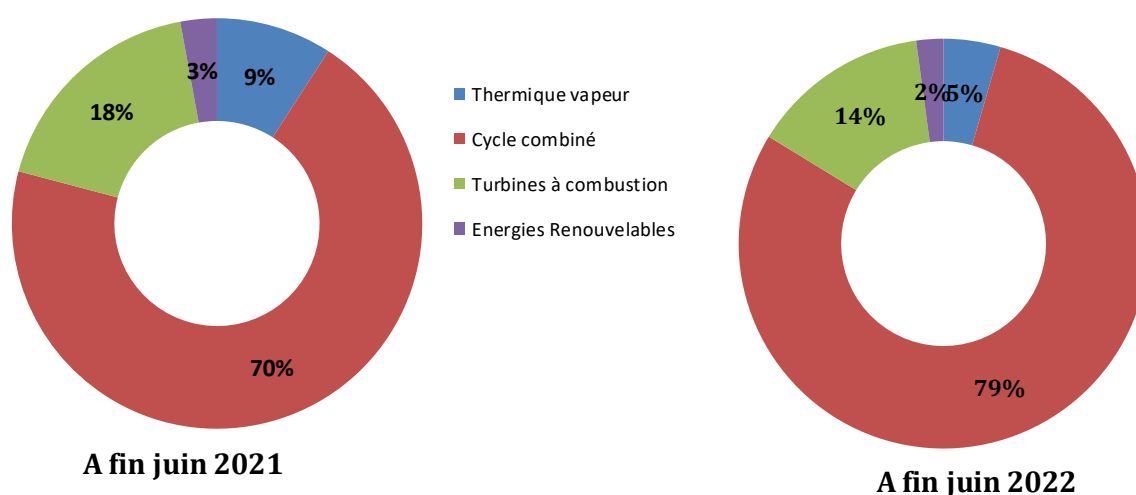


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **4.1%** entre fin juin **2021** et fin juin **2022** pour se situer à **200,7** tep/GWh grâce à l'amélioration de la consommation spécifiques des moyens de production de la STEG. La centrale IPP-Rades est en arrêt de production à partir du mois de juin 2022, elle a intégré le parc de la STEG.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **2%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **6%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique pour passer de **70%** à fin juin **2021** à **79%** à fin juin **2022**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Juin		A fin juin	
		2021	2022	2021	2022
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	5	3	0	4	0
Nb total des permis	19	20	19	20	19
Nb de forages explo.	2	0	0	0	0
Nb forages développ.	4	0	0	1	1
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

Titres

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

A signaler que **2 nouveaux permis de recherche** ont été attribués « **Bir Abdallah** » et « **Jébil** » ainsi qu'une concession d'exploitation « **Zarat Nord** » en juin 2022 (publication au JORT 81 du 22 juillet 2022)

Exploration

Acquisition sismique à fin juin 2022

- Pas de nouvelle opération d'acquisition à fin juin **2022**.

Forage d'exploration à fin juin 2022

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin juin **2022**.

Poursuite de forage de deux puits d'exploration entamés en 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Anbar-1	Borj El Khadra	07/11/2021	Profondeur actuelle : 4945 m. Forage en cours.
02	Araifa-1	Araifa	21/12/2021	Profondeur actuelle : 3010 m. Puits fermé depuis le 07/04/2022 .

Développement

Forage d'un (1) nouveau puits de développement à fin juin 2022 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	Tarfa -8	Tarfa	15/02/2022	3008	Forage en cours

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

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

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin juin				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16783	5 227	7 735	8386	8%	4%
FUEL + GASOIL	0	2	0,16	0,16	0%	-20%
GAZ NATUREL	16319	5122	7466	8191	10%	4%
HYDRAULIQUE	28	26	17	7	-56%	-10%
EOLIENNE	425	75,8	247	173	-30%	7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	11	0	5	15	223%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	1643	1624	706	-57%	-7%
ACHAT TIERS	162	39	82	82	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	20084	6 909	9 442	9 174	-3%	2%
Echanges	28	19	11	-24	-328%	-
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	155	941	-	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	61	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21112	6908	9547	10091	6%	3%

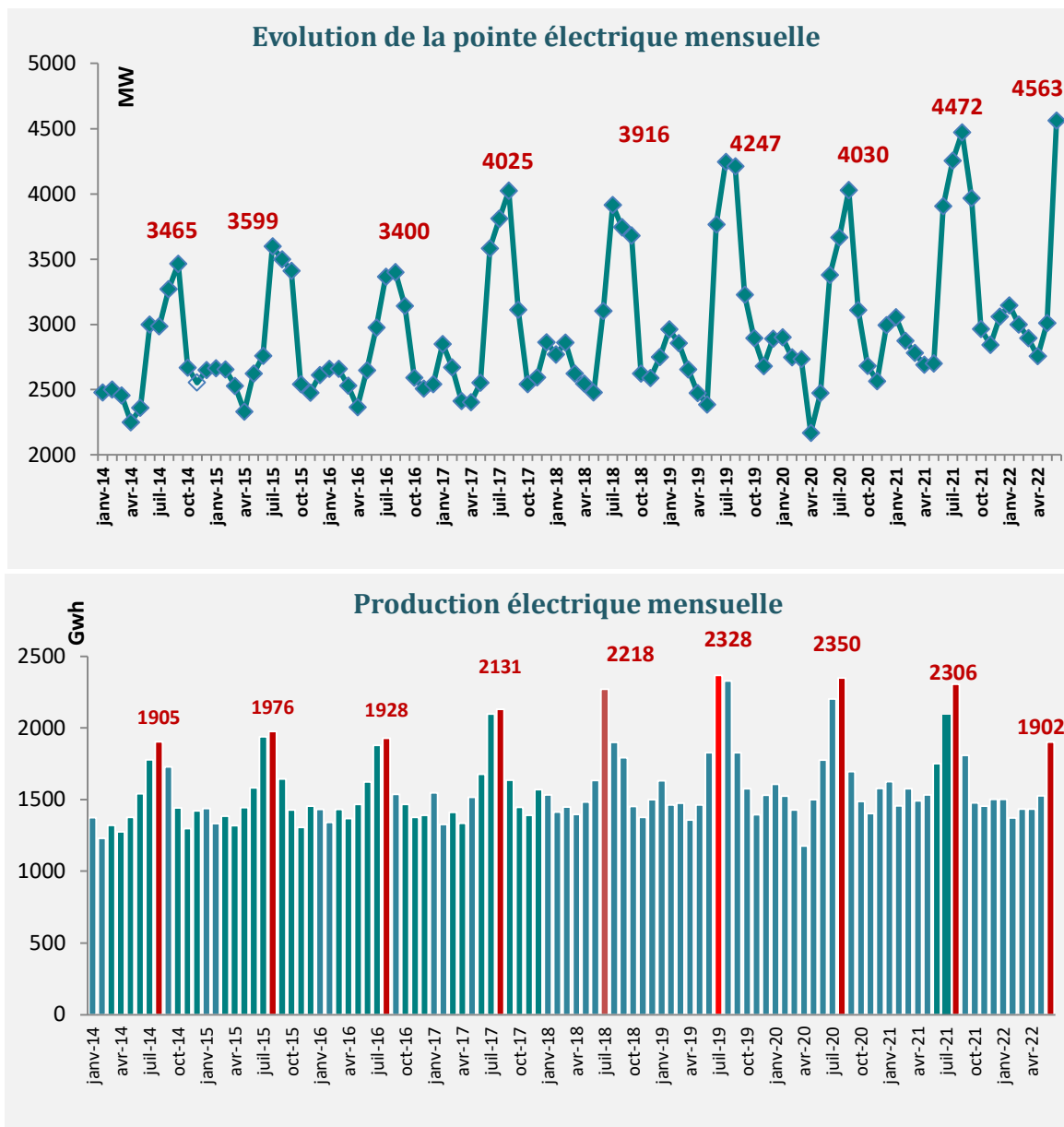
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

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

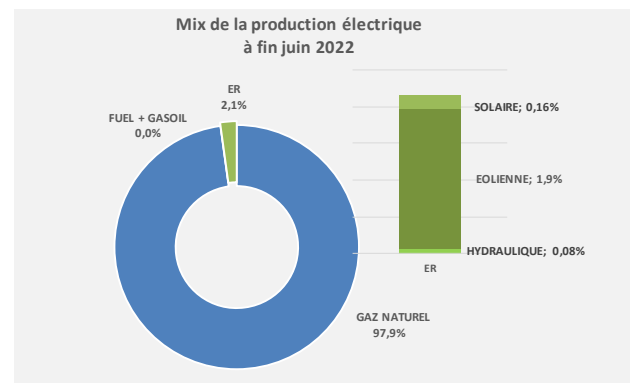
La production totale d'électricité a enregistré, à fin juin **2022**, une diminution de **3%** pour se situer à **9 174 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **9 442 GWh** à fin juin **2021**. Par contre, la production destinée au marché local a augmenté de **6%**, ceci est dû à l'augmentation des importations et l'absence des exportations d'électricité afin de couvrir la demande du marché local. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie** ont couvert **9%** des besoins du marché local.

La pointe a enregistré une hausse importante de **17%** pour se situer à **4563 MW** à fin juin **2022** contre **3907 MW** à fin juin **2021**. Un nouveau record national a été enregistré, lundi **27 juin 2022** MW dépassant ainsi celui du **11 août 2021 (4470 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 **91%** de la production nationale à fin juin **2022**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.3%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin juin **2022**.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin juin				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1357	639	682	639	-6%	0,0%
Moyenne tension	6777	2838	3161	3326	5%	1%
Basse tension	8249	2657	3791	3971	5%	3%
TOTAL VENTES **	16383	6 134	7 634	7 936	4%	2%

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **4%** entre fin juin **2022** et fin juin **2021**.

Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **6%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une hausse de **5%**.

A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation

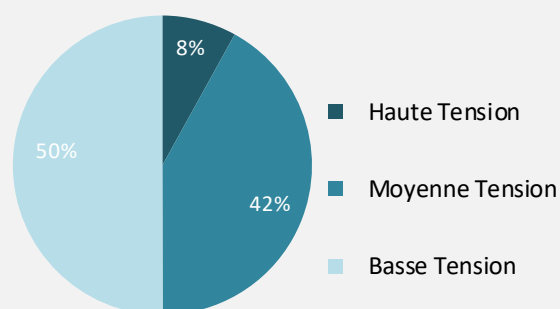
bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **63%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juin **2022**.

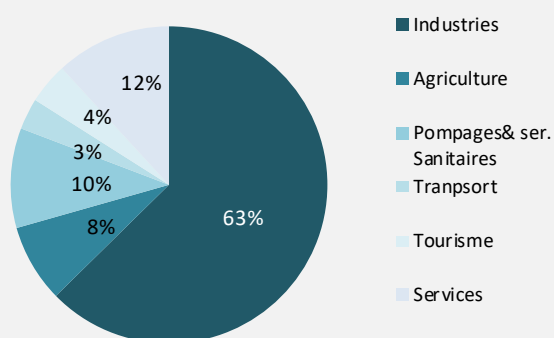
La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement le tourisme (+66%), le papier et l'édition (+19%), et des industries chimiques et du pétrole (+5%)

Contre une baisse des ventes des industries de matériaux construction et des industries alimentaires et du tabac (7%), ainsi que du pompage agricole (-1%).

Répartition des ventes d'électricité à fin juin 2022



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin juin 2022



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin juin 2022

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offres de 500 MW (sites proposés par l'Etat): 50MW à Tozeur, 50MW à Sidi Bouzid, 100MW à Gafsa, 100MW à Kairouan et 200MW à Tataouine	Identification des sites Lancement de l'appel d'offres de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offres restreint (Mars 2019) Elaboration et négociation des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Soumission des offres (juillet 2019) Dépouillement et adjudication provisoire (décembre 2019) Accords de projet finalisés et validés par la CTER. Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021. Approbation par décrets-lois en décembre 2021
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (mai 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Mise en service d'un projet de 1MW + deux projets de (10 +1MW) en cours de mise en service
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 5 sociétés de projet
		3 ^{ème} appel à projets (juillet 2019)	Soumission des offres le 09 janvier 2020 Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW)
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report). Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	141 MW
		MT/HT	290 autorisations octroyées pour une puissance totale de 61MW (dont 15 autorisations en cours de publication totalisant une puissance de 11 MW)
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 99%. Mise en service effectuée le 10/03/2021 pour 08 onduleurs, soit une puissance de 8MW sur 10MW Date de début de la marche industrielle : 12/04/2022
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 99.7%. Mise en service effectuée le 24/11/2021 Date prévisionnelle de début de la marche semi-industrielle : 22/02/2022 Date prévisionnelle de début de la marche industrielle : juin 2022.

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offres de 300 MW (sites proposés par l'Etat): 200MW à Djebel Abderrahmen à Nabeul, 100MW à Djebel Tbagà à Kébili	Identification des sites Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019) Elaboration des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent Acquisition des mâts de mesure En cours d'approbation de l'installation des mâts de mesure.
		Appel d'offres de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs	En cours de restructuration.
	AUTORISATION	2 ^{ème} appel à projets (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

Abréviations

kt	Mille tonne
Mt	Million de tonne
tep	Tonne équivalent pétrole
ktep	Mille tonne équivalent pétrole (1000 tep)
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
IPP	Producteurs Indépendants d'électricité
MW	Mégawatt
GWh	Gigawatt -heure
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
ONEM	Observatoire National de l'Energie et des Mines
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
CSM	Consommation spécifique Moyenne tep/GWh
Pointe	Puissance maximale appelée MW
FHTS	Fioul à haute teneur en soufre 3,5%
FBTS	Fioul à basse teneur en soufre 1%
CC	Cycle combiné
TG	Turbine à gaz
TV	Thermique à vapeur
kbbl/j	Mille barils par jour
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour

A partir du mois de mai 2015, nous avons commencé à calculer le taux de variation annuel moyen TVAM ou TCAM en prenant comme année de base l'année 2010.

La formule permettant de calculer le TCAM est :

$$\text{TCAM} = (V_n/V_0)^{1/n} - 1$$

V_0 est la valeur de début et V_n est la valeur d'arrivée.