

Juillet 2021

SYNTHÈSE 2021-2030

CREG

لجنة ضبط الكهرباء و الغاز
ⵜⴰⵎⴻⵔⴰⵏⵜ ⵏ ⵙⵉⵔⵉⵏⵜ ⵏ ⵙⵉⵔⵉⵏⵜ ⵏ ⵙⵉⵔⵉⵏⵜ
Electricity and Gas Regulatory Commission



PROGRAMME INDICATIF



DES BESOINS EN MOYENS
DE PRODUCTION DE
L'ELECTRICITE



2021
2030

www.creg.dz

SOMMAIRE

INTRODUCTION

3

RESULTATS DE L'ETUDE

4

- Réseau Interconnecté Nord
- Réseau interconnecté Adrar-In Salah-Timimoun
- Réseaux Isolés du Grand Sud

RECOMMANDATIONS

09

INTRODUCTION

Le programme indicatif met en évidence les besoins en moyens de production de l'électricité nécessaires à la satisfaction de la demande nationale durant les dix prochaines années.

Il s'agit du huitième programme indicatif, son cadre et ses objectifs sont définies et précisés dans la loi n°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations.

Le programme indicatif tient compte du programme des énergies renouvelables à engager dans le cadre du programme national des énergies renouvelables.

Pour la prise en compte de ce dernier, il est prévu sur la période 2022-2030, l'installation sur le R.I.N d'une capacité de 9 000 MWc en centrales photovoltaïques, annoncée par le Ministère de la Transition Energétique et Energies Renouvelables. Aussi, il est prévu sur la même période la réalisation de 150 MWc en PV sur les R.I.G.S, dont 50 MWc en hybridation en cours de réalisation et 100 MWc supplémentaire annoncé par SKTM. Pour le réseau interconnecté Adrar-In Salah-Timimoun, il a été considéré la réalisation de 100 MWc en photovoltaïques.

Les informations et données de base sur la production d'électricité ont pour origine les opérateurs (OS, SPE, SKTM, SKB, SKS, SKH, SKD, SKT, KAHRAMA et SPP1).

Les besoins en moyens de production proposés dans ce programme indicatif reposent sur l'ensemble des variantes de production qui ont été étudiées en fonction de la mise en œuvre du programme de développement des énergies renouvelables.

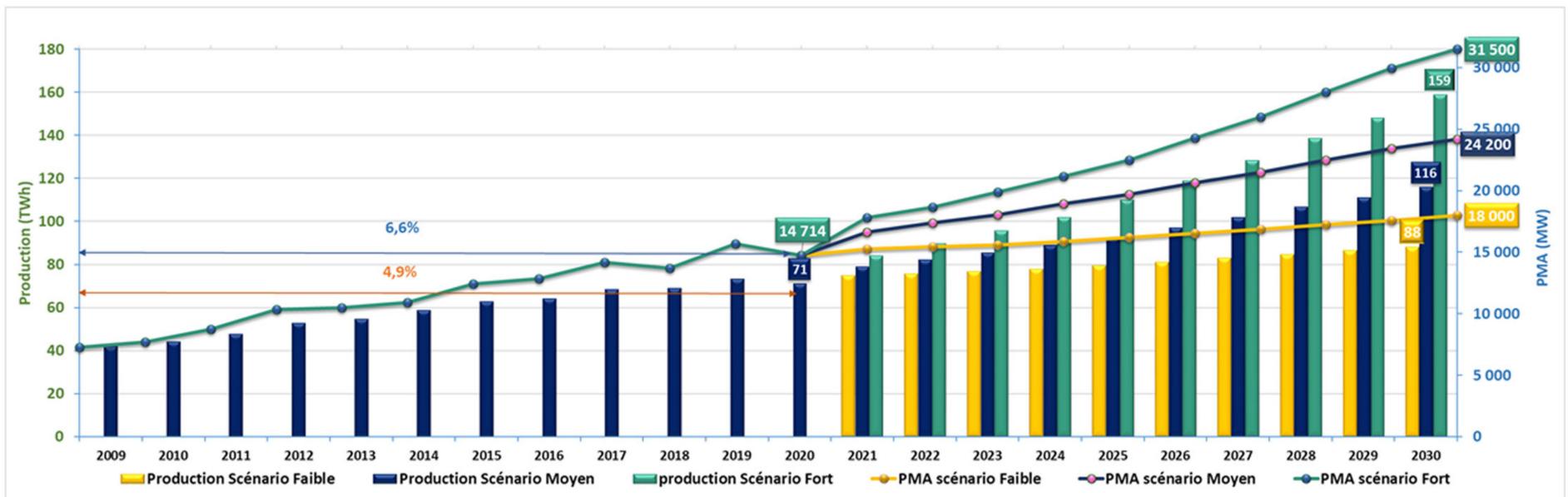


RESULTATS DE L'ETUDE

1. Réseau Interconnecté Nord

L'étude repose sur trois scénarios des prévisions de la demande de l'électricité (faible, moyen et fort).

Le passage de la couverture de la demande durant la pointe soir en tenant compte de l'effacement des installations photovoltaïques a également été étudié.



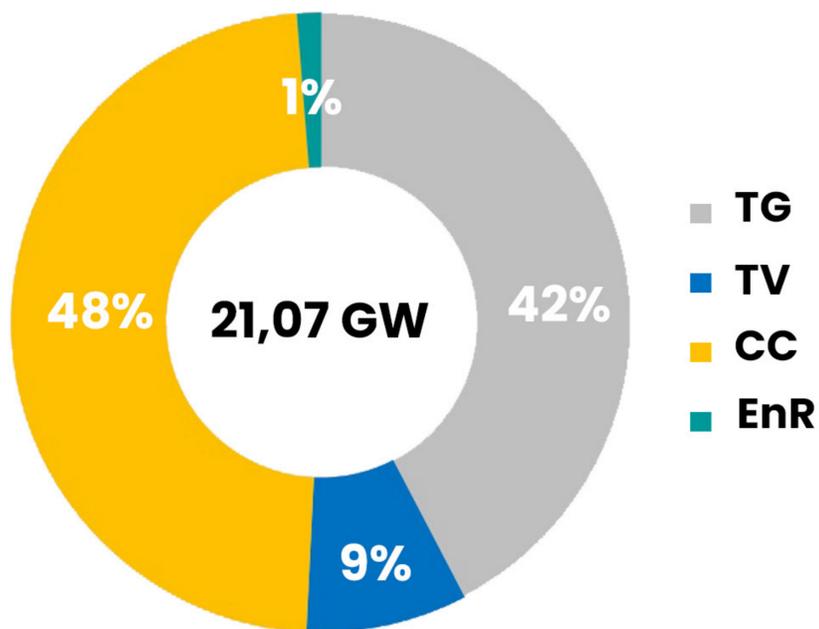
a) Scénario moyen

Le scénario moyen des prévisions de la demande de l'électricité, scénario de référence, considère une croissance économique modérée. Il prévoit à l'horizon 2030 une PMA de 24 200 MW, soit une croissance annuelle moyenne sur la période de 4,2%.

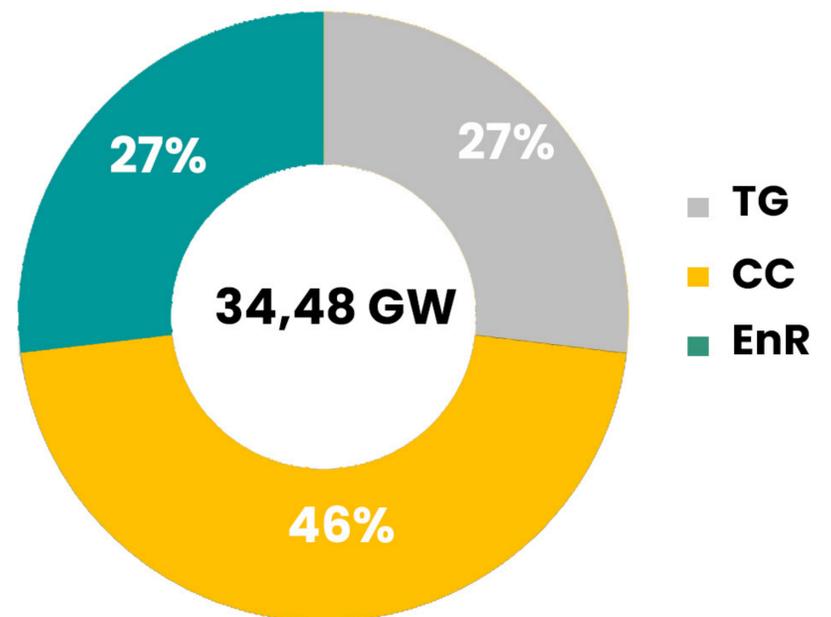
Cette variante suppose un développement de l'offre basé sur le programme EnR qui porte sur la réalisation de 9 000 Mwc en photovoltaïque à l'horizon 2030, soit une capacité annuelle de 1 000 Mwc à partir de 2022.

Le besoin supplémentaire sur la période en capacité à gaz est de 2 500 MW, dont 1 500 MW en cycles combinés et 1 000 MW en turbines à gaz. Le premier renforcement d'une capacité de 250 MW intervient en 2027. La capacité totale du parc de production, à l'horizon 2030 serait de l'ordre de 34 480 MW.

Le gain en gaz sur la période induit par la réalisation de ce programme est estimé à 13,7 Gm3.



Année 2021



Année 2030

Par ailleurs, il est important de noter qu'une mise en œuvre partielle du programme 9 000 MWc, soit la réalisation de 4 000 MWc sur la période, nécessiterait une capacité supplémentaire de 4 500 MW en centrales à gaz, dont 2 250 MW en cycles combinés et 2 250 MW en turbines à gaz.

La poursuite du schéma actuel du développement de la production de l'électricité exclusivement au

gaz naturel, nécessiterait une capacité supplémentaire de 6 250 MW sur la période par rapport au cas considérant la réalisation des 9 000 MW, dont 3 750 MW en cycles combinés et 2 500 MW en turbines à gaz.

Le premier renforcement d'une capacité de 2 000 MW est proposé en 2026. La capacité totale du parc de production, à l'horizon 2030 serait de l'ordre de 29 230 MW.

b) Scénario fort

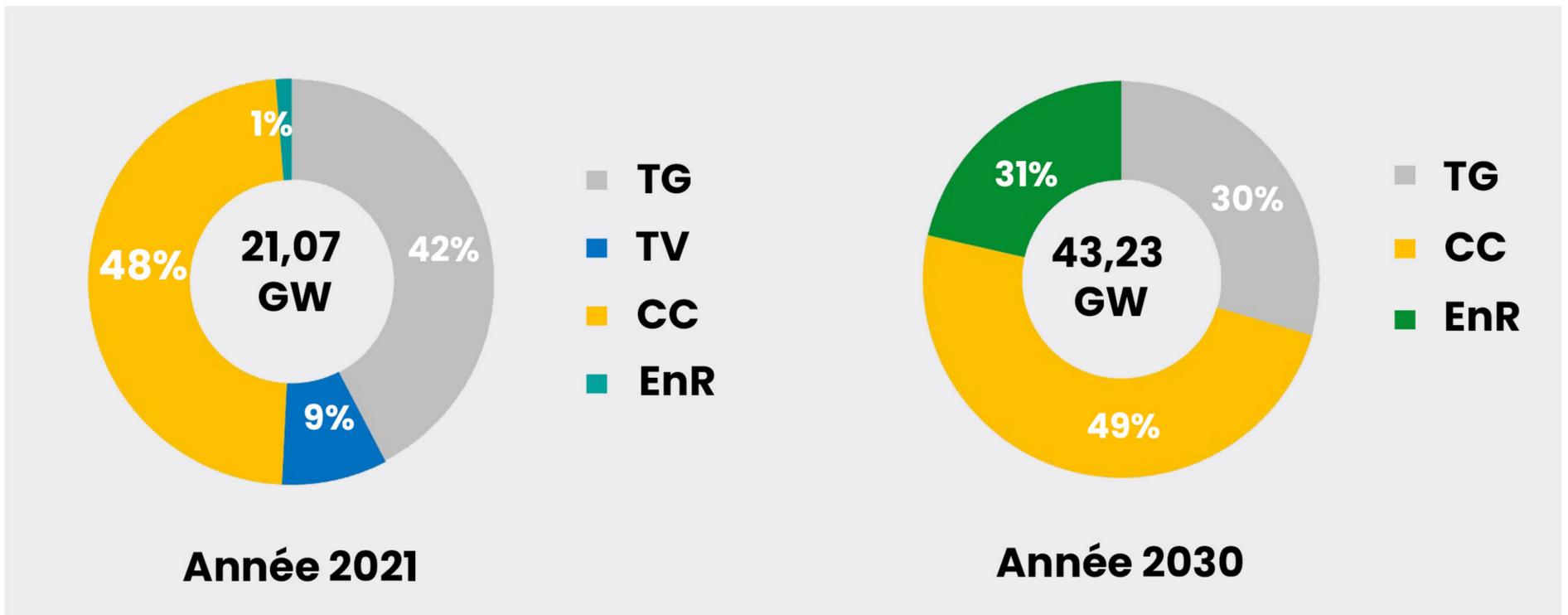
Le scénario fort des prévisions de la demande de l'électricité considère une forte croissance économique. Il prévoit à l'horizon 2030 une PMA de 31 500 MW, soit une croissance annuelle moyenne sur la période de 6,6%.

Le besoin supplémentaire sur la période en capacité à gaz en plus des 9 000 MWc en PV du pro

gramme EnR, serait de 11 250 MW, dont 6 750 MW en cycles combinés et 4 500 MW en turbines à gaz. Le premier renforcement d'une capacité de 2 250 MW est proposé en 2025.

La capacité totale du parc de production, à l'horizon 2030 serait de l'ordre de 42 230 MW. Le gain en gaz induit par la réalisation de ce programme est estimé à 13,7 Gm3.





La mise en œuvre partielle du programme 9 000 MWc, soit la réalisation de 4 000 MW, nécessiterait une capacité supplémentaire de 13 000 MW en centrales à gaz, dont 8 250 MW en cycles combinés et 4 750 MW en turbines à gaz.

Le premier renforcement d'une capacité de 4 250 MW est proposé en 2025. La capacité totale du parc de production, à l'horizon 2030 serait de l'ordre de 37 980 MW.

La non concrétisation de la mise en œuvre du programme EnR, nécessite une capacité supplémentaire de 15 000 MW sur la période, dont 9 000 MW en cycles combinés et 6 000 MW en turbines à gaz.

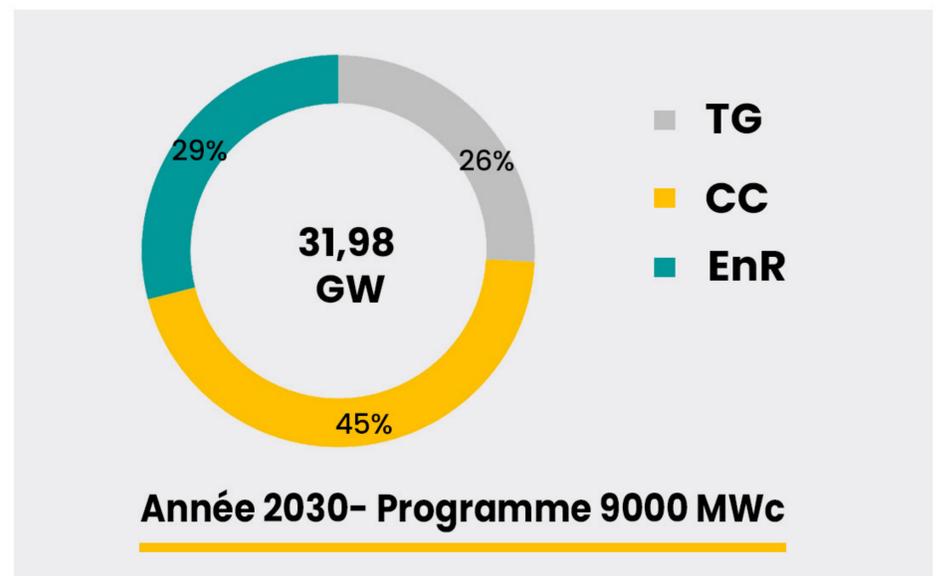
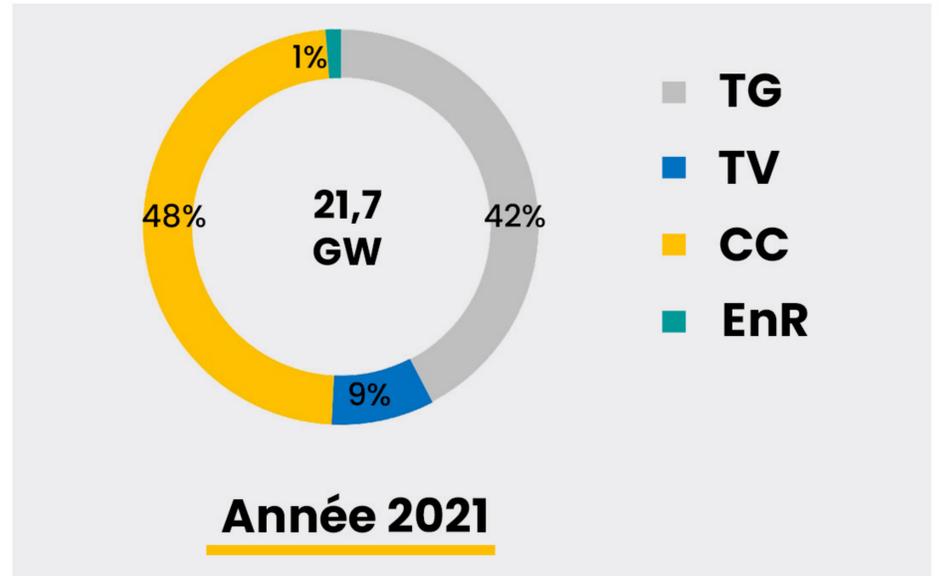


c) Scénario faible

Le scénario faible des prévisions de la demande de l'électricité, considère une faible croissance économique et prévoit à l'horizon 2030 une puissance maximale appelée (PMA) de 18 000 MW, soit une croissance annuelle moyenne sur la période de près de 2%.

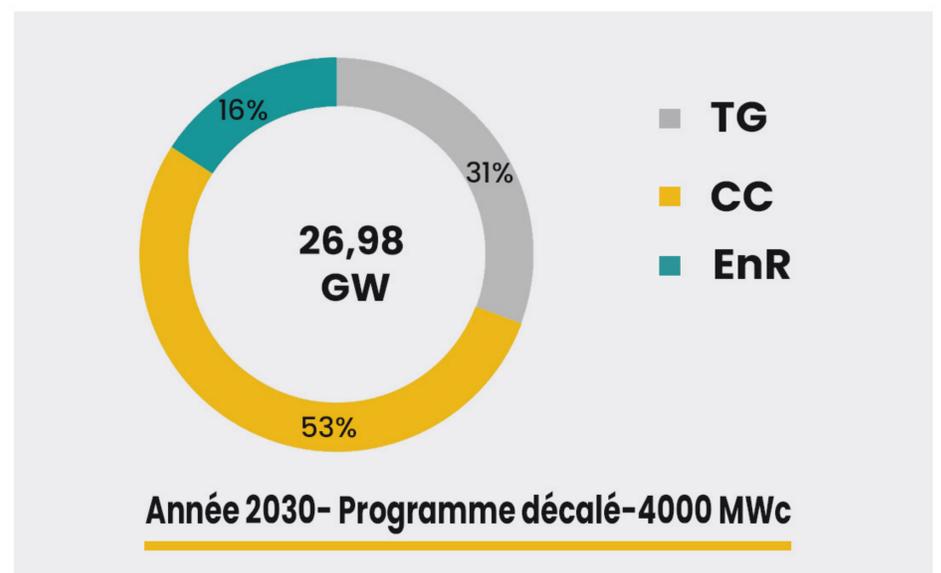
Aucun renforcement supplémentaire en moyens de production n'est prévu sur la période pour faire face à l'évolution de la demande et au déclassement. Les centrales en cours de construction d'une capacité totale de 7 503 MW suffiraient pour couvrir pour couvrir la demande dans les conditions de sécurité et de fiabilité requises. La capacité totale du parc de production d'électricité, à l'horizon 2030, serait de l'ordre de 22 980 MW.

La mise en œuvre du programme de développement des énergies renouvelables sur la période 2022-2030 d'une capacité installée de 9 000 MWc en photovoltaïques permettrait d'accroître la capacité totale du parc de production à l'horizon 2030, à hauteur de 31 980 MW. En cas de la réalisation partielle de ce programme avec la mise en service de 4 000 MWc à l'horizon 2030, la capacité totale du parc de production, serait de 26 980 MW.



d) Emissions de gaz à effet de serre

Les quantités de CO₂ émises en 2030 varient selon les variantes examinées pour chaque scénario de la demande, de la variante portant sur la poursuite du schéma actuel à celle considérant la réalisation du programme EnR de 9000 MWc en PV, de 42 à 53 Mteq CO₂ pour le scénario moyen, de 64 à 73 Mteq CO₂ pour le scénario fort et de 34 à 40 Mteq CO₂ pour le scénario faible.



■ 2. Réseau interconnecté Adrar In Salah - Timimoun

Trois scénarios des prévisions de la demande de l'électricité ont été considérés sur la période 2021-2030, le faible, le moyen et le fort. A l'horizon 2030, la PMA serait de 640 MW pour le scénario faible, soit une croissance annuelle moyenne de 5,1%.

Dans le cas du scénario moyen, elle atteindrait 790 MW en fin de période avec un rythme annuel moyen de 7,0%.

Pour le scénario fort, elle serait de 990 MW en 2030 avec une croissance annuelle moyenne de 9,4%.

Pour faire face à l'évolution de la demande et assurer la réserve nécessaire dans les conditions requises, le besoin total en capacité de renforcement

proposé sur la période 2021-2030 dans le cas de la variante tout gaz serait de 200 MW pour le scénario faible, 400 MW pour le scénario moyen et 650 MW pour le scénario fort.

Cette capacité de renforcement, dans le cas de la variante EnR avec installation de 100 MWc en PV, serait de 150 MW pour le scénario faible, 350 MW pour le scénario moyen et 600 MW pour le scénario fort.

Les quantités de CO₂ émises en 2030, pour la variante tout gaz seraient de 1,86 Mteq CO₂ pour le scénario faible, 2,32 Mteq CO₂ pour le scénario moyen et 2,86 Mteq CO₂ pour le scénario fort. Dans le cas de la variante EnR, ces quantités seront réduites respectivement à 1,63 Mteq CO₂, 2,08 Mteq CO₂ et 2,62 Mteq CO₂.



■ 2. 3. Réseaux Isolés du Grand Sud

En tenant compte de la totalité des centrales décidées et celles en cours de construction d'une capacité totale de 267,5 MW dont 210 MW en turbines à gaz, 7,5 MW en diesel et 50 MWc en PV, le besoin additionnel sur la période 2021-2030 pour satisfaire la demande des sites du grand Sud serait de 131,01 MW dont 97 MW en turbines à gaz et 34,01 MW en diesel.

Les quantités de gaz à effet de serre "GES" émises à l'horizon 2030 est estimée à 2,02 Mteq CO₂, soit 1,19 Mteq CO₂ pour les sites diesel et 0,83 Mteq CO₂ pour les sites à turbines à gaz.

RECOMMANDATIONS

A la lumière de ce qui précède, il ressort clairement que pour assurer la sécurité d'alimentation du pays en électricité dans les conditions de sécurité et de fiabilité requises, il est nécessaire de diversifier le mix électrique à travers l'introduction des énergies renouvelables photovoltaïques à moyen terme.

Par ailleurs, des programmes d'efficacité énergétique plus ambitieux, sont à mener afin de rationaliser l'utilisation de l'électricité à travers notamment la généralisation des lampes économiques pour l'éclairage public et dans le secteur résidentiel ainsi que l'incitation à l'utilisation d'équipements performants.

Aussi, il est nécessaire d'opérer des réajustements graduels des tarifs de l'électricité de manière à aplatir la courbe de charge et à encourager la consommation en dehors des périodes de forte demande.

Il est également important de signaler que des études de flexibilité et d'absorption des réseaux de transport et de distribution de l'électricité sont à mener pour préparer le déploiement des EnR. D'autres études de préfaisabilité et/ou faisabilité sont à réaliser pour préparer le mix électrique au-delà de 2030.



GLOSSAIRE

CC	Cycle Combiné.
EnR	Technologie de production d'électricité de source renouvelables
GES	Gaz à effet de serre
GWh	Gigawatt-heure = 10^9 Watt-heure
GM3	Gigawatt = 10^9 Watt.
KAHRAMA	Sharikat Kahrbaa wa Maa d'Arzew
Mteq	Million de tonnes équivalent
MW	Megawatt = 10^6 Watt.
MWc	Mégawatt crête.
PMA	Puissance maximale quart-horaire relevée dans une année.
R.I.N	Réseau interconnecté nord
R.I.G.S	Réseaux Isolés du Grand Sud
SKB	Shariket Kahraba Berrouaghia.
SKH	Shariket Kahraba Hadjret Ennous.
SKS	Shariket Kahraba Skikda.
SKT	Shariket Kahraba Terga.
SKD	Sharikat Kahraba Koudiet Eddraouche.
SONELGAZ	Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz.
SPE	Société Algérienne de Production de l'Electricité.
SPP1	Solar Power Plant
SKTM	Sharikat Kahraba wa Takat Moutadjadida

**PROGRAMME INDICATIF
DES BESOINS EN MOYENS DE
PRODUCTION DE L'ELECTRICITE**

**2021-2030
SYNTHÈSE**



CREG لجنة ضبط الكهرباء و الغاز
ⵜⴰⵎⴰⵔⵜ ⵏ ⵓⵎⵓⵔⵓⵔ ⵏ ⵓⵎⵓⵔⵓⵔ ⵏ ⵓⵎⵓⵔⵓⵔ
Electricity and Gas Regulatory Commission

**Immeuble du Ministère de l'Énergie et des Mines, Tour B, Val
d'Hydra. Alger. Algérie**

Tél : + 213 21 48 81 48 - Fax : + 213 21 48 84 00

Email : contact@creg.energy.gov.dz

Site web : www.creg.dz - www.creg.gov.dz