

**République tunisienne**  
**MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES MINES**  
**Société Tunisienne de l'Electricite et du Gaz**

**Collecte des données**  
**Enquête sur le Secteur électrique**  
**en Tunisie**

**Rapport final**

**Mars 2022**

**Agence japonaise de coopération internationale (JICA)**

**Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.**  
**(TEPSCO)**  
**KPMG AZSA LLC**

IM
JR
22-058

Ce rapport est une compilation des résultats d'une enquête réalisée par Tokyo Electric Power Services Co., Ltd. et KPMG AZSA LLC pour le compte de l'Agence japonaise de coopération internationale (JICA). Nous nous efforçons de le compiler dans un délai convenable sur la base des informations obtenues au moment de l'enquête. Toutefois, son contenu ne correspond pas nécessairement à la situation dans laquelle se trouve un individu ou une organisation spécifique non visé par cette enquête, et nous ne garantissons pas l'exactitude ou l'exhaustivité des informations au moment et après la réception de ce rapport. Par ailleurs, ce dernier a été soumis uniquement à l'Agence japonaise de coopération internationale (JICA). Tokyo Electric Power Services Co., Ltd. et KPMG AZSA LLC n'assument aucune responsabilité directe ou indirecte quant à l'utilisation de ce rapport par un tiers l'ayant consulté ou en possédant une copie.

## Table des matières

Chapitre 1	Introduction .....	1-1
1.1	Contexte.....	1-1
1.2	Objectif de l'enquête.....	1-3
1.3	Contenu de l'enquête et méthode de mise en œuvre.....	1-4
1.4	Organigramme des travaux d'enquête .....	1-4
1.5	Affectation du personnel .....	1-5
Chapitre 2	Secteur de l'électricité en Tunisie .....	2-1
2.1	Organisation du secteur de l'électricité.....	2-1
2.1.1	Organisations et institutions connexes.....	2-1
2.1.2	Politiques connexes / Lois / réglementations pour le secteur de l'électricité.....	2-2
2.1.3	Tarif électrique .....	2-4
2.2	Système actuel de l'électricité en Tunisie .....	2-7
2.2.1	La demande en électricité .....	2-7
2.2.2	Installations de production d'électricité.....	2-10
2.2.3	Installations de transport.....	2-13
2.2.4	Installations de distribution .....	2-15
2.2.5	Importation/exportation d'énergie électrique avec les pays voisins .....	2-16
2.3	Plan du système électrique en Tunisie.....	2-17
2.3.1	Prévision de la demande en électricité .....	2-17
2.3.2	Plan de production.....	2-18
2.3.3	Plan de développement des énergies renouvelables .....	2-20
2.3.4	Installations de transport.....	2-22
2.3.5	Installations de distribution .....	2-23
Chapitre 3	Mesures nécessaires pour promouvoir l'introduction d'IPP d'énergie renouvelable .....	3-1
3.1	État actuel des politiques et des systèmes liés à l'IPP.....	3-1
3.2	État actuel des projets IPP .....	3-7
3.3	Goulots d'étranglement pour l'introduction des IPP d'énergie renouvelable .....	3-8
3.4	Solutions à ces goulots d'étranglement et soutien d'autres donateurs.....	3-9
Chapitre 4	Réforme de la gestion de la STEG .....	4-1
4.1	Situation actuelle de la subvention énergétique du gouvernement tunisien et de la STEG.....	4-1
4.1.1	Situation actuelle de la STEG.....	4-1
4.1.2	Situation actuelle de la subvention à l'énergie.....	4-1
4.2	Réforme de la gestion de la STEG et assistance pertinente d'autres donateurs.....	4-2
4.2.1	Situation des installations électriques et des activités de la STEG.....	4-2

Chapitre 5	Stabilisation du système électrique pour l'introduction massive d'énergies renouvelables variables.....	5-1
5.1	Prospective des fluctuations de fréquence et de tension lors de l'introduction d'énergies renouvelables à masse variable et identification des problèmes .....	5-1
5.1.1	Enjeux de l'introduction massive des énergies renouvelables variables.....	5-1
5.1.2	Caractérisation de plusieurs mesures de stabilisation du système électrique .....	5-2
5.1.3	Méthodologie de l'étude pour la stabilisation du système électrique (nécessité du BESS) .....	5-7
5.1.4	Éléments de l'étude pour la stabilisation du système électrique.....	5-8
5.2	Examen pour planification du réseau électrique.....	5-10
5.2.1	Contraintes du réseau de transport (c'est-à-dire : pénurie de capacité de transport).....	5-10
5.2.2	Stabilité transitoire.....	5-12
5.3	Proposition de mesures de stabilisation optimales du point de vue de l'efficacité, de la rentabilité, etc. ....	5-18
5.3.1	Mise en œuvre de l'analyse de simulation de fluctuation à courte période .....	5-18
5.3.2	Nombre nécessaire d'unités opérationnelles de TPP .....	5-19
5.3.3	Condition de calcul pour la simulation de fluctuation à courte période .....	5-20
5.3.4	Charge de demandeLes données .....	5-23
5.3.5	Bilan d'approvisionnement .....	5-23
5.3.6	Courbe de sortie du VRE.....	5-25
5.3.7	Résultat de fluctuation de fréquencecalcul .....	5-25
5.3.8	État de charge du BESS.....	5-29
5.3.9	Resultats de Simulations de fluctuations à courte période .....	5-31
5.4	Examen du fonctionnement économique par simulation d'équilibrage offre/demande.	5-32
5.4.1	Examen, analyse et recommandations du plan de développement électrique à moyen et long terme.....	5-32
5.4.2	Conditions de la simulation d'équilibrage offre/demande .....	5-34
5.4.3	Définition d'un scénario de développement pour la simulation de l'offre et de la demande .....	5-44
5.4.4	Mise en place d'une simulation d'équilibrage offre/demande.....	5-45
5.4.5	Analyse sensible Équilibre offre/demande en 2030 .....	5-52
5.4.6	Résultats de l'analyse de l'équilibre offre/demande .....	5-52
5.5	Examen de l'emplacement d'installation du BESS .....	5-54
5.5.1	But de l'étude .....	5-54
5.5.2	Méthode d'examen.....	5-54
5.5.3	Candidat potentiel de SCR .....	5-56
5.5.4	Puissance réactive requise pour BESS .....	5-59
5.5.5	Recommandation de l'emplacement du BESS du point de vue de la tension du système .....	5-59
5.5.6	Concernant la stabilité transitoire du système (référence).....	5-59

---



5.6	Analyse économique de l'installation du BESS.....	5-60
5.6.1	C'État d'aluculation .....	5-60
5.6.2	Coût économique.....	5-61
5.6.3	Avantage économique .....	5-61
5.6.4	TRE (Taux de rentabilité interne économique).....	5-62
5.6.5	Analyse d'ensitivité.....	5-64
5.6.6	Le résultat de l'analyse économique .....	5-66
5.7	Résultats de l'examen des mesures de stabilisation du système électrique pour l'introduction massive des ERV.....	5-68
5.7.1	Examen du plan système .....	5-68
5.7.2	Résultats de l'analyse de la simulation de l'alimentation et de la fréquence de la demande pour les fluctuations de courte période.....	5-68
5.7.3	Résultats de l'analyse du fonctionnement économique par la simulation d'équilibrage offre/demande.....	5-69
5.7.4	Nécessité d'un contrôle de la tension du réseau.....	5-69
5.7.5	Efficacité économique des mesures de stabilisation du système électrique .....	5-70
5.7.6	Impact du Grit Code (GC) annoncé publiquement.....	5-70
Chapitre 6	Cadre de coopération prioritaire .....	6-1
6.1	Défis pour l'introduction massive des ERV.....	6-1
6.2	Programme de coopération (y compris la liste des projets candidats au soutien (y compris les informations sur le délai de mise en œuvre)).....	6-3
6.2.1	Demande du gouvernement tunisien .....	6-3
6.2.2	Politique de coopération pour l'élaboration et la mise en œuvre de mesures de stabilisation du réseau pour l'introduction massive d'énergies renouvelables .....	6-3
6.2.3	Introduction progressive du BESS .....	6-6
6.3	Préparation de la mise en œuvre d'un projet de coopération technique (Demande du gouvernement tunisien) .....	6-7
6.4	Projets de coopération réalisables dans le secteur de l'électricité et lignes directrices pour les soutiens à moyen et long terme.....	6-10
6.5	Formation dans cette enquête .....	6-11

## Abréviations

AFD	:	Agence Française de Développement
BAD	:	Banque africaine de développement
ASPSPP	:	Plan d'alimentation de stockage pompé à vitesse réglable
BESS	:	Système de stockage d'énergie de batterie
B/S	:	Bilan
C/P	:	Contre partie
FAP	:	Financement des politiques de développement de l'investissement, de la compétitivité et de l'inclusion
BERD	:	Banque européenne pour la reconstruction et le développement
FEP	:	Facilité élargie de fonds
SME	:	Système de gestion de l'énergie
ESMAP	:	Programme d'aide à la gestion du secteur de l'énergie
TRE	:	Taux de Return Economique Interne
AJUSTER	:	Tarif de rachat
PIB	:	Produit intérieur brut
GF	:	Sans gouverneur
GIZ	:	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
BIRD	:	Banque internationale pour la reconstruction et le développement
SFI	:	Société financière internationale
IFRS	:	Normes internationales d'information financière
FMI	:	Fond monétaire international
IPP	:	Producteur d'électricité indépendant
JICA	:	Agence japonaise de coopération internationale
METI	:	Ministère de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie
MEIM	:	Ministère de l'Énergie des Mines et des Énergies renouvelables
PDM	:	Matrice de conception de projet
PÉPIN	:	Plan d'amélioration des performances
APP	:	Contrat d'achat d'électricité
P/S	:	Compte de résultat
PSPP	:	Centrale électrique à accumulation par pompage
PSS/E	:	Simulateur de système électrique pour l'ingénierie
PV	:	Photovoltaïque
RÉ	:	Énergie renouvelable
SAIDI	:	Indice de durée moyenne des interruptions du système
SAIFI	:	Indice de fréquence moyenne des interruptions du système
SCADA	:	Contrôle et d'acquisition de données
SCR	:	Rapport de court-circuit
SM	:	Compteur intelligent
STEG	:	Société tunisienne de l'électricité et du gaz
TD	:	Dinar tunisien
UFR	:	Relais sous fréquence
UTICA	:	Confédération tunisienne de l'industrie, du commerce et de l'artisanat
VPP	:	Centrale électrique virtuelle
ERV	:	Énergie renouvelable variable
BM	:	Banque mondiale
WS	:	Atelier

WT : Éolienne

## Tableaux

Table 1-1 Organigramme des travaux d'enquête .....	1-4
Table 2-1 Organismes sous la juridiction du MIEM .....	2-1
Table 2-2 Utilisation domestique Basse Tension Globale (2019/6/1).....	2-4
Table 2-3 Usage domestique Spécial Basse Tension (2019/6/1) .....	2-4
Table 2-4 Niveaux de tension industriels: MV (2019/6/1) .....	2-4
Table 2-5 Niveaux de tension industriels : MT, TARIF INTERRUPTIBLE (2019/6/1).....	2-5
Table 2-6 Niveaux de tension industriels: HT (2019/6/1).....	2-5
Table 2-7 Niveaux de tension industriels : HT, TARIF INTERRUPTIBLE (2019/6/1).....	2-5
Table 2-8 Liste des centrales de production .....	2-12
Table 2-9 Importation/exportation d'électricité .....	2-16
Table 2-10 Sites candidats prévus pour les centrales électriques .....	2-19
Table 2-11 Conditions for a Centrale hydroélectrique plan .....	2-20
Table 2-12 Plan de développement supplémentaire de TE et PV.....	2-21
Table 3-1 Régimes de développement des énergies renouvelables.....	3-1
Table 3-2 Soumissionnaires temporaires retenus pour la production d'énergie solaire sous le régime par concession.....	3-7
Table 3-3 Principaux défis pour l'introduction des IPPs d'énergie renouvelable.....	3-9
Table 3-4 Projet d'appui de la BERD.....	3-10
Table 3-5 Projet d'appui de la Banque mondiale .....	3-11
Table 3-6 Projet d'appui de la GIZ.....	3-11
Table 4-1 Impacts des subventions sur le secteur de l'électricité .....	4-2
Table 4-2 Impacts des subventions sur le commerce du gaz.....	4-3
Table 4-3 Système d'information financière de la STEG .....	4-4
Table 4-4 Structure des recettes et des dépenses de la STEG en 2019 .....	4-5
Table 4-5 Structure des recettes et des dépenses de la STEG en 2020 .....	4-5
Table 4-6 Aperçu du bilan de la STEG (en 2020) .....	4-7
Table 4-7 Efficacité des opérations commerciales de la STEG .....	4-9
Table 4-8 Solidité financière de la STEG.....	4-11
Table 5-1 Résultats de la simulation de stabilité transitoire (résumé).....	5-12
Table 5-2 Charge de puissance de pointe et capacité installée de PV et WT.....	5-20
Table 5-3 Bilan de l'offre en 2030.....	5-23
Table 5-4 Bilan de l'offre en 2026.....	5-24
Table 5-5 Résultat du calcul de la fluctuation de fréquence.....	5-28
Table 5-6 Liste des centrales de production (centrales thermiques) .....	5-38
Table 5-7 Liste des centrales de production (centrales hydroélectriques).....	5-41
Table 5-8 Plan de développement supplémentaire de WT et PV .....	5-42
Table 5-9 Résultats du calcul du SCR.....	5-57
Table 5-10 Prérequis de calcul .....	5-60

Table 5-11 Émission de GES Hypothèse de prix de négociation.....	5-61
Table 5-12 Résultat du calcul du TRE(sans effet de réduction des émissions de GES) .....	5-62
Table 5-13 Résultat du calcul du TRE (avec effet de réduction des émissions de GES (scénario STEG 1)) .....	5-63
Table 5-14 Résultat du calcul du TRE (avec effet de réduction des émissions de GES (scénario 2 de la STEG).....	5-63
Table 5-15 Prérequis de calcul (Cas de base dans l'analyse de sensibilité).....	5-64
Table 5-16 Résultat du calcul de la fluctuation de fréquence.....	5-68
Table 6-1 Enjeux liés à l'introduction massive des énergies renouvelables .....	6-2
Table 6-2 Contenu et calendrier de la formation.....	6-11

## Figures

Figure 1-1 Composition de l'approvisionnement en énergie primaire (2019).....	1-1
Figure 1-2 Production d'électricité par source (2019).....	1-1
Figure 1-3 Aperçu du contexte et du but de l'étude.....	1-3
Figure 1-4 Organisation de l'équipe d'étude.....	1-5
Figure 2-1 Système d'alimentation électrique en Tunisie.....	2-2
Figure 2-2 Ventes d'électricité.....	2-7
Figure 2-3 Vente d'électricité en HT/MT.....	2-8
Figure 2-4 Ventes d'électricité HT/MT par type de client (à partir de 2019).....	2-8
Figure 2-5 Courbe de charge des journées de pointe.....	2-9
Figure 2-6 Capacité de production installée.....	2-10
Figure 2-7 Résultats de production par type de combustible.....	2-11
Figure 2-8 Longueur de la ligne de transport.....	2-13
Figure 2-9 Système de transport d'énergie électrique en Tunisie.....	2-14
Figure 2-10 Longueur de la ligne de distribution.....	2-15
Figure 2-11 Interconnexions électriques dans la région Afrique du Nord.....	2-16
Figure 2-12 Prévision de la demande à la STEG.....	2-17
Figure 2-13 Carte de potentiel (à gauche : vent, à droite : solaire).....	2-20
Figure 2-14 Capacité installée de l'Eolien (TE) et PV.....	2-21
Figure 2-15 Plan du réseau électrique ELMED.....	2-22
Figure 3-1 Régimes d'utilisation et de développement applicables pour la production d'énergie renouvelable.....	3-1
Figure 3-2 Procédures de développement de projets d'autoconsommation sur site.....	3-2
Figure 3-3 Procédures de développement de projets d'autoconsommation hors site.....	3-3
Figure 3-4 Structure typique pour un projet d'autoconsommation.....	3-4
Figure 3-5 Procédures de développement de projet soumis au régime des autorisations.....	3-5
Figure 3-6 Structure typique pour un projet soumis au régime des autorisations.....	3-5
Figure 3-7 Procédures d'élaboration des projets sous le régime des concessions.....	3-6
Figure 3-8 Structure typique pour un projet soumis au régime des concessions.....	3-7
Figure 4-1 Évolution du prix du Brent.....	4-6
Figure 4-2 Structure des coûts de l'activité électricité de la STEG.....	4-13
Figure 4-3 Composantes du coût de l'activité électrique (production, transport et distribution d'électricité).....	4-14
Figure 4-4 Structure des coûts de l'activité gaz naturel de la STEG.....	4-14
Figure 4-5 Structure des coûts de l'activité GPL de la STEG.....	4-15
Figure 4-6 Tunisie : Salaire moyen : Entreprises publiques, fonction publique et ensemble 2017- 2019.....	4-15
Figure 4-7 Comparaison de la STEG avec d'autres entreprises publiques d'électricité.....	4-17
Figure 5-1 Courbe de charge.....	5-2

---

Figure 5-2 Interconnexion entre les services publics au Japon à l'heure actuelle .....	5-4
Figure 5-3 Bref historique du développement de l'interconnexion autour de TEPCO.....	5-5
Figure 5-4 Historique du développement de la Transaction par Interconnexions.....	5-6
Figure 5-5 Diagramme de flux de puissance en 2030 sans PSPP .....	5-10
Figure 5-6 Diagramme de flux de puissance en 2030 avec PSPP .....	5-11
Figure 5-7 Simulation de stabilité transitoire en 2026 (ligne de transmission 400 kV).....	5-13
Figure 5-8 Simulation de stabilité transitoire en 2026 (ligne de transmission 225 kV).....	5-13
Figure 5-9 Simulation de stabilité transitoire en 2026 (ligne de transmission 150 kV).....	5-14
Figure 5-10 Simulation de stabilité transitoire en 2030 sans PSPP (ligne de transmission 400 kV) .....	5-14
Figure 5-11 Simulation de stabilité transitoire en 2030 sans PSPP (ligne de transmission 225 kV) .....	5-15
Figure 5-12 Simulation de stabilité transitoire en 2030 sans PSPP (ligne de transmission 150 kV) .....	5-15
Figure 5-13 Simulation de stabilité transitoire en 2030 avec PSPP (ligne de transmission 400 kV).....	5-16
Figure 5-14 Simulation de stabilité transitoire en 2030 avec PSPP (ligne de transmission 225 kV).....	5-16
Figure 5-15 Simulation de stabilité transitoire en 2030 avec PSPP (ligne de transmission 150 kV).....	5-17
Figure 5-16 Exemple d'analyse de simulation d'alimentation / demande / fréquence.....	5-18
Figure 5-17 Modèle d'alimentation / demande.....	5-18
Figure 5-18 Courbe d'alimentation.....	5-20
Figure 5-19 Courbe "Charge - PV - WT" en 2030.....	5-21
Figure 5-20 Courbe "Charge - PV - WT" en 2026.....	5-22
Figure 5-21 OCourbe de sortie T en 2030.....	5-25
Figure 5-22 Courbe de sortie WT en 2026.....	5-25
Figure 5-23 Cas 0 : $\Delta F$ en 2030 (BESS=50MW, PSPP=0MW) .....	5-26
Figure 5-24 Cas 1 : $\Delta F$ en 2030 (BESS=100MW, PSPP=0MW) .....	5-26
Figure 5-25 Cas2 : $\Delta F$ en 2030 (BESS=150MW, PSPP=0MW) .....	5-26
Figure 5-26 Cas 3 : $\Delta F$ en 2030 (BESS=50MW, PSPP=400MW) .....	5-27
Figure 5-27 Cas 4 : $\Delta F$ en 2030 (BESS=100MW, PSPP=400MW) .....	5-27
Figure 5-28 Cas 5 : $\Delta F$ en 2026 (BESS=50MW, PSPP=0MW) .....	5-27
Figure 5-29 Cas6 : $\Delta F$ en 2026 (BESS=100MW, PSPP=0MW) .....	5-28
Figure 5-30 SOC en 2030 (BESS=150MW, ASPSP=0MW) .....	5-29
Figure 5-31 SOC en 2030 (BESS=100MW, ASPSP=400MW) .....	5-30
Figure 5-32 SOC en 2026 (BESS=50MW, ASPSP=0MW) .....	5-30
Figure 5-33 Exemple de sortie du PDPAT II.....	5-32
Figure 5-34 Exemple d'analyse économique du PSPP .....	5-33
Figure 5-35 Calcul de LOLE.....	5-33

---

Figure 5-36 Relation entre la marge de réserve et LOLE.....	5-34
Figure 5-37 Prévision de la demande dans la STEG.....	5-36
Figure 5-38 Prévision de la courbe de charge journalière en 2030 .....	5-37
Figure 5-39 Capacité installée de WT et PV .....	5-42
Figure 5-40 Profil de sortie quotidienne de WT.....	5-43
Figure 5-41 Sorties mensuelles de WT .....	5-43
Figure 5-42 Profil de sortie quotidienne de PV .....	5-44
Figure 5-43 Équilibre offre/demande en juillet 2026 (scénario de base) .....	5-45
Figure 5-44 Équilibre offre/demande en janvier 2026 (scénario de base).....	5-46
Figure 5-45 Équilibre offre/demande en avril 2026 (scénario de base) .....	5-46
Figure 5-46 Équilibre offre/demande au plus haut en juillet 2030 (scénario de base).....	5-47
Figure 5-47 Équilibre offre/demande au minimum en février 2030 (scénario de base).....	5-47
Figure 5-48 Équilibre offre/demande en avril 2030 (scénario de base) .....	5-48
Figure 5-49 Bilan offre/demande en avril 2026 (BESS 50MW/50MWh) .....	5-49
Figure 5-50 Bilan offre/demande en avril 2030 (BESS100MW/100MWh) .....	5-50
Figure 5-51 Relation entre LOLE et RMR en 2026 et 2030 (scénario de base) .....	5-51
Figure 5-52 Bilan offre/demande en avril 2030 (Avec BESS, ASPSP).....	5-52
Figure 5-53 Relation entre la fluctuation de courant des ER et la fluctuation de tension .....	5-55
Figure 5-54 Description des critères de sélection SCR .....	5-55
Figure 5-55 Courant de court-circuit et courant nominal VRE .....	5-58
Figure 5-56 Analyse de sensibilité du coût unitaire de construction du BESS .....	5-65
Figure 5-57 Analyse de sensibilité du coût unitaire de construction d'une turbine à gaz.....	5-65
Figure 5-58 Analyse de sensibilité en coût de production unitaire kWh de la turbine à gaz .....	5-66
Figure 6-1 Formation à la simulation de l'offre et de la demande .....	6-11

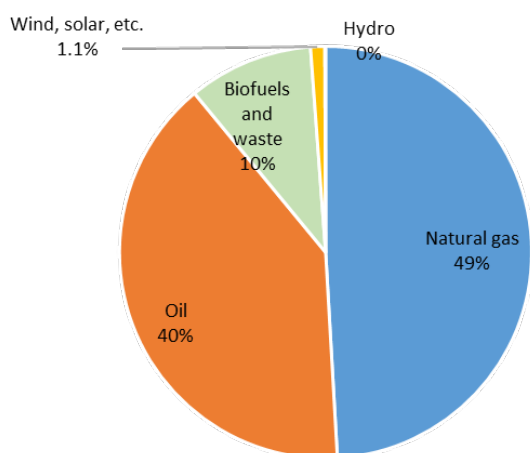


## Chapitre 1 Introduction

### 1.1 Contexte

La Tunisie dépend fortement du pétrole et du gaz naturel pour son énergie primaire domestique. Les importations ont augmenté en raison d'une diminution de la production nationale de pétrole et de gaz naturel et d'une augmentation de la demande depuis 2000, et à l'heure actuelle, la majorité de toute l'énergie dépend des importations. Dans le secteur de l'électricité également, en plus de la question classique de la compensation d'une marge de perte des prix de l'électricité, la charge augmentera en raison de l'augmentation des importations d'énergie, et le coût irrécouvrable dû à la perte non technique augmentera, et les dépenses liées à l'énergie occuperont plus de la moitié du déficit budgétaire du gouvernement. La réforme et l'amélioration de l'efficacité du secteur de l'énergie électrique sont devenues un enjeu majeur.

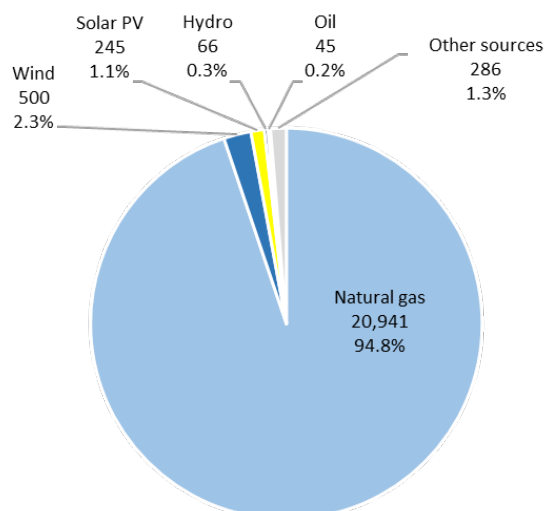
Approvisionnement en énergie primaire et production d'électricité par source sont indiqués dans l'illustration et l'illustration Figure 1-1 et Figure 1-2 respectivement.



La source	Energie[TJ]	Taux [%]
Gaz naturel	229 757	49,09
Huile	186 911	39,94
Biocarburants et déchets	45 864	9,80
Éolien, solaire, etc.	5 259	1,12
Hydroélectricité	237	0,05

(Source: AIE, Approvisionnement énergétique total par source (2019))

**Figure 1-1 Composition de l'approvisionnement en énergie primaire (2019)**



La source	Énergie[kWh]	Taux[%]
Gaz naturel	20 941	94,83
Vent	500	2,26
Solaire PV	245	1,11
Hydroélectricité	66	0,30
Huile	45	0,20
Autres ressources	286	1,30

(Source: AIE, Production d'électricité par source (2019))

**Figure 1-2 Production d'électricité par source (2019)**

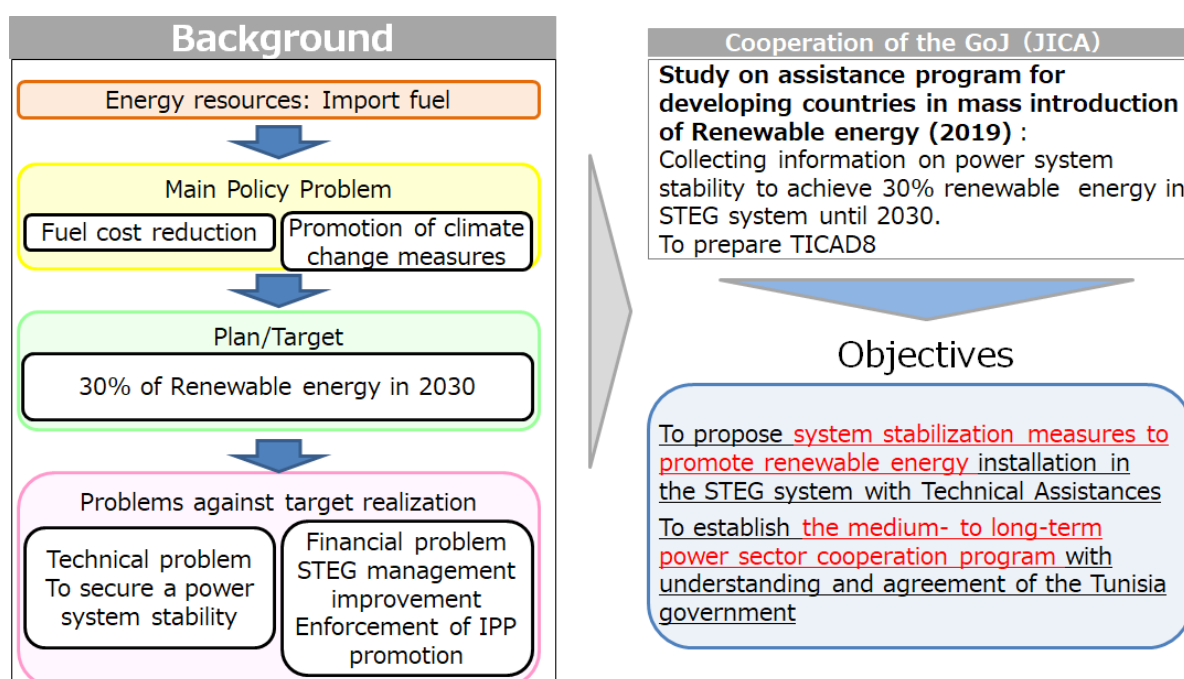
Pour remédier à cette situation, le gouvernement tunisien a décidé de couvrir 30% de son électricité par des énergies renouvelables (ER) telles que l'éolien (WT) et le solaire (PV) en 2030 dans le cadre de son budget national de l'énergie.

Cette stratégie a pour politique d'utiliser des sociétés de production d'électricité indépendantes (IPP) pour plus des deux tiers de l'introduction des énergies renouvelables. L'introduction de l'IPP nécessite le renforcement de la capacité des services financiers tels que le financement de projets liés à l'investissement dans les énergies renouvelables. Le risque financier induit par le déficit budgétaire de la Société tunisienne de l'électricité et du gaz (STEG : Société tunisienne de l'électricité et du gaz) étant directement lié au risque de paiement des sociétés IPP, l'amélioration de la gestion est un enjeu important.

L'Enquête et recherche sur le soutien aux pays en développement à l'ère de l'introduction massive d'énergies renouvelables » (la dernière étude de la JICA) menée au cours de l'exercice 2019 a clarifié les problèmes du système électrique dus à l'expansion de l'introduction des énergies renouvelables, et il est nécessaires pour faire face aux fluctuations de fréquence à court et à long terme, aux fluctuations de tension, etc.

## 1.2 Objectif de l'enquête

Dans cette enquête, nous avons réanalysé les effets et les tendances de développement des autres donateurs en résolvant les problèmes ci-dessus, et collecté et analysé les informations de base à considérer pour identifier les problèmes, les schémas à prioriser et les approches, et matérialiser les programmes de coopération, les plans d'affaires, et des projets individuels. En plus de répondre aux problèmes traditionnels tels que la réduction des pertes de puissance, nous avons également étudié la possibilité de coopération avec les systèmes de distribution d'énergie de nouvelle génération tels que les sources d'alimentation distribuées et les systèmes de gestion de l'énergie (EMS). Grâce à ceux-ci, l'équipe d'étude a collecté et analysé les informations nécessaires pour promouvoir les discussions et la recherche d'un consensus entre les responsables du gouvernement tunisien et l'organisation concernant l'orientation de la coopération future dans le secteur de l'énergie électrique et les propositions de plan d'affaires.



(Source: équipe d'étude de la JICA)

**Figure 1-3 Aperçu du contexte et du but de l'étude**

### 1.3 Contenu de l'enquête et méthode de mise en œuvre

Ce travail d'enquête a été réalisé au cours de l'exercice 2020 en menant une enquête en Tunisie en utilisant une conférence Web à distance exploitée par un consultant tunisien local et travaillant au Japon. A partir d'avril 2021, compte tenu de l'impact des mesures de prévention de l'infection au COVID-19, l'étude a été réalisée à travers deux (2) enquêtes de terrain incluant la formation du PDPAD2 en Tunisie.

### 1.4 Organigramme des travaux d'enquête

Le Table 1-1 Organigramme des travaux d'arpentage résume les grandes lignes de ces travaux dans un flux.

**Table 1-1 Organigramme des travaux d'enquête**

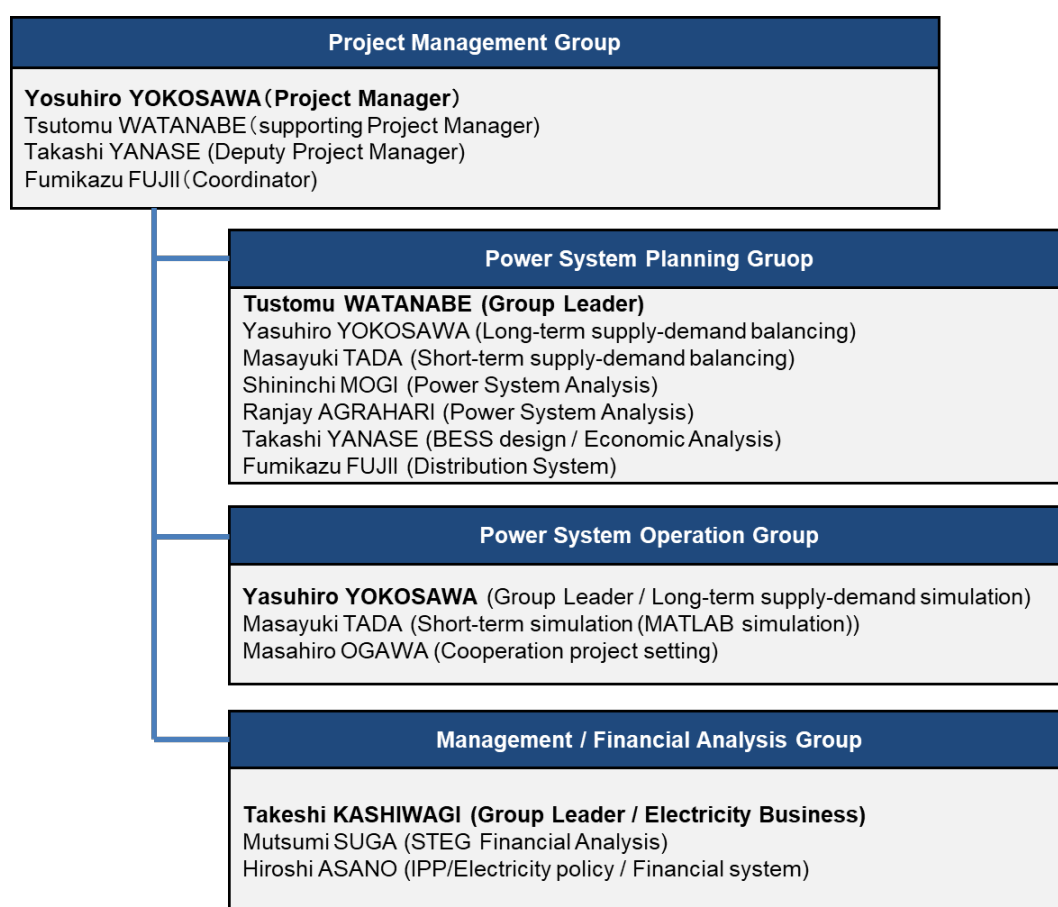
Year	2020		2021												2022			
Month	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	
Remote Kick-off meeting	▲																	
Preparation of ItR1			←→															
Preparation of ItR2						←→												
Preparation on System Stability Analysis	←→																	
Examination on System Stabilization Measures						←→												
Examination Power Sector Cooperation Project												←→						
1 <sup>st</sup> Field survey - Explanation of ItR2														←→				
Preparation of DfR1														←→				
2 <sup>nd</sup> field survey - Training of PDPAT2 - Demonstration of AGC30 model - Explanation of DFR1																←→		
Submission of DFR2 (Mid-Feb, 2022)																		▲
Finalizing Report																		←→
Submission of FR (Mid-March, 2022)																		▲

(Source: équipe d'étude de la JICA)

## 1.5 Affectation du personnel

Les experts de la JICA ont été répartis en quatre groupes pour mener à bien l'enquête : Gestion de projet / Planification du système électrique / Exploitation du système électrique / Groupe de gestion et d'analyse financière. Lors de la réalisation de l'enquête, un système a été établi dans lequel les quatre groupes coopèrent pour promouvoir efficacement leur travail.

Dans cette enquête, un large éventail d'évaluations et d'examen des systèmes d'alimentation électrique en général ont été effectués sur la base de la collecte et de l'analyse d'informations. Établir un système d'enquête qui nomme la personne expérimentée de l'enquête METI qui a été menée auparavant au poste principal afin de poursuivre le travail efficacement. Des consultants tunisiens expérimentés ont été chargés de soutenir les enquêtes de terrain pour une mise en œuvre fluide des enquêtes à distance.



(Source: équipe d'étude de la JICA)

**Figure 1-4 Organisation de l'équipe d'étude**

## Chapitre 2 Secteur de l'électricité en Tunisie

### 2.1 Organisation du secteur de l'électricité

#### 2.1.1 Organisations et institutions connexes

##### (1) Organisations et institutions connexes

Le secteur de l'électricité en Tunisie est sous la tutelle du Ministère de l'Industrie, de l'Énergie et des Mines (MIEM, MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES MINES). Dans le secteur de l'énergie électrique, le ministère a compétence sur les institutions et les entreprises présentées dans le Table 2-1.

**Table 2-1 Organismes sous la juridiction du MIEM**

Entité	Acronyme
Société Nationale de Distribution des Pétroles	SNDP
Compagnie Tunisienne de Forage	CTF
Société Tunisienne du Gazoduc Trans-Tunisien	SOTUGAT
Compagnie des Transports par Pipelines au Sahara	TRAPSA
Société de Transport Des Hydrocarbures Par Pipelines	SOTRAPIL
Enterprise Tunisienne d'Activités Pétrolières	ETAP
Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz	STEG
Société Tunisienne des Industries de Raffinage	STIR
Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie	ANME

(Source: <https://www.energiemines.gov.tn/fr/ministere/entreprises-et-etablissements-sous-tutelle/>)

##### (a) STEG

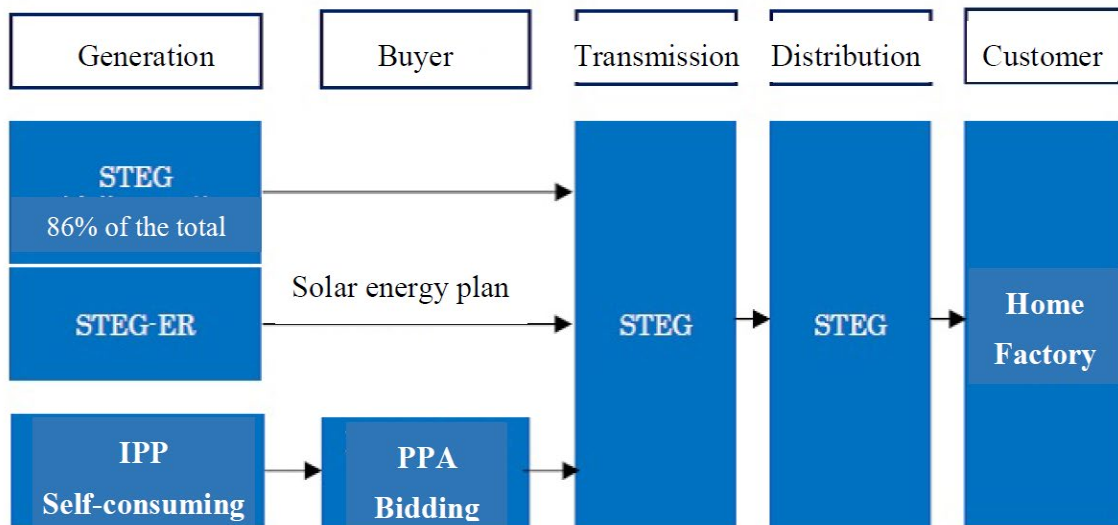
La Société tunisienne de l'électricité et du gaz (STEG), entreprise publique créée en 1962, est un opérateur intégré verticalement qui exerce les activités de transport et de distribution et la fourniture de gaz naturel. Le gouvernement tunisien a libéralisé l'activité de production d'électricité en 1996 afin que les sociétés indépendantes de production d'électricité (IPPs) en Tunisie et à l'étranger puissent également exercer l'activité de production d'électricité qui était auparavant monopolisée par la STEG. Par ailleurs, la STEG ER (Energies Renouvelables) est en charge du domaine des énergies renouvelables. Les rôles principaux de STEG ER sont la promotion des plans de production d'énergie photovoltaïque, l'EF (Etude de Faisabilité) pour le développement de projets, la réalisation de projets et la maintenance.

##### (b) ANME

Créée en 1985 sous la tutelle du ministère de l'Énergie, elle formule des politiques d'économie d'énergie et d'énergies renouvelables. Elle se compose de deux sections, l'une axée sur les projets d'énergies renouvelables et l'autre sur l'efficacité énergétique. Dans le cadre de l'ANME, le Fonds de Transition Énergétique (FTE) est compétent pour les subventions aux équipements d'énergie renouvelable destinés à l'autoconsommation.

## (2) Système d'alimentation électrique

Le système d'approvisionnement en électricité de la Tunisie est le suivant. La STEG est responsable de 86% de la production totale d'électricité, et la STEG-ER est un organisme qui met en œuvre la politique gouvernementale (plan énergie solaire) sur les énergies renouvelables. Les IPP et la production d'électricité privée représentent environ 14 % de la production d'électricité, et dans le cas de leur production d'électricité, le transport et la distribution seront effectués avec l'intervention d'acheteurs. D'autre part, la STEG est toujours responsable du transport et la distribution d'énergie.



(Source: RES4MED, Country Profiles-Tunisia, November 2016)

**Figure 2-1 Système d'alimentation électrique en Tunisie**

### 2.1.2 Politiques connexes / Lois / réglementations pour le secteur de l'électricité

#### (1) Politique environnementale

Le gouvernement tunisien a soumis un projet de promesse (CPDN) au secrétariat de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) en septembre 2015. Les CPDN se sont fixés pour objectif de réduire l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> de 41 % par rapport à 2010 d'ici 2030. En outre, il favorisera la conversion énergétique centrée sur l'introduction des énergies renouvelables et les économies d'énergie, et réduira les sources d'émission de CO<sub>2</sub> dans le secteur de l'énergie de 46 % par rapport aux niveaux de 2010 d'ici 2030. Un total de 20 milliards de dollars est nécessaire pour investir dans les mesures de lutte contre le changement climatique, mais la Tunisie affirme qu'elle lèvera des fonds via un cadre de soutien international pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions. Le pays a signé l'Accord de Paris en avril 2016 et l'a ratifié en février 2017.

## (2) Politique des énergies renouvelables

Le gouvernement tunisien prévoit de répondre à la demande énergétique croissante et d'améliorer la sécurité énergétique en promouvant les énergies renouvelables à l'avenir. Le « Projet Solaire de Tunisie » annoncé par l'ANME en 2012 vise à porter la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement électrique à 30% d'ici 2030. L'ANME estime que la répartition sera éolienne : 15%, solaire : 10%, et chaleur solaire : 5%, et la capacité installée devra introduire 3 725 000 kW d'énergie renouvelable d'ici 2030. La loi sur les énergies renouvelables pour la production d'électricité a été promulguée en avril 2015. Cette loi prévoit de promouvoir les investissements dans les énergies renouvelables et d'atteindre l'objectif de ratio d'énergies renouvelables mentionné ci-dessus. Il vise également à accroître les investissements dans le secteur électrique, à créer 10 000 emplois, à réduire la dette de la STEG et à améliorer l'environnement (réduction des polluants atmosphériques).

## (3) Sécurité des ressources et de l'énergie

Le gouvernement tunisien contribue à la sécurité énergétique en développant des routes d'importation de gaz naturel à partir de pays voisins tels que la Libye et l'Algérie, et en tant que pays de transit pour les gazoducs d'exportation à grande échelle de l'Algérie vers l'île de Sicile, en Italie. En outre, la politique est d'aider à la sécurité en renforçant l'interdépendance régionale à travers des plans d'échange d'électricité entre les pays de l'UMA (Union du Maghreb Arabe).

## (4) Réforme du marché de l'électricité / politique de libéralisation

Le gouvernement tunisien a activement promu l'économie sous le président Ben Ali (puis) par des réformes du marché et la libéralisation. La privatisation substantielle des entreprises d'État depuis les années 1990, l'attraction de nouvelles entreprises privées, l'introduction de capitaux privés étrangers et la création de Joint-Venture s'inscrivent dans le mouvement. Le degré de privatisation en 2006 était de 72 %. La Tunisie a adhéré au GATT (Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce) et est devenue membre de l'OMC (Organisation Mondiale du Commerce) en 1990. Ces cadres mondiaux sont devenus le moteur de la promotion de ces politiques de privatisation et de libéralisation.

Le gouvernement tunisien a libéralisé l'activité de production d'électricité en 1996 afin que l'activité de production d'électricité, qui était auparavant monopolisée par la STEG, puisse être exercée par des IPPs (producteurs d'électricité indépendants) étrangers. Il n'y a pas de discussion sur la libéralisation du commerce de détail. De plus, pour étendre l'introduction des énergies renouvelables, nous envisageons d'améliorer les conditions d'accès au réseau électrique, d'ajouter des obligations d'achat aux compagnies d'électricité et d'établir des organismes de régulation indépendants.



### 2.1.3 Tarif électrique

Les tarifs de l'électricité et leurs catégories en Tunisie sont les suivants.

**Table 2-2 Utilisation domestique Basse Tension Globale (2019/6/1)**

Prix	Secteur	Charge D'électricité (mill/kVA /month)	Prix de l'énergie pour chaque tranche de consommation mensuelle (mill/kWh)					
			1-50	51-100	101-200	201-300	301-500	501 et +
Tranche économique (1 et 2 kVA et C° ≤ 100kWh/ mois)	Résidentiel	700	62					
	Résidentiel		96					
	Non Résidentiel		104					
Tranche économique (1 et 2 kVA et C° ≤ 100kWh/ mois)	Résidentiel	700	176			218	341	414
Section normale (> 2kVA)	Non Résidentiel	700	195			240	333	391

(Source: Site officiel de la STEG ([https://www.steg.com.tn/fr/clients\\_res/tarif\\_electricite.html](https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html)))

**Table 2-3 Usage domestique Spécial Basse Tension (2019/6/1)**

Prix	Frais		Prix de l'énergie (mill/kWh)			
	Abonnement (mill/Ab /mois)	Puissance (mill/kVA /mois)	Jour	Matin	Soirée	Nuit
Eclairage public	-	900	234			
Chauffe-eau	500	-	341	Effacement	Effacement	341
Chauffage et climatisation	-	700	414			
irrigation	Uniforme	300	164			
	Trois postes horaires	1,000	-	121	NA	391

(Source: Site officiel de la STEG ([https://www.steg.com.tn/fr/clients\\_res/tarif\\_electricite.html](https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html)))

**Table 2-4 Niveaux de tension industriels: MV (2019/6/1)**

Taux de tension moyens	Charge d'électricité (mill/kW/mois)	Prix de l'énergie (mill/kWh)			
		Jour	Matin	Pointe de soirée	Nuit
Uniforme	5,00	251			
Postes horaires	11,00	240	366	329	18
Pompage pour l'irrigation	-	279	NA	Effacement	22
Irrigation agricole	-	189	Effacement	195	13
aide	6,00	264	407	365	20

(Source: Site officiel de la STEG ([https://www.steg.com.tn/fr/clients\\_res/tarif\\_electricite.html](https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html)))

**Table 2-5 Niveaux de tension industriels : MT, TARIF INTERRUPTIBLE (2019/6/1)**

Niveau de tarif	Prix	Interruption de puissance souscrite	Compensation variable (mill/kWh non consommé)	Compensation fixe (mill/kW interruptible /mois)
Moyenne tension	Postes horaires	< 400 kW	212	1,050
		≥ 400kW	416	
	Uniforme	< 400kW	212	500
		≥ 400kW	465	

(Source: Site officiel de la STEG)

[https://www.steg.com.tn/fr/clients\\_ind/tarifs\\_mt.html?tknfv=678B2868DEFGHIJKMNOPQRSTU018411](https://www.steg.com.tn/fr/clients_ind/tarifs_mt.html?tknfv=678B2868DEFGHIJKMNOPQRSTU018411)

**Table 2-6 Niveaux de tension industriels: HT (2019/6/1)**

Prix	Charge d'électricité (mill/kW/mois)	Prix de l'énergie (mill/kWh)			
		Jour	Matin	Pointe de soiré	Nuit
Quatre postes horaires	10,000	207	309	279	160
aide	5,200	225	350	315	168

(Source: Site officiel de la STEG ([https://www.steg.com.tn/fr/clients\\_res/tarif\\_electricite.html](https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html)))

**Table 2-7 Niveaux de tension industriels : HT, TARIF INTERRUPTIBLE (2019/6/1)**

Niveau de tarif	Prix	Interruption de puissance souscrite	Compensation variable (mill/kWh non consommé)	Compensation fixe (mill/kW interruptible /mois)
Haute tension	Postes horaires	< 3 MW	204	900
		≥3 MW	410	

(Source: Site officiel de la STEG ([https://www.steg.com.tn/fr/clients\\_res/tarif\\_electricite.html](https://www.steg.com.tn/fr/clients_res/tarif_electricite.html)))

En plus de ce qui précède, il existe des tarifs pour le ciment pour HT et MT.

Les charges d'électricité pour la basse tension sont principalement classées selon les taux de consommation d'énergie mensuels, et des tarifs spéciaux pour différents usages tels que les chauffe-eau et les climatiseurs sont également proposés. Le tarif de l'électricité pour les consommateurs à moyenne pression se compose principalement de quatre types : standard, TOU, irrigation agricole et urgence. Le tarif de l'électricité pour les consommateurs à haute tension se compose de deux types : TOU et urgence.

En Tunisie, tous les produits énergétiques tels que le pétrole, le GPL, le gaz naturel et l'électricité sont couverts par des subventions. Le ratio de distribution des subventions est l'électricité (34%), le GPL (25%), le diesel (19%) et le gaz naturel (12%). Le montant des subventions en 2017 est estimé à 2,3% du PIB, représentant plus d'un tiers du déficit budgétaire. La STEG est dans le rouge depuis 2010, avec un total de 15,8 milliards de DT de subventions de 2008 à 2017, cependant, en 2017, même après la mise en place de la subvention, elle était insolvable avec un déficit de 1,2 milliard de DT, et une dette cumulée de 6,4 milliards

de DT (essentiellement libellée en devises). La STEG est devenue l'entreprise la plus déficitaire parmi les entreprises publiques en Tunisie en 2016.

Le gouvernement tunisien a entrepris des réformes des subventions depuis 2012 ; par exemple, les subventions à l'électricité industrielle ont été réduites de 50% en 2014 et supprimées en 2015. Les subventions indirectes pour le pétrole et le gaz utilisés pour le raffinage et la production d'électricité ont été supprimées en 2016.

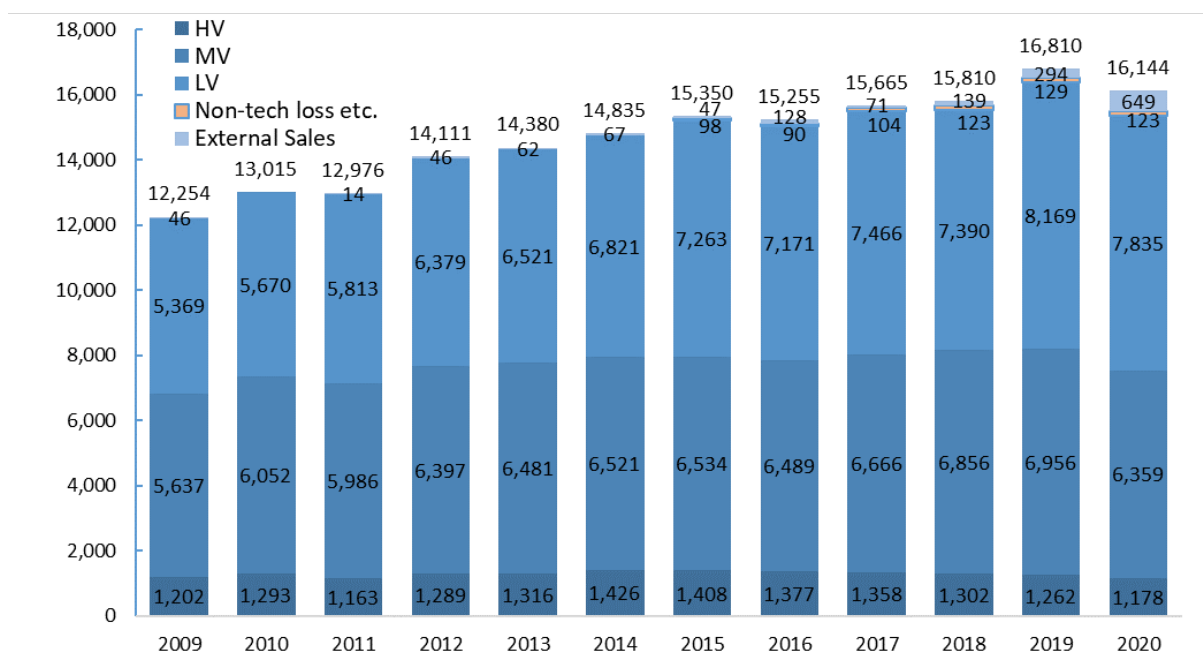
Le gouvernement tunisien augmente progressivement les prix de l'électricité et du gaz dans le but ultime de supprimer les subventions en 2026. Une feuille de route pour la suppression progressive des subventions et la réduction de la demande grâce à l'efficacité énergétique a été approuvée par le gouvernement tunisien en 2018. Cependant, la situation actuelle est que l'ajustement des prix de l'électricité n'a pas rattrapé la hausse des prix internationaux du carburant et la dépréciation des monnaies nationales.

## 2.2 Système actuel de l'électricité en Tunisie

### 2.2.1 La demande en électricité

La demande en électricité augmente d'année en année en Tunisie. Comme la montre la figure ci-dessous, une augmentation d'environ 28 % s'est produite au cours des dix dernières années, de 2010 à 2020.

Cependant, les ventes d'électricité pour l'année 2020 ont baissé de 4% par rapport à 2019, passant de 16,810 GWh en 2019 à 16,144 GWh en 2020. La STEG explique que cette baisse a été causée par l'effet de la pandémie de COVID 19.<sup>1</sup>

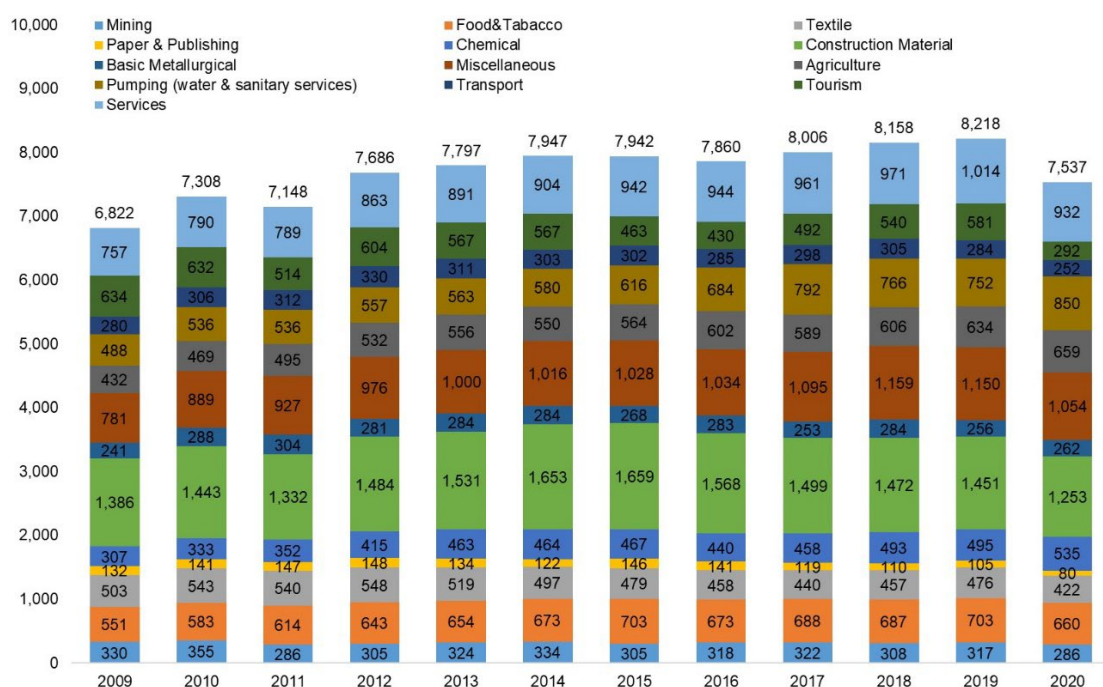


(Source: Rapport Annuel STEG 2009-2020)

**Figure 2-2 Ventes d'électricité**

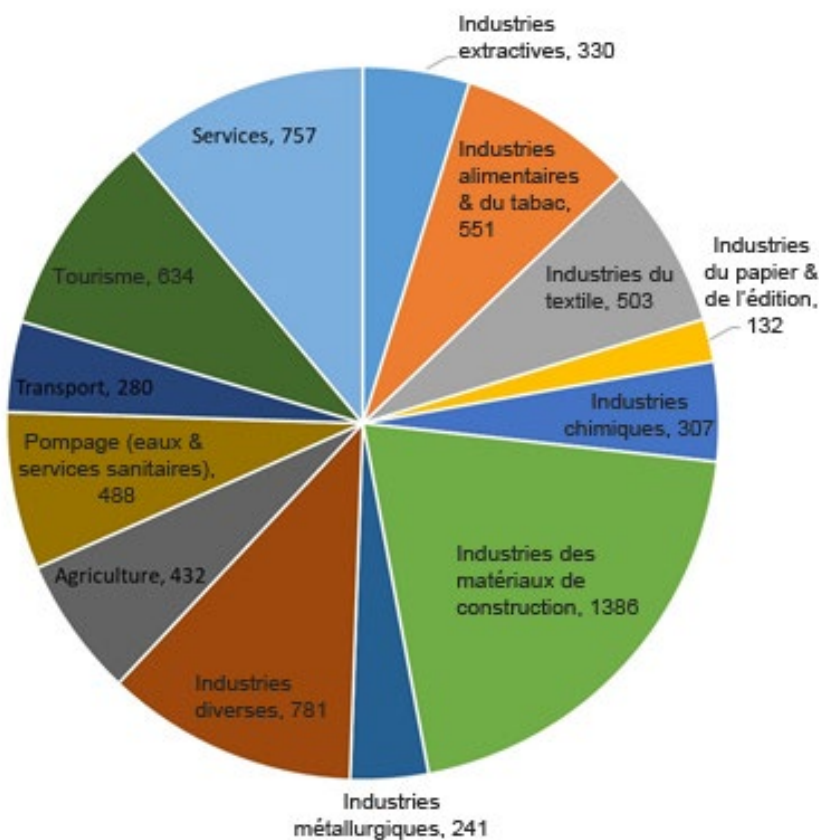
La figure ci-dessous présente les ventes d'électricité HT-MT par secteur économique. De 2019 à 2020, elles diminuent ainsi que les ventes totales. Comme le montre la figure, l'augmentation pour les services de pompage et d'assainissement est de 13 %, et celle pour les industries chimiques est de 8 %. Tandis que, pour tous les autres secteurs comme le tourisme (-50%), les industries du papier et de l'édition (-24%), les matériaux de construction (-14%) et les industries textiles et transports (-11%) sont en baisse. Ces baisses sont dues au COVID-19, qui a affecté la demande d'électricité.

<sup>1</sup> STEG Annual Report 2020



(Source: Rapport Annuel STEG 2009-2020)

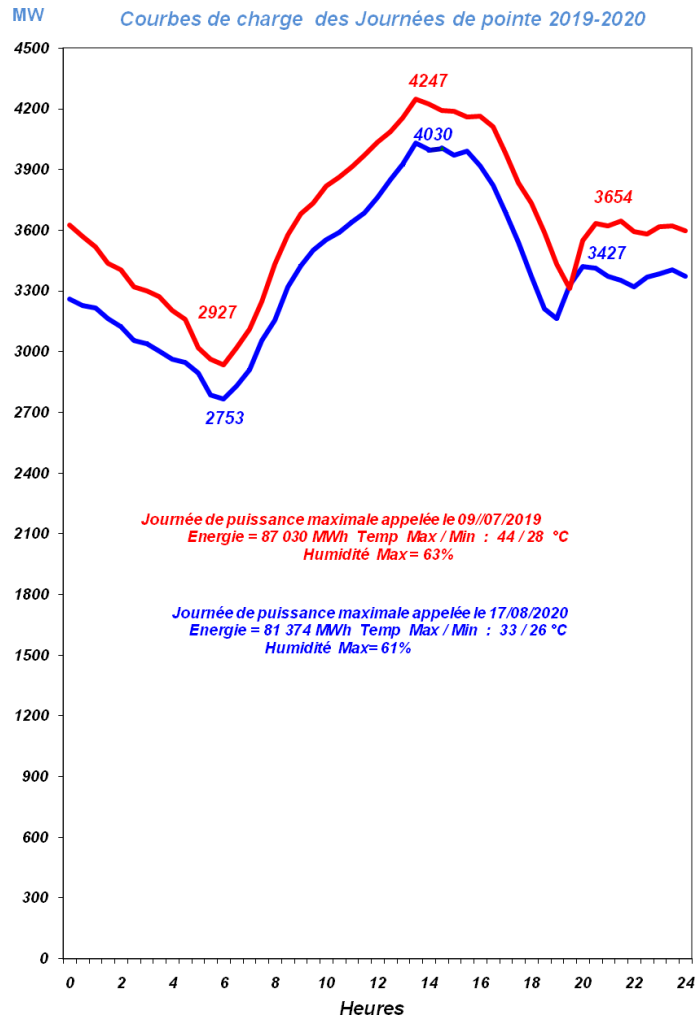
Figure 2-3 Vente d'électricité en HT/MT



(Source: Rapport Annuel STEG 2020)

Figure 2-4 Ventes d'électricité HT/MT par type de client (à partir de 2019)

La courbe de charge journalière à la date de demande maximale en 2019 (ligne rouge) et 2020 (ligne bleue) est illustrée ci-dessous. Les demandes maximales ont été enregistrées vers 14h00 et les demandes minimales vers 6h00 en 2019 et 2020. La demande maximale de 4,030 MW a été enregistrée à 13h40 le lundi 17 août 2020, et celle de 4,247 MW a été enregistrée à 13h41 le mardi 9 juillet 2019.



(Source: Rapport Annuel STEG 2020)

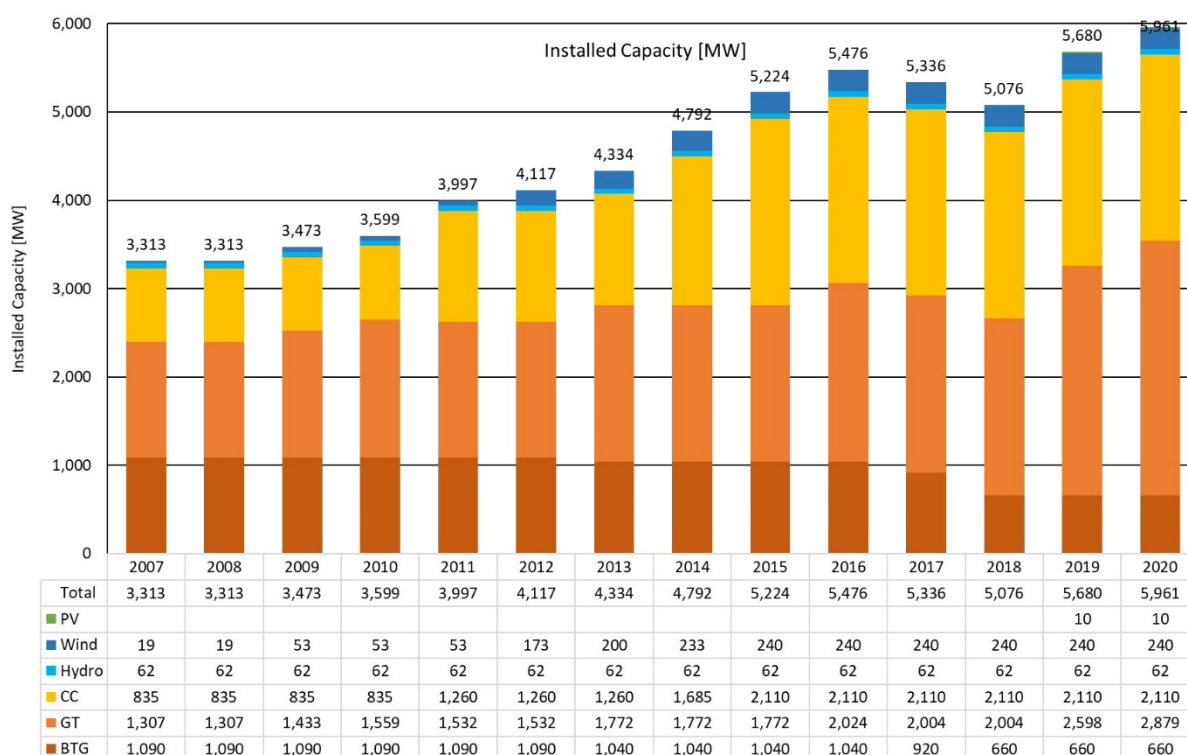
**Figure 2-5 Courbe de charge des journées de pointe**

## 2.2.2 Installations de production d'électricité

La configuration des installations de production d'électricité de la Tunisie est illustrée dans la Figure 2-6. En 2020, 94% des installations de production d'électricité sont des installations de production d'énergie thermique, et la production d'énergie éolienne et la production d'énergie hydroélectrique représentent les 6% restants. Parmi les centrales thermiques, la production d'énergie thermique conventionnelle (BTG) diminue progressivement, et la turbine à gaz (GT) et la production d'électricité à cycle combiné (CC) sont nouvellement installées et augmentées. De plus, bien qu'il n'y ait pas de développement immédiat de la production d'énergie hydraulique, le nombre d'installations de production d'énergie éolienne augmente légèrement.

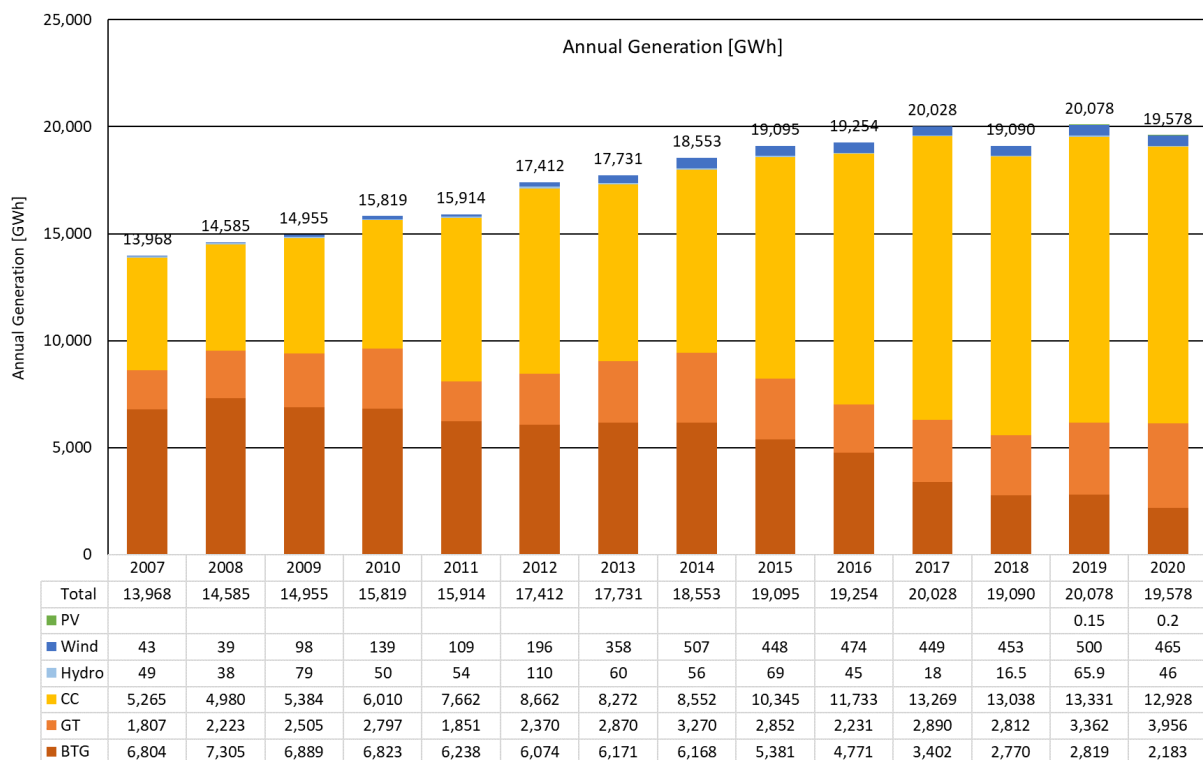
Le Figure 2-7 indique la puissance réelle générée par type de combustible. La quantité d'électricité produite par le cycle combiné (CC) augmente d'année en année, et en 2020, elle représentait 66 % de la quantité totale d'électricité produite.

Une liste des installations de production d'électricité est présentée dans le Table 2-8.



(Source: Rapport Annuel STEG)

**Figure 2-6 Capacité de production installée**



(Source: Rapport Annuel STEG)

**Figure 2-7 Résultats de production par type de combustible**

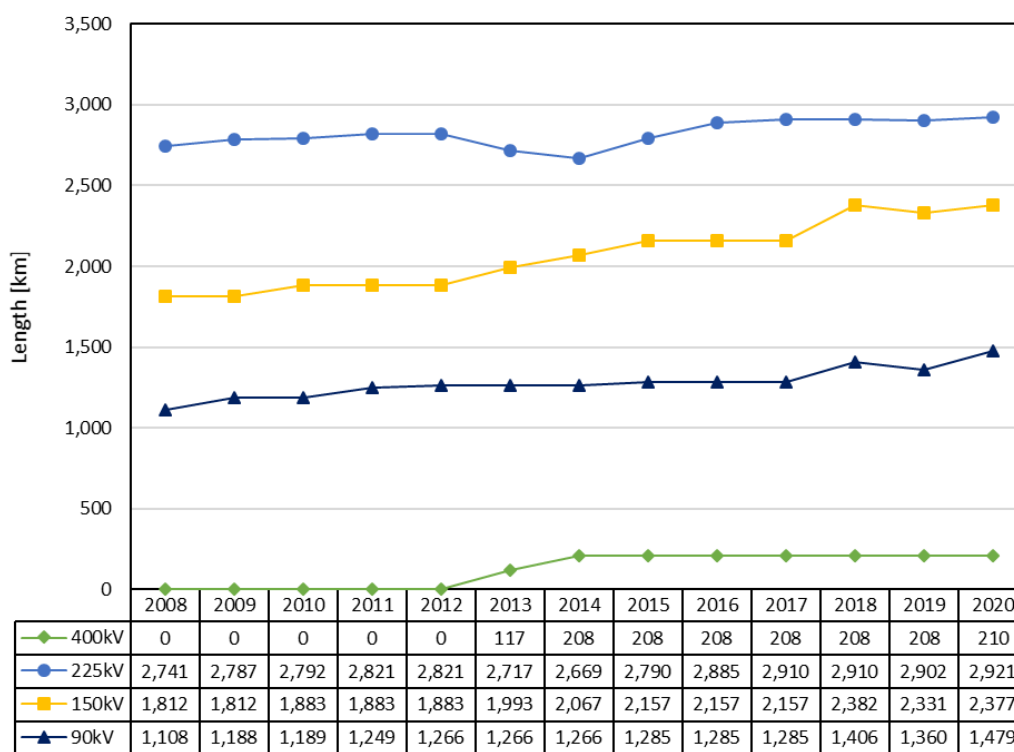




### 2.2.3 Installations de transport

Le système électrique en Tunisie comprend des classes de tension de 400kV, 225kV, 150kV et 90kV. Le centre de la demande est Tunis, la capitale située au nord, avec des centrales thermiques situées le long de la côte est. L'Algérie, qui est du côté ouest, forme une boucle de tension qui est interconnectée avec une ligne de transport de 400 kV pour une ligne, une ligne de transport de 225 kV pour une ligne et une ligne de transport de 150 kV pour une ligne, une ligne de transport de 90 kV pour deux lignes et les interconnexions sont utilisées principalement à des fins de fiabilité et d'urgence. Ces lignes sont équipées de protections watt métrique. Ainsi, si les courants dépassent les seuils fixés, les lignes seront ouvertes avant d'être surchargées. Il est également relié à la Libye, qui est adjacente à la partie sud-est, par une ligne de transport de 225 kV, mais il n'y a presque pas d'échange d'électricité.

La longueur [km] de chaque ligne de transport est indiquée ci-dessous. La perte de transmission en 2020 est de 2,3 %.



(Source: Rapport Annuel STEG 2008-2020)

**Figure 2-8 Longueur de la ligne de transport**

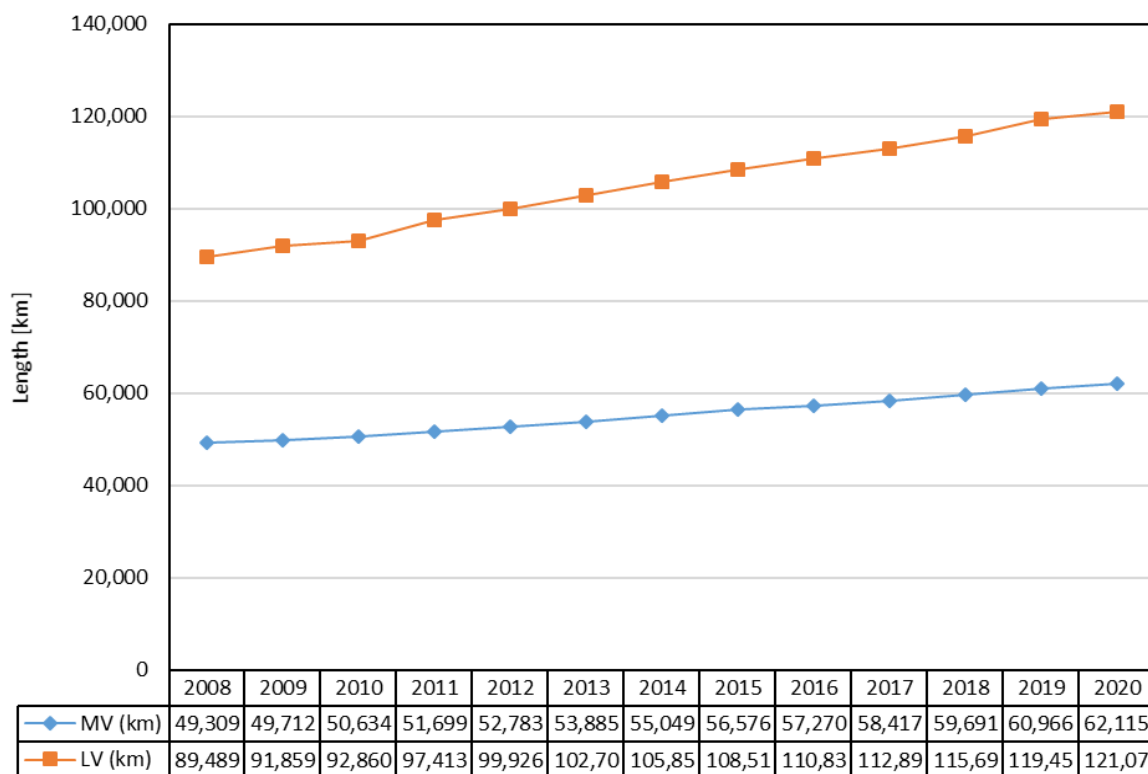


(Source: STEG)

Figure 2-9 Système de transport d'énergie électrique en Tunisie

## 2.2.4 Installations de distribution

Le système de ligne de distribution se compose de moyenne pression 30kV, 15kV, 10kV et basse tension 220/380V. Le taux d'électrification de la Tunisie en 2018 était de 99,8% et le développement du réseau électrique domestique est presque terminé.



(Source: Rapport Annuel STEG 2008-2020)

**Figure 2-10 Longueur de la ligne de distribution**

## 2.2.5 Importation/exportation d'énergie électrique avec les pays voisins

Le réseau de transport est actuellement interconnecté avec l'Algérie via une ligne de 400 kV, une ligne de 225 kV, une ligne de 150 kV et deux lignes de 90 kV. Les échanges d'électricité avec les pays de la région représentent moins de 1 % de la consommation nationale et les interconnexions sont principalement utilisées à des fins de fiabilité et d'urgence<sup>2</sup>.

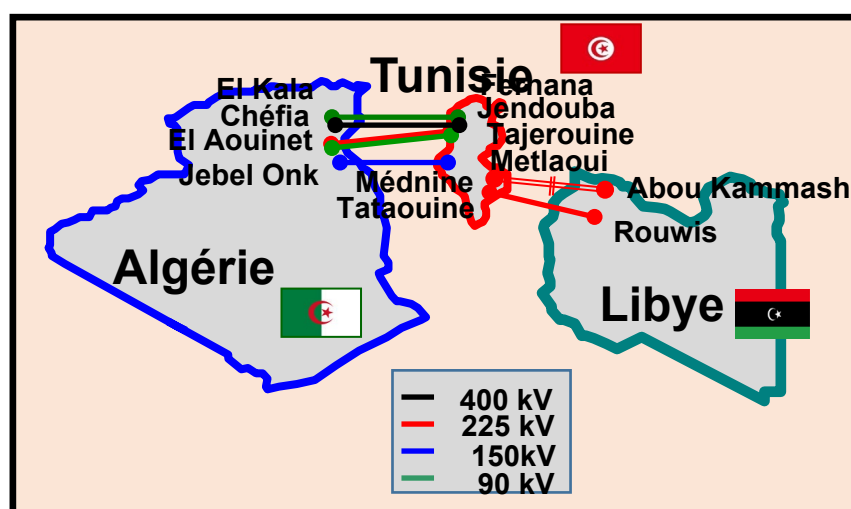
Selon les profils énergétiques publiés par les Nations Unies, le volume d'importation/exportation d'électricité en Tunisie est indiqué dans le Table 2-9.

**Table 2-9 Importation/exportation d'électricité**

	2015	2016	2017	2018
Importations	403	134	450	382
Exportations	500	255	483	484

[unité: GWh]

(Source: Profils électriques de l'ONU 2018 <https://unstats.un.org/unsd/energystats/pubs/eprofiles/>)



(Source: STEG)

**Figure 2-11 Interconnexions électriques dans la région Afrique du Nord.**

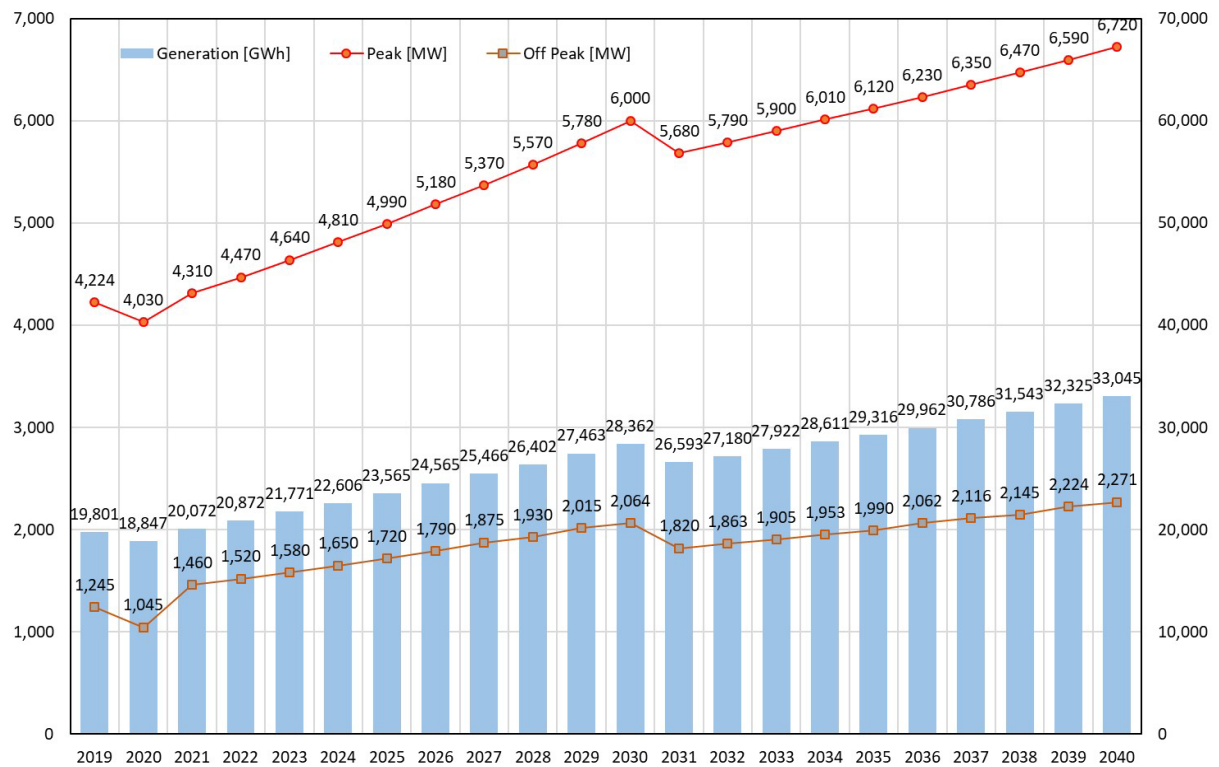
<sup>2</sup> STEG (Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz), Rapport Annuel 2018, Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz, Tunis, [www.steg.com.tn/fr/institutionnel/publication/rapport\\_act2018/Rapport\\_Annuel\\_steg\\_2018\\_fr.pdf](http://www.steg.com.tn/fr/institutionnel/publication/rapport_act2018/Rapport_Annuel_steg_2018_fr.pdf).

## 2.3 Plan du système électrique en Tunisie

### 2.3.1 Prévission de la demande en électricité

La prévission de la demande actuelle à la STEG n'est que le cas de base qui est celui basé sur la tendance actuelle.

La demande en électricité prévue est de 24,565 GWh en 2026 et de 28,362 GWh en 2030. Par rapport aux records réels de 2019, le taux de croissance annuel est de 3,2 %. La demande de pointe devrait être de 5,180 MW en 2026 et de 6,000 MW en 2030. Elle devrait croître de 3 % en 2026 et de 3,3 % en 2030.



(Source: STEG)

**Figure 2-12 Prévission de la demande à la STEG**

### 2.3.2 Plan de production

Les sites candidats au développement de centrales électriques sont prévus comme indiqué dans le Table 2-10. La STEG construit une centrale à cycle combiné et envisage de construire quatre nouvelles centrales d'une puissance maximale de 450 MW d'ici 2030. Quant aux centrales à turbine à gaz, la STEG envisage de construire une nouvelle centrale électrique d'une puissance maximale de 60 MW en 2030.

Le plan de développement des centrales hydroélectriques est présenté dans le Table 2-11. L'exploitation de ces centrales hydroélectriques relève de la compétence du Ministère de l'agriculture. En complément du Tableau 2 11, la STEG poursuit un projet de construction de deux nouvelles centrales de pompage-turbinage (PSPP) de 200 MW en 2029.

**Table 2-10 Sites candidats prévus pour les centrales électriques**

Technologie	Nom de la centrale électrique	Unité	Pmax: Puissance maximum /Unité (MW)	Mise hors service	Combustible							
Turbine à gaz	Mornaguia	TG1	300	2049	Gaz							
		TG2		2050								
	Bouchemma	TG3	120	2029								
		TG4		2046								
		TG5		2046								
	Bir_Mcherga	TG1		120		2028						
		TG2				2028						
		TG3				2043						
	Feriana	TG1				120	2035					
		TG2					2039					
	Thyna	TG1					120	2034				
		TG2						2037				
		TG3						2040				
	Goulette	TG1						120	2035			
	Kasserine	TG1							30	2021		
		TG2										
	Sfax	TG1							20		2021	
		TG2										
	Tunis_Sud	TG1			20				2021			
		TG2										
TG3												
Korba	TG1	20	2021									
	TG2	30										
Bouchemma	TG1	30		2021								
	TG2											
Robbana	TG1	30			2021							
Zarzis	TG1	30										
Menzel_Bouguiba	TG1	20				2021						
	TG2											
Turbine à vapeur	RadesA	TV1					145					2025
	RadesA	TV2										
	RadesB	TV1					150	2033				
	RadesB	TV2										
Cycle combiné	SousseB	CC1					350	2030		Gaz		
	IPPrades	CC1					471	2032				
	Ghannouch	CC1					412	2041				
	SousseC	CC1					424	2044				
	SousseD	CC1					424	2045				
	RadesC	CC1	450				2050					

(Source :STEG)



**Table 2-11 Conditions for a Centrale hydroélectrique plan**

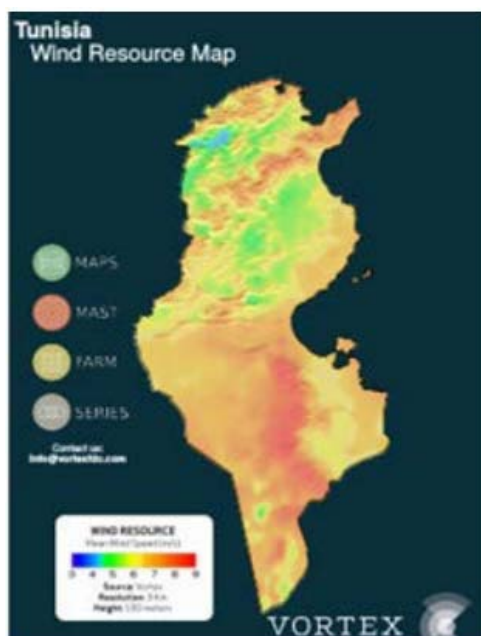
No.	Nom de la centrale	Unité	Capacité installée (MW)	Type	COD	Production annuelle (GWh)
1	Sidi Salem	NA	33	Reservoir	NA	
2	Nebeur	NA	13.2	Reservoir	NA	
3	Aroussia	NA	4.8	Reservoir	NA	
4	Fernana	NA	9.7	Reservoir	NA	
5	Kasseb	NA	0.825	Reservoir	NA	
6	Bouherthma	NA	1.2	Reservoir	NA	
7	Sejnane	NA	0.6	Reservoir	NA	
		Total	63.325MW			55

(Source: STEG)

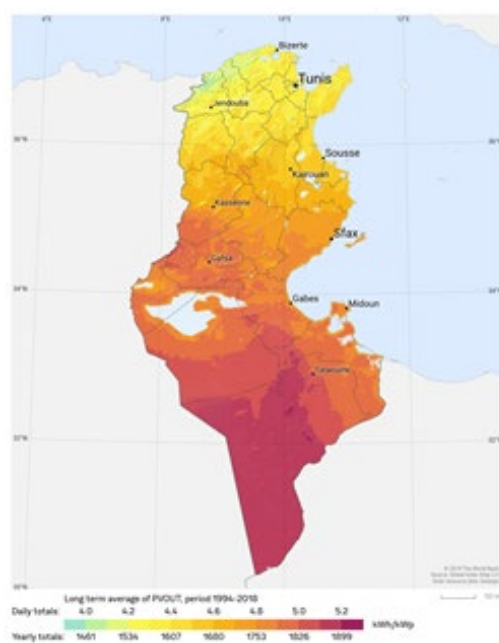
### 2.3.3 Plan de développement des énergies renouvelables

Dans la Stratégie Energétique Nationale Horizon 2030, le ratio d'énergie renouvelable sera fixé à 30 % en 2030 comme un mix énergétique avec l'énergie primaire dans une perspective de sécurité énergétique qui se positionne comme une politique intégrée.

La Tunisie dispose d'un fort potentiel de production d'énergie éolienne et solaire. Les conditions de vent sont bénies le long de la côte nord et dans les régions centrales et méridionales, et en ce qui concerne l'ensoleillement, un rayonnement solaire annuel d'environ 2,000 à 2,300 kWh / m<sup>2</sup> peut être obtenu, principalement dans les régions méridionales.



(Source: Tunisia: Derisking Renewable Energy Investment 2018, UNDP)



(Source:2020 The World Bank, Global Solar Atlas 2.0, Solar resource data: Solargis)

**Figure 2-13 Carte de potentiel (à gauche : vent, à droite : solaire)**

Le tableau ci-dessous présente la capacité installée éolienne (TE) et photovoltaïque (PV) existante en 2020, les plans de développement supplémentaires de 2021 à 2026 et les plans de développement de 2027 à 2030. L'autoproduction signifie l'autoconsommation avec un flux d'énergie inversé.

Le facteur de capacité de la production d'énergie éolienne est de 21 % pour les équipements existants, mais le facteur de capacité des équipements nouvellement développés devrait être de 35 %, intégrant l'amélioration du taux d'utilisation des équipements grâce à l'amélioration de la technologie de production d'énergie éolienne et à une maintenance efficace.

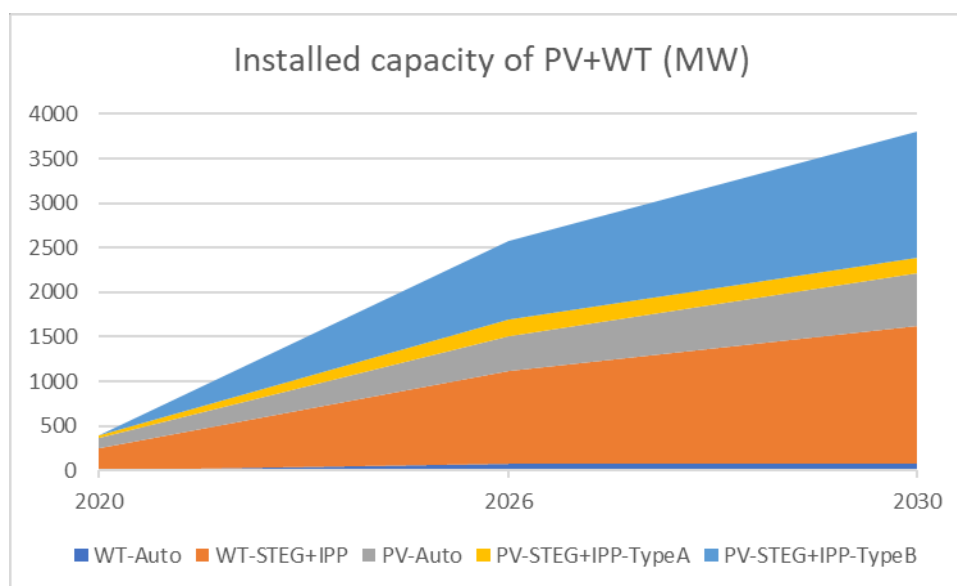
En ce qui concerne le facteur de capacité de production d'énergie solaire, le type A existant est de 19 % et le type B de la nouvelle technologie est de 26 %. Le type A est une technologie existante qui utilise un module PV monocristallin conventionnel. Le type B est équipé d'un module PV à l'arrière du panneau, qui peut générer de l'électricité à partir de la lumière réfléchie autour du sol, et est équipé d'un mécanisme de suivi de la position du soleil.

**Table 2-12 Plan de développement supplémentaire de TE et PV**

Développement supplémentaire (MW)	2020	2026	2030
TE-Auto production	0	80	0
TE-STEG+IPP	242	800	500
PV-Auto production	125	265	200
PV-STEG+IPP-TypeA	31	144	0
PV-STEG+IPP-TypeB	0	881	540
Total	398	2,170	1,240

(Source: STEG)

La capacité totale installée de TE et PV sera de 2,568 MW en 2026 et de 3,808 MW en 2030.



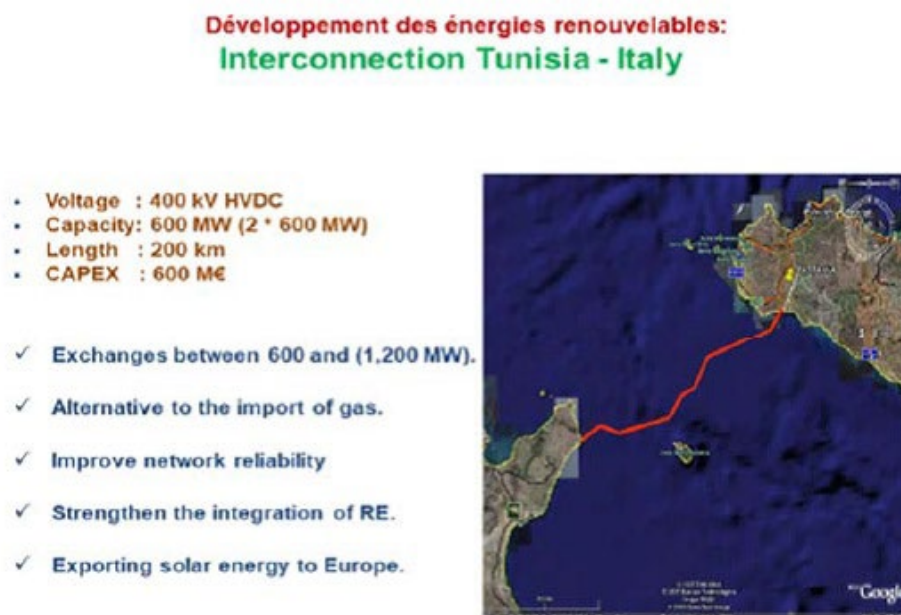
(Source: STEG)

**Figure 2-14 Capacité installée de l'Eolien (TE) et PV**

### 2.3.4 Installations de transport

Dans le cadre du projet "Tunisia Solar Energy Program" (Programme tunisien d'énergie solaire), un projet "ELMED" (Electricité Méditerranéenne) d'un montant total de 4 milliards d'euros a été annoncé entre la STEG et Terna en Italie en septembre 2009, comprenant la construction d'une ligne de transport révisée entre la Tunisie et l'Italie. Le plan comprenait deux projets, une ligne sous-marine à courant continu haute tension (CCHT) de 200 kilomètres reliant le Cap Bon en Tunisie et l'île de Sicile en Italie, et une centrale électrique de 1,200 MW du côté tunisien. En raison de la difficulté de mise en œuvre du plan dans l'année, il a été révisé en un plan plus simple pour abandonner la construction d'une centrale électrique de 1,200 MW et maintenir la ligne CCHT de 600 MW financée conjointement par la Tunisie et l'Italie.

En 2016, le projet a été ajouté au Plan national de développement du réseau de transport d'électricité de Terna et a été adopté par le plan décennal du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E). La Banque mondiale, qui prévoit de financer le projet, a commencé la recherche et le soutien de l'étude de faisabilité depuis 2018 et devrait terminer l'enquête d'ici la fin de 2021. Le projet consiste en (a) des études de faisabilité terrestres et maritimes, (b) des études environnementales et études d'impact social et plans d'action de relocalisation, (c) modèles financiers, et (d) activités de conseil en transaction. Il est de 13,4 millions de dollars et est pris en charge par le Fonds mondial pour les infrastructures (GIF), le Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP), la Banque européenne d'investissement (BEI) et la STEG.



(Source: Développement des Energies Renouvelables en Tunisie Défis et Perspectives, STEG (2017))

**Figure 2-15 Plan du réseau électrique ELMED**

### 2.3.5 Installations de distribution

#### (1) Statut de réduction des pertes non techniques

La perte de puissance de la STEG est d'environ 9% pour les pertes non techniques (non-paiement, vol d'électricité) et d'environ 9% pour les pertes techniques (perte technique du réseau de transport et de distribution d'électricité), soit un total de 18%. Le niveau de perte technique n'est pas extrêmement mauvais. D'autre part, bien que le taux de collecte des péages se soit amélioré à 92 %, il est nécessaire d'améliorer encore le taux de collecte des péages en réduisant les pertes non techniques pour améliorer la situation financière.

Le programme de réseaux intelligents (compteurs) soutenu par l'Agence française de développement (AFD) vise à améliorer le recouvrement des péages et à prévenir le vol d'électricité en installant des compteurs intelligents chez les consommateurs moyenne et haute tension. L'interview lors de la deuxième visite en Tunisie a confirmé que la STEG s'attend à réduire les pertes non techniques grâce au compteur intelligent à installer.

#### (2) Mesures visant à réduire les pertes de transport et de distribution d'énergie (pertes non techniques)

En tant que mesures générales de réduction non technologiques, (i) si le wattheuremètre est correctement "scellé", (ii) le passage de fils nus à des fils gainés crée une situation où il est difficile de voler de l'électricité, (iii) les compteurs intelligents (CI) seront installés.

Afin de réduire les pertes non techniques, la STEG a un projet d'introduction de compteurs intelligents. Ils espèrent réduire le vol d'électricité et les erreurs de lecture du wattheuremètre grâce à l'installation d'un compteur intelligent.

#### 1) Dernières données non techniques sur les pertes et méthode de calcul

Selon les données fournies par la STEG, les pertes totales étaient d'environ 18 % (quantité d'énergie générée; 19,623,653MWh, pertes totales; 3,602,000MWh) en 2020. La répartition est la suivante; 12,2 % (440,212 MWh) pour la haute tension, 26,0 % (937,213MWh) pour la moyenne tension et 61,8 % (2,224,575 MWh) pour la basse tension. On a dit que la perte non technique est de 9 %. Généralement, les pertes non techniques sont calculées en soustrayant les pertes techniques des pertes totales.

#### 2) Facteurs non technologiques

Le vol d'électricité, la mauvaise lecture du wattheuremètre et les charges non perçues sont considérés comme des facteurs non technologiques. Surtout, 5% ou 6% de 9% pour les pertes non techniques proviennent du vol d'électricité et de la mauvaise lecture du compteur.

3) Mesures de réduction des pertes non technologiques actuellement mises en œuvre et plans futurs

Comme évoqué précédemment, la STEG prévoit d'installer 400 000 compteurs intelligents pour réduire les pertes non techniques.

4) Fonctions de compteur intelligent

A la suite d'un entretien avec la STEG, le projet dont le bailleur de fonds est l'Agence Française de Développement est maintenant en cours.

L'Agence française de développement finance un projet de grille intelligente qui met en place 400,000 compteurs intelligents (120 millions d'euros, remboursement sur 20 ans, 7 ans de différé de remboursement) soit 20,000 unités pour les clients moyenne et haute tension et 380,000 unités pour les clients basse tension. Dans ce projet, les compteurs intelligents seront installés principalement à SFAX, et les autres seront installés à SIDI BOUZID, BEJA, et LE KRAM.

Actuellement, la STEG examine le résultat de l'appel d'offres et les travaux seront exécutés à partir de la fin du premier trimestre ou du début du deuxième trimestre 2022.

D'autre part, la STEG a un autre projet dont le bailleur de fonds est le CEA, mais il s'agit d'un projet pilote et de petit compteur intelligent.

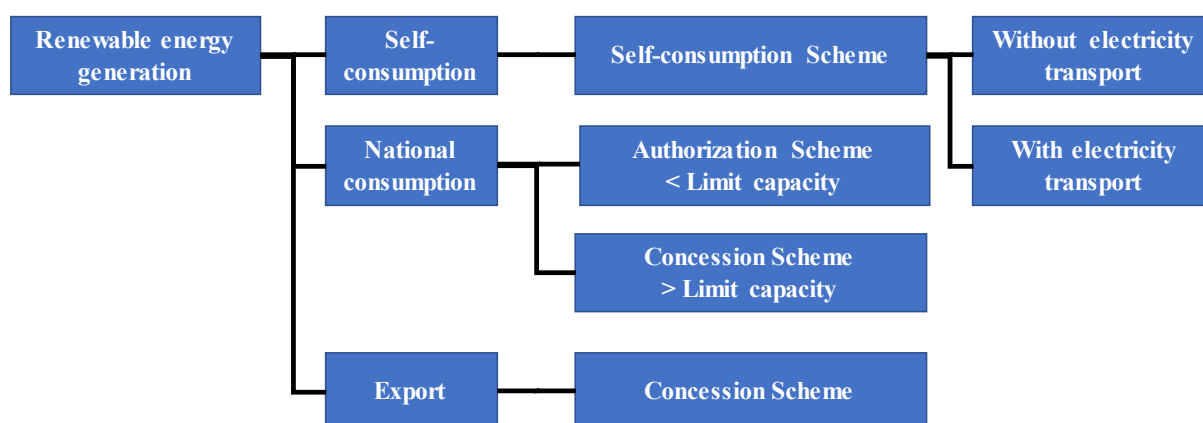
Lorsqu'un système de compteur intelligent est installé et introduit, si le compteur est conçu pour le vol d'électricité, le personnel de la STEG et les ouvriers peuvent le reconnaître grâce à l'alarme sur le moniteur du système hôte et envoyer quelqu'un sur le site pour confirmation. De plus, si un compteur intelligent est installé du côté secondaire du transformateur de distribution, la valeur totale de la valeur de mesure du compteur intelligent et la valeur de mesure du compteur intelligent de la maison importante alimentée par le transformateur seront comparées, et s'il y a une différence, quelque part. Cela signifie que l'électricité est volée, et cela peut également être utilisé comme déclencheur pour que le personnel le confirme sur site. De plus, une méthode pour réduire la zone où se produit le vol d'électricité en installant un compteur intelligent et en utilisant la méthode d'estimation de la charge réelle (s'il y a un écart entre l'estimation de la charge pour chaque modèle de charge et la consommation réelle d'électricité, il y a un vol d'électricité. Jugement qu'il s'est produit) est également possible.

## Chapitre 3 Mesures nécessaires pour promouvoir l'introduction d'IPP d'énergie renouvelable

### 3.1 État actuel des politiques et des systèmes liés à l'IPP

Selon le site internet du Ministère de l'Énergie, des Mines et des Énergies Renouvelables, la loi n°2015-12 est le texte principal concernant les énergies renouvelables en Tunisie. Elle a été promulguée le 11 mai 2015 et a établi un cadre juridique régissant le développement de projets d'énergie renouvelable. Selon cette loi, l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables peut être utilisée pour l'autoconsommation, la consommation nationale et l'exportation. Conformément à la loi, il existe les trois régimes suivants applicables au développement des ressources énergétiques renouvelables avec participation privée :

1. Régime de l'autoconsommation
2. Régime des autorisations
3. Régime des concessions



(Source: GIZ, "PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE" (2019))

**Figure 3-1 Régimes d'utilisation et de développement applicables pour la production d'énergie renouvelable**

**Table 3-1 Régimes de développement des énergies renouvelables**

Type	Echelle	Méthode de sélection
Auto- consommation	Production d'énergie solaire et éolienne pour la production d'électricité privée	-
Autorisation	Production d'énergie solaire de 10 MW ou moins, production d'énergie éolienne de 30 MW ou moins	Sélectionner un opérateur commercial par appel d'offres
Concession	Production d'énergie solaire et éolienne à une échelle supérieure à l'objectif d'autorisation ci-dessus	Sélectionner un opérateur commercial par appel d'offres

(Source: JICA Study Team)

## (1) Régime de l'autoconsommation

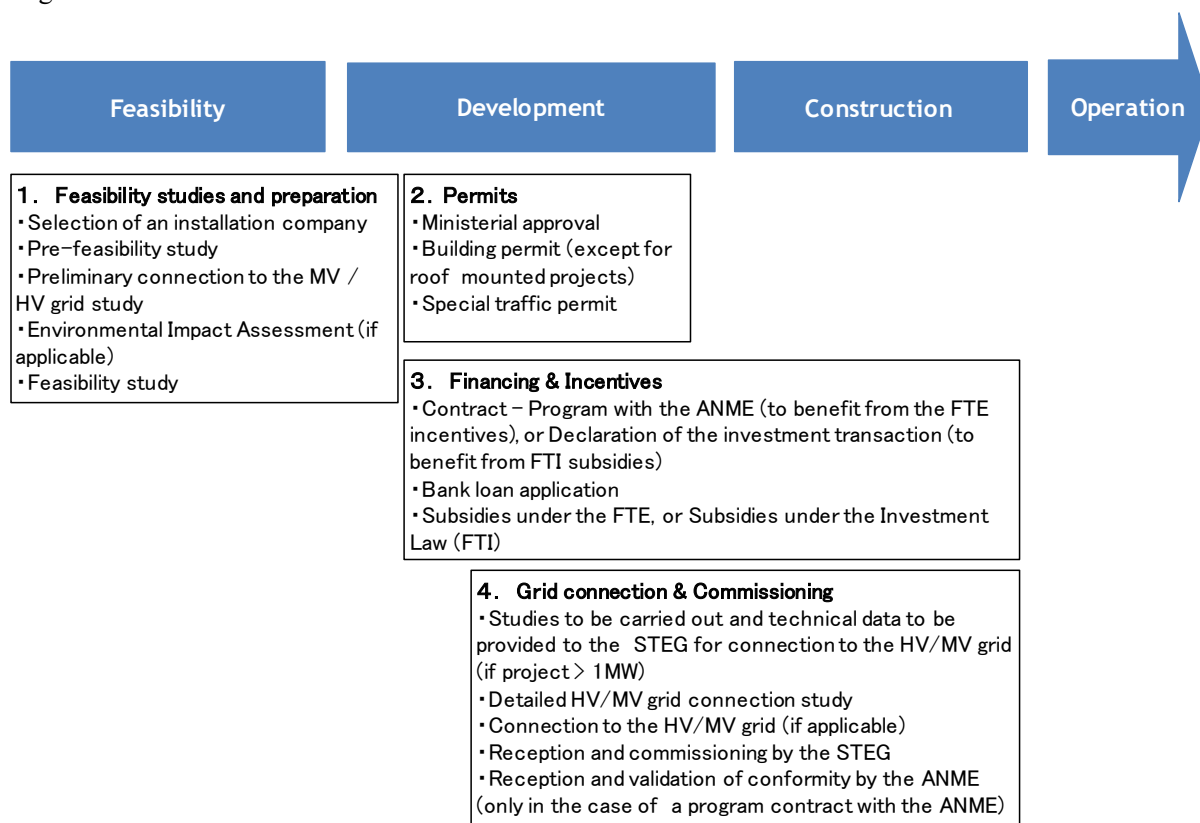
La réalisation d'un projet en autoconsommation raccordé au réseau MT/HT de la STEG est soumise à une autorisation du Ministère chargé de l'énergie. La validité de l'autorisation ministérielle est de deux ans pour les projets solaires photovoltaïques et de trois ans pour les projets éoliens. Une prolongation d'un an est possible pour les deux.

Les projets d'autoconsommation offrent la possibilité de consommer instantanément sa propre électricité produite, économisant ainsi le paiement des factures d'électricité, et la possibilité de vendre la production d'électricité excédentaire à la STEG, qui s'engage à acheter l'électricité excédentaire sur la base d'un accord.

Ce contrat d'achat d'électricité excédentaire est conclu pour une durée de 20 ans et reconduit tacitement pour une durée d'un an sauf dénonciation par l'une des parties.

Les configurations possibles pour un projet d'autoconsommation incluent un projet sans transport d'électricité sur le réseau STEG. Dans ce cas, le site de production d'électricité est confondu avec le site de consommation.

La vue d'ensemble des principales procédures pour le développement d'un projet d'autoconsommation sur site, où le site de production d'électricité coïncide avec le site de consommation, est présentée à la Figure 3-2.

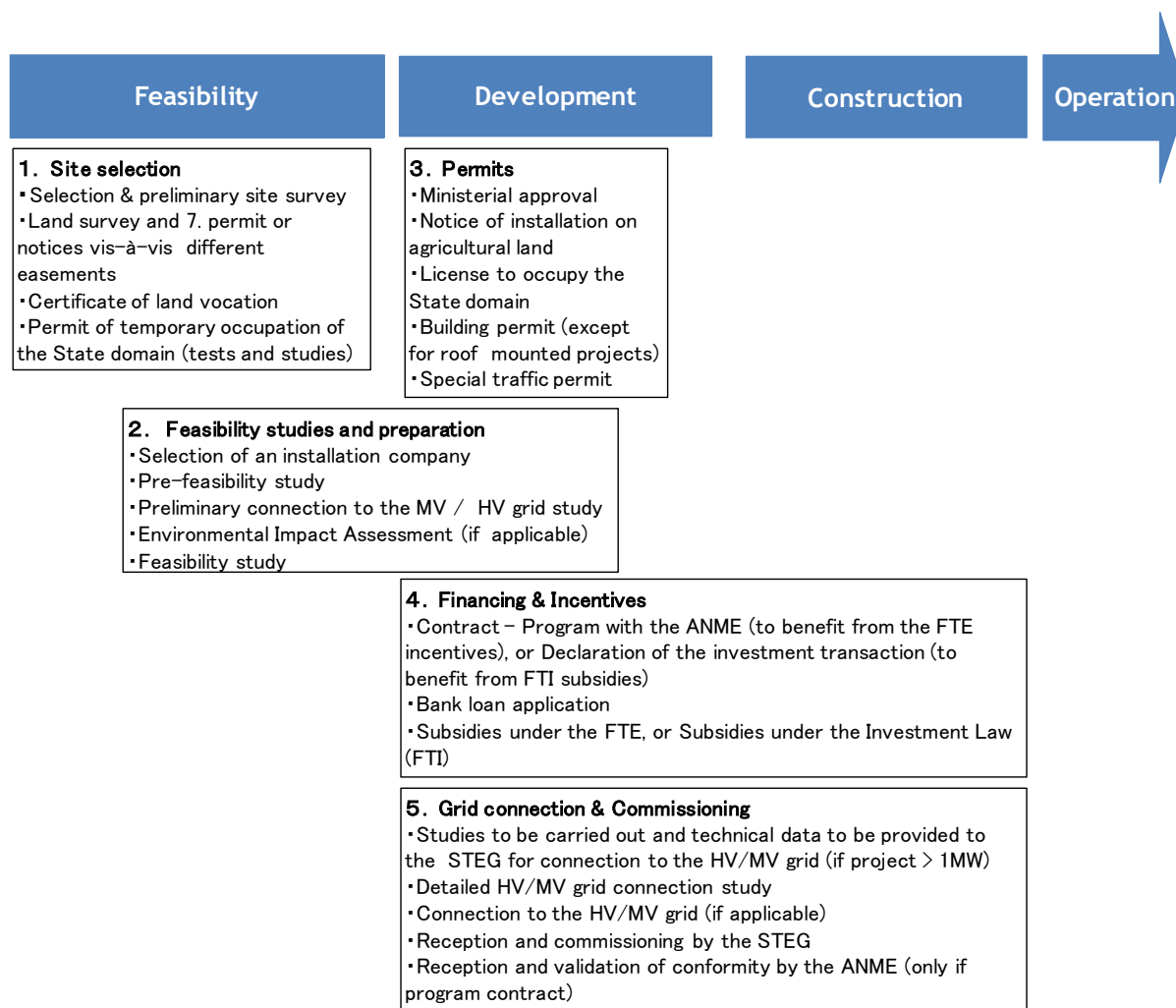


(Source: GIZ, "PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE" (2019))

**Figure 3-2 Procédures de développement de projets d'autoconsommation sur site**

Dans les projets hors site où le site de production d'électricité n'est pas identique au site de consommation, les modalités des tarifs de dépassement de l'électricité et d'un contrat d'achat sont similaires à celles des projets d'autoconsommation sur site. Toutefois, dans le cas d'un projet nécessitant un transport d'électricité par le réseau de la STEG, il faut tenir compte du fait que l'électricité acheminée du site de production au site de consommation est à la charge de la STEG.

La vue d'ensemble des principales procédures pour le développement d'un projet d'autoconsommation hors site est illustrée à la Figure 3-3.

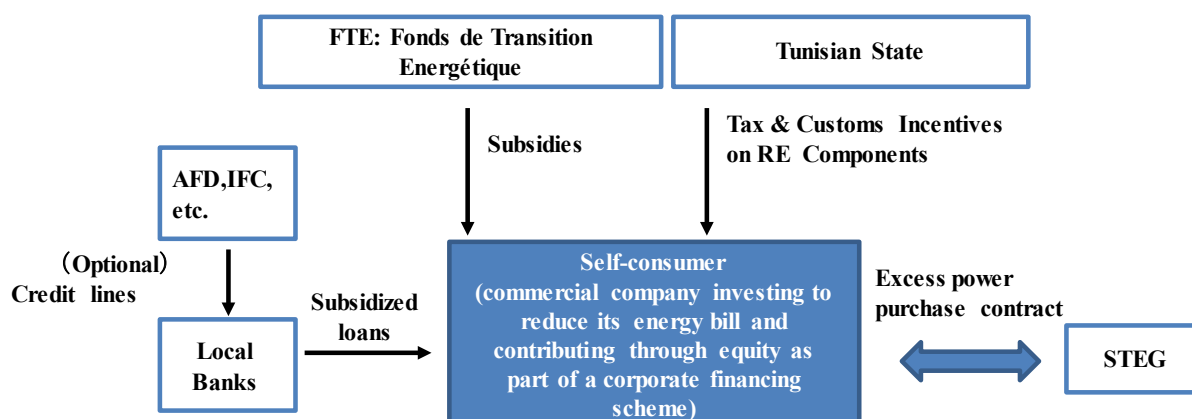


(Source: GIZ, "PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE" (2019))

**Figure 3-3 Procédures de développement de projets d'autoconsommation hors site**

Le plan d'affaires général applicable au régime d'autoconsommation est le suivant





(Source: GIZ, "PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE" (2019))

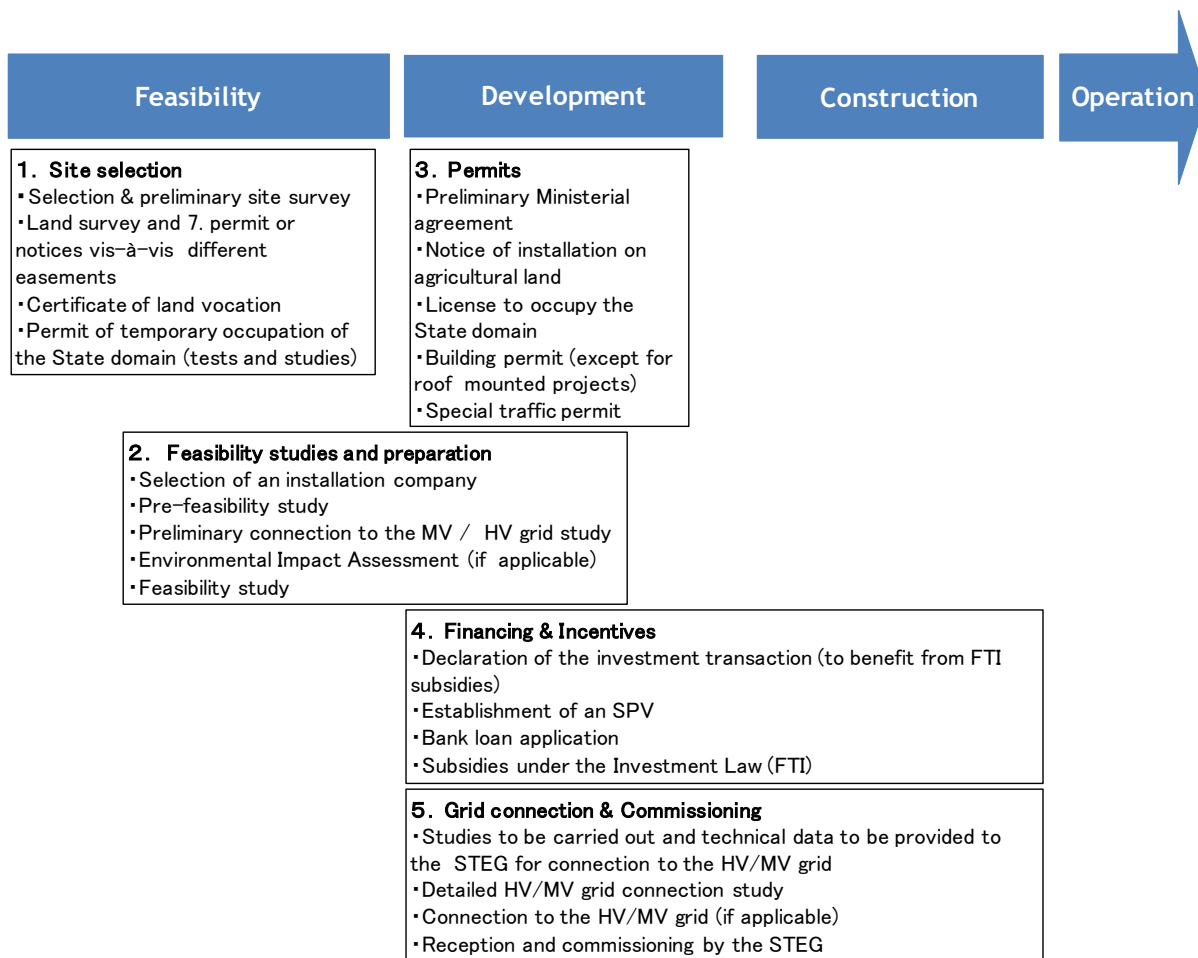
**Figure 3-4 Structure typique pour un projet d'autoconsommation**

## (2) Régime des autorisations

L'autorisation est un régime pour la mise en œuvre de projets d'une capacité inférieure à la capacité statutaire de 10 MW pour le solaire, 30 MW pour l'éolien, 15 MW pour la biomasse et moins de 5 MW pour les autres énergies renouvelables. Afin de développer un projet d'énergie renouvelable destiné à satisfaire les besoins de la consommation tunisienne, une demande doit être faite auprès du ministère chargé de l'énergie.

L'octroi d'un accord préalable par le Ministère permet au producteur de créer une société de projet sous la forme d'une société résidente à responsabilité limitée (SARL) ou d'une société anonyme (SA). La validité de l'accord préliminaire est de deux ans pour les projets solaires photovoltaïques et de trois ans pour les projets éoliens. Une prolongation d'un an est possible pour les deux.

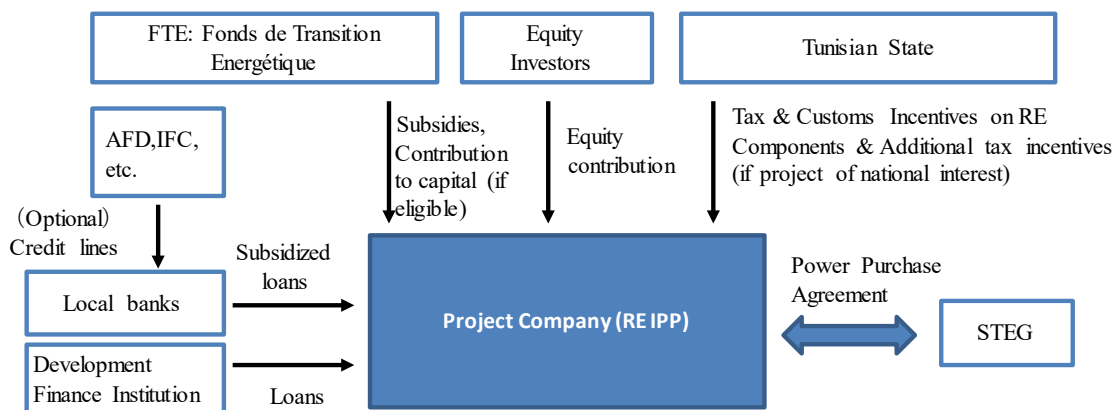
La vue d'ensemble des principales procédures d'élaboration d'un projet soumis au régime des autorisations est illustrée à la Figure 3-5.



(Source: GIZ, "PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE" (2019))

**Figure 3-5 Procédures de développement de projet soumis au régime des autorisations**

Le plan général d'affaires applicable au régime des autorisations est le suivant:



(Source: GIZ, "PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE" (2019))

**Figure 3-6 Structure typique pour un projet soumis au régime des autorisations**

### (3) Régime des concessions

Les projets dont la capacité nominale dépasse les limites réglementaires (10 MW pour le PV, 30 MW pour l'éolien) du régime des autorisations relèvent du régime des concessions.

Dans le cadre du régime des concessions, les projets sont soumis à une procédure d'appel d'offres public par le gouvernement tunisien et diverses conventions relatives à l'octroi de chaque projet doivent être approuvées par une commission spéciale de l'Assemblée du peuple.

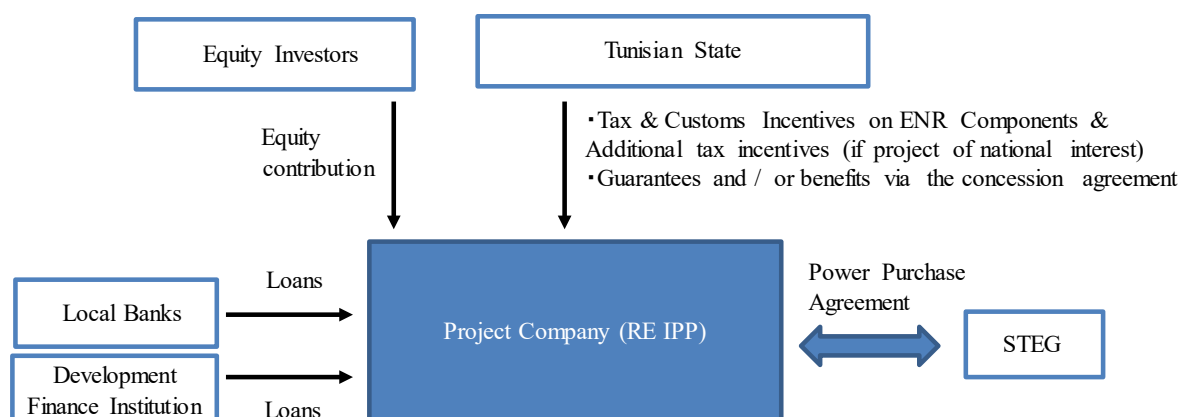
L'aperçu des principales procédures requises pour le régime des concessions est le suivant :

Selection of the Sponsor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prequalification call for tender based on technical and financial references</li> <li>• Implementation of a restricted call for tenders with pre-qualified candidates and submission of an offer by each candidate and for each site</li> <li>• Evaluation and selection of the best offer based on the proposed price and technical and financial requirements</li> </ul>
Finalization of Project Agreements	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Finalization and signature by the selected sponsor of the Concession Agreement, the Power Purchase Agreement, the Land Use Agreement (if the site is on the State domain) and any other contract necessary to the successful completion and operation of the project (Direct Agreements with Lenders, etc.)</li> <li>• Enforcement of the various conventions after approval by the Assembly of People's Representatives and promulgation of the JORT approval law</li> </ul>
Establishment of a Project Company and financial closing	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Creation by the sponsor of a company under Tunisian law, whose object will be the generation of electricity</li> <li>• Novation (transfer) of the different Project Agreements for the benefit of the Project Company</li> <li>• Organization of the financing by the project sponsor, realization and financial closing</li> </ul>
Realization and operation of the project	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Finalization of the studies, construction and commissioning of the project by the project company and its subcontractors, according to a schedule specific to each project</li> <li>• Operation of the plant for the duration of the concession (20 years, renewable 5 years after agreement of the parties)</li> <li>• Sale of energy to STEG for the duration of the concession</li> </ul>

(Source: GIZ, "PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE" (2019))

#### **Figure 3-7 Procédures d'élaboration des projets sous le régime des concessions**

Le régime général d'entreprise applicable au régime de concession est le suivant :



(Source: GIZ, "PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE" (2019))

**Figure 3-8 Structure typique pour un projet soumis au régime des concessions**

### 3.2 État actuel des projets IPP

Les régimes de développement des énergies renouvelables en Tunisie comprennent le régime des concessions pour les projets de grande envergure, le régime des autorisations pour les projets de moyenne envergure et l'autoconsommation qui repose sur l'autoconsommation. Selon les dernières informations disponibles sur le site internet du Ministère de l'Énergie, des Mines et des Énergies Renouvelables, l'état d'avancement des projets est le suivant.

➤ Régime des concessions

En mai 2018, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Énergies renouvelables a lancé un appel d'offres pour des examens de pré-qualification pour 500 MW de production d'énergie solaire et, par conséquent, 38 candidatures ont été soumises. En décembre 2019, les soumissionnaires retenus ont été désignés comme suit.

**Table 3-2 Soumissionnaires temporaires retenus pour la production d'énergie solaire sous le régime par concession**

Projet	Soumissionnaire temporaire	Capacité (MW)	Prix (Dinar Tunisien/MWh)
Tozeur (A)	SCATEC SOLAR	50	79.379
Sidi Bouzid (B)	SCATEC SOLAR	50	79.379
Kairouan (C)	TBEA/AMEA	100	97.920
Gafsa (D)	ENGIE/NAREVA	100	79.950
Tataouine (E)	SCATEC SOLAR	200	71,783

(Source: Ministry of Energy, Mines and Renewable Energy HP)

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Énergies renouvelables a également lancé un appel d'offres pour les examens de préqualifications pour l'énergie éolienne en mai 2018, mais la date limite de dépôt des candidatures par les soumissionnaires potentiels a été prolongée jusqu'à la fin de 2021.

➤ Régime des autorisations

En mai 2017, mai 2018, juillet 2019 et septembre 2020, les appels d'offres pour les projets sous le régime des autorisations sont menés. En mai 2017, 70 MW pour la production d'énergie solaire, 140 MW pour la production d'énergie éolienne, 70 MW pour la production d'énergie solaire, 130 MW pour la production d'énergie éolienne en mai 2018 et 70 MW pour la production d'énergie solaire en 2019 ont été décidés.

➤ Régime d'autoconsommation

Deux nouveaux projets sont en préparation après 2020 pour des installations de production raccordées au réseau basse tension. L'un est le projet « Prosol Economique » pour les consommateurs de 1 200 à 1 800 kWh/an, et l'autre est le projet « Prosol Social » pour les consommateurs de moins de 1 200 kWh/an. Concernant le raccordement au réseau moyenne et haute tension, l'installation de 32 MW (172 projets) de centrales solaires a été approuvée en septembre 2020.

Carthage Power Company est une société qui exploite déjà l'activité d'IPP en Tunisie. Carthage Power Company est financée par Nebras Power (60%) et Marubeni (40%), et la centrale Rades II est la plus grande centrale électrique de Tunisie avec une capacité installée de 471 MW (représentant plus de 8% de la capacité totale installée en Tunisie en 2019). La centrale comprend deux turbines à gaz et une turbine à vapeur et a commencé son exploitation commerciale en 2002. Toute la quantité d'électricité produite est achetée par la STEG dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) à long terme jusqu'en 2022<sup>3</sup>.

### 3.3 Goulots d'étranglement pour l'introduction des IPP d'énergie renouvelable

Le défi de l'introduction des énergies renouvelables par IPP est qu'il faudra beaucoup de temps pour approuver le projet dans le cadre du régime de concession. En fait, le processus d'approbation a pris environ un an et demi<sup>4</sup>. De plus, ces dernières années, il y a eu des cas où l'approbation parlementaire a été retardée en raison de la pandémie de COVID-19.

Bien que les investisseurs locaux accordent une attention particulière aux projets d'énergie renouvelable dans le cadre du régime d'autorisation, il existe un problème lié au financement à savoir que l'échelle du projet ciblé est plus grande pour les banques locales et, en revanche, plus petite pour les institutions financières internationales. En outre, le problème est que le contenu d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) ne respecte pas les normes internationales.<sup>5</sup>

---

<sup>3</sup> [https://nebras-power.com/assets/listing/rades-ii?language\\_content\\_entity=en](https://nebras-power.com/assets/listing/rades-ii?language_content_entity=en)

<sup>4</sup> Entretien avec la Banque mondiale

<sup>5</sup> Entretien avec la BERD

En ce qui concerne le régime d'autoconsommation, le principal problème est que la vente de l'électricité excédentaire (flux d'électricité inversé) au réseau est limitée à un maximum de 30 % de la quantité d'électricité produite. Cette limitation est imposée en tenant compte du coût d'achat de l'électricité par la STEG plutôt que des contraintes techniques du système électrique.<sup>6</sup>

Les problèmes de chaque régime sont résumés ci-dessous.

**Table 3-3 Principaux défis pour l'introduction des IPPs d'énergie renouvelable**

Type	Défis
Concession	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il faut beaucoup de temps pour approuver le projet.</li> <li>• Pas de conditions particulières d'achat (Le PPA n'est pas garanti par le gouvernement, mais le risque est atténué par l'émission par le gouvernement d'une lettre de confort et l'engagement du gouvernement car le ministère de l'Énergie, des Mines et des Énergies renouvelables est une partie contractante.)<sup>7</sup></li> <li>• La capacité du réseau existant n'est pas suffisante.</li> </ul>
Autorisation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le PPA n'est pas conforme aux normes internationales (il n'y a pas de garantie gouvernementale, la STEG ne compense pas les restrictions de réseau, et tous les risques liés au raccordement au réseau sont à la charge de l'opérateur, etc.)</li> <li>• Difficulté de financement par les banques locales (manque de liquidité dû à la banque centrale exigeant un certain montant de dépôt, manque de capacité d'évaluation des risques, etc.)</li> <li>• Pas d'exonération des droits d'importation ou d'exonération de la TVA<sup>8</sup></li> <li>• La capacité du réseau existant n'est pas suffisante.</li> </ul>
Autoproduction	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les ventes d'électricité excédentaire (flux inversé) au réseau STEG sont limitées à 30% maximum de la production électrique.</li> <li>• Bien que la nouvelle loi sur les investissements ait rendu possible la vente d'électricité à des tiers via le réseau de la STEG, les règles détaillées telles que les règles d'accès au réseau et la déréglementation des limites de vente d'électricité excédentaire ne sont pas connues.</li> <li>• Pas d'exonération des droits d'importation ou d'exonération de la TVA<sup>9</sup></li> </ul>

(Source: JICA Study Team)

En ce qui concerne le régime de concession, les problèmes tels que les garanties gouvernementales pour les PPA ont été raisonnablement atténués, et l'appel d'offres réalisé en 2019 a donné des résultats compétitifs. Les risques restants sont principalement les risques de change et de conversion.<sup>10</sup>

### 3.4 Solutions à ces goulots d'étranglement et soutien d'autres donateurs

Récemment, la BERD a accordé à la STEG un prêt à garantie souveraine pouvant atteindre 300 millions d'euros pour soutenir la réforme et le développement du secteur électrique tunisien. L'objectif principal est la réforme et la restructuration de la STEG et du secteur tunisien de l'énergie pour parvenir à une durabilité à long terme. Le projet comprendra une feuille de route complète pour la réforme de l'entreprise, y compris des mesures visant à améliorer la gouvernance d'entreprise, la gestion financière, la stratégie et les risques,

<sup>6</sup> Entretien avec la Banque mondiale

<sup>7</sup> [https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670\\_000\\_12356184.html](https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670_000_12356184.html)

<sup>8</sup> [https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670\\_000\\_12356184.html](https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670_000_12356184.html)

<sup>9</sup> [https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670\\_000\\_12356184.html](https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670_000_12356184.html)

<sup>10</sup> [https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670\\_000\\_12356184.html](https://openjicareport.jica.go.jp/670/670/670_000_12356184.html)

l'intégration et l'approvisionnement en énergies renouvelables. Les grandes lignes du projet sont les suivantes.<sup>11</sup>

**Table 3-4 Projet d'appui de la BERD**

Titre du projet	Date d'approbation	Description du projet	Coût total du projet
Transmission STEG	21 Sep 2016	Un prêt (senior loan) d'un montant maximum de 85 millions d'euros à la STEG, pour financer le renforcement du réseau de transport d'électricité dans le nord-est de la Tunisie.	Jusqu'à 170 millions euros
Facilité de trésorerie et de restructuration de la STEG	16 Déc 2020	Octroi d'un prêt souverain garanti à la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz pour aider la Société à mettre en œuvre ses réformes et à développer le secteur de l'électricité en Tunisie. Le projet associe des objectifs de réforme à long terme et une réponse immédiate à la crise du COVID-19.	300 000 000,00 euros Une partie du projet sera fournie en appui sous forme de trésorerie en réponse immédiate à la crise actuelle du COVID-19 et une autre partie sera appliquée pour refinancer la dette à court terme.

(Source: EBRD HP)

Elle soutient le gouvernement tunisien avec un cadre technique et juridique principalement pour le régime de concession. Au cours des deux dernières années, la BERD a été mandatée pour 400 MW de son programme solaire de 500 MW, a négocié les contrats avec des promoteurs et le gouvernement tunisien, et a finalement été approuvée par le gouvernement.<sup>12</sup>

La Banque Mondiale prévoit d'accorder 151 millions de dollars US pour renforcer le système de transport tunisien et améliorer les performances commerciales de la STEG. Les grandes lignes du projet sont les suivantes.<sup>13</sup>

<sup>11</sup> <https://www.ebrd.com/work-with-us/project-finance/project-summary-documents.html?l=1&filterCountry=Tunisia>

<sup>12</sup> Entretien avec la BERD

<sup>13</sup> [https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/projects-list?countrycode\\_exact=TN&os=0](https://projects.worldbank.org/en/projects-operations/projects-list?countrycode_exact=TN&os=0)

**Table 3-5 Projet d'appui de la Banque mondiale**

Titre du projet	Date d'approbation	Description du projet	Coût total du projet
Projet d'amélioration du secteur de l'énergie en Tunisie	24 juin 2019	L'objectif de développement du projet d'amélioration du secteur de l'énergie en Tunisie est de : (i) renforcer le système de transport d'électricité de la Tunisie ; et (ii) améliorer les performances commerciales de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG). Le projet comprend deux volets. Le premier volet, le renforcement du réseau de transport d'électricité fournira un appui à l'expansion et au renforcement du système de transport d'électricité de la Tunisie. Le deuxième volet, amélioration de la performance commerciale, permettra de financer les paiements au titre du programme de dépenses éligibles en appui au renforcement de la performance commerciale de la STEG.	151 (millions de dollars US)

(Source: the World Bank HP)

Il fournira une assistance technique pour simplifier et rationaliser les procédures de candidature et former les banques locales aux capacités d'évaluation de projets pour relever les défis de l'introduction des énergies renouvelables par les IPPs.<sup>14</sup>

La GIZ fournit au ministère tunisien des Mines, de l'Énergie et des Énergies renouvelables un soutien à l'éducation et à la formation pour le développement du marché solaire, un soutien au développement du marché de l'énergie solaire et un soutien à la mise en œuvre de plans de production solaire.<sup>15</sup>

**Table 3-6 Projet d'appui de la GIZ**

Titre du projet	Période de mise en œuvre	Description du projet
Renforcement des capacités et des ressources humaines pour le développement du marché solaire en Tunisie	2015-2018	Soutien à un programme de formation avancée dans l'installation et la maintenance des systèmes PV
Renforcement du marché des systèmes PV de petite et moyenne taille	2017-2019	Soutenir les efforts du gouvernement tunisien pour élargir le marché des systèmes photovoltaïques distribués
Soutenir la mise en œuvre du Plan Solaire Tunisien	2015-2021	Fournir des conseils stratégiques avec le soutien d'experts techniques, financiers et juridiques nationaux et internationaux

(Source: GIZ HP)

<sup>14</sup> Entretien avec la Banque mondiale

<sup>15</sup> <https://www.giz.de/en/worldwide/326.html>



## Chapitre 4 Réforme de la gestion de la STEG

### 4.1 Situation actuelle de la subvention énergétique du gouvernement tunisien et de la STEG

#### 4.1.1 Situation actuelle de la STEG

Selon le document "2021 Article IV Consultation - Press Release ; Staff Report ; and Statement by the Executive Director for Tunisia" (ci-après dénommé "Rapport du FMI") publié par le FMI le 26 février 2021, la pandémie de COVID-19 a aggravé les vulnérabilités de longue date de la Tunisie et provoqué un ralentissement économique. Le rapport a souligné que le gouvernement tunisien devrait se concentrer sur la réforme des entreprises publiques inefficaces, y compris la STEG qui est l'une des plus grandes entreprises publiques en Tunisie, ainsi que sur la subvention énergétique injectée à la STEG. Les principaux points de la réforme des entreprises publiques mentionnés dans le rapport sont les suivants :

- Améliorer le suivi et l'audit des entreprises d'État.
- Renforcer la gouvernance des entreprises d'État
- Améliorer la transparence de la situation financière des entreprises d'État et de leur gestion par une analyse financière approfondie

Le projet de loi modifié sur les entreprises d'État, qui prévoit i) la création d'une agence autonome indépendante chargée de superviser le secteur des entreprises d'État et ii) la professionnalisation des conseils d'administration de ces entreprises, est actuellement examiné par les autorités tunisiennes.

#### 4.1.2 Situation actuelle de la subvention à l'énergie

Quant à l'avancement de la réforme des subventions énergétiques en Tunisie, certains progrès ont été observés en 2018 et 2019. Cependant, elle s'est arrêtée avant les élections de 2019. En raison des fréquents changements d'administration et du ralentissement économique provoqué par la pandémie de COVID-19, le processus de réforme ne s'est pas déroulé sans heurts. Récemment, le dialogue entre le gouvernement et la Banque mondiale sur la réforme des subventions a finalement repris<sup>16</sup>. D'après les entretiens avec la BERD, le gouvernement a pour objectif d'éliminer les subventions et d'augmenter les tarifs de l'électricité d'ici 2026, et d'introduire des programmes de subventions pour les pauvres et les clients à faible revenu. La BERD suit également l'évolution de la réforme des subventions, qui est toujours en cours de mise en œuvre.

Les grandes lignes de l'augmentation tarifaire la plus récente sont les suivantes

- Les prix des carburants ont été augmentés en septembre 2018

---

<sup>16</sup> Entretien avec la Banque mondiale

- Les augmentations prévues des tarifs des carburants et des services publics pour octobre et novembre 2018 n'ont pas été appliquées compte tenu des tensions sociales.
- Le gouvernement a augmenté les prix des carburants et autres produits pétroliers d'environ 6,0 % en mars 2019.
- Le gouvernement a augmenté les prix du gaz naturel basse pression et les tarifs de l'électricité pour les clients basse tension en mai 2019.

## 4.2 Réforme de la gestion de la STEG et assistance pertinente d'autres donateurs

### 4.2.1 Situation des installations électriques et des activités de la STEG

#### (1) Réforme de la gestion de la STEG

##### 1) Examen de la structure et de l'état actuel des subventions du secteur de l'électricité à la STEG et des dépenses publiques.

Selon le rapport annuel 2018 de la STEG, la subvention accordée par l'État pour l'année 2018 était de 1 200 MDT, dont 717,3 MDT pour l'activité électricité.

Le prix de vente, le coût et la subvention par unité pour les entreprises d'électricité et de gaz sont indiqués dans les tableaux suivants Table 4-1 et Table 4-2 respectivement. Les deux entreprises sont déficitaires même avec les subventions.

**Table 4-1 Impacts des subventions sur le secteur de l'électricité**

	2017	2018
Prix de vente unitaire moyen par kWh distribué	189.6	206.3
Coût unitaire moyen par kWh distribué	235.4	286.7
Résultat hors subventions d'exploitation	-45.9	-80.3
Impact de la subvention de fonctionnement	22.8	45.7
Résultat Compte tenu des subventions d'exploitation	-23.1	-34.6
Marge bénéficiaire brute sans subvention (1kwh par kWh distribué) .	-24%	-39%
Marge bénéficiaire brute avec subvention (1kwh par kWh distribué) .	-12%	-17%

(en millimes / KWh)

(Source : Rapport annuel 2018 de la STEG)

**Table 4-2 Impacts des subventions sur le commerce du gaz**

	2017	2018
Prix de vente unitaire moyen	460.4	508
Coût unitaire moyen	638.1	864.9
Résultat hors subventions d'exploitation	-177.7	-356.9
Impact de la subvention de fonctionnement	110.2	214.5
Résultat Compte tenu des subventions d'exploitation	-67.5	-142.4
Marge bénéficiaire brute sans subvention	-39%	-70%
Marge bénéficiaire brute avec subvention	-3%	-7%

(Source : Rapport annuel 2018 de la STEG)

2) Examen des tarifs de l'électricité sous l'angle de la solidité financière de la STEG et de leurs impacts sur l'industrie tunisienne.

Du point de vue de la solidité financière, il est souhaitable de concevoir des tarifs d'électricité appropriés, comme décrit ci-dessous. Comme la pandémie de COVID-19 a provoqué une grave récession économique en Tunisie, il pourrait être difficile d'augmenter les tarifs de l'électricité.

3) Enquête sur la structure des recettes et des dépenses de la STEG, extraction des questions financières et examen sous l'angle de la solidité financière.

a) Le système d'information financière de la STEG

Selon le " Project Appraisal Document " (6 juin 2019) du projet d'amélioration du secteur de l'énergie de la Banque mondiale, le système d'information financière de la STEG est le suivant .

**Table 4-3 Système d'information financière de la STEG**

Fonction	Système
Comptabilité	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ La STEG utilise un logiciel informatique pour l'enregistrement des transactions comptables et la production des états financiers. L'ERP sera mis en œuvre.</li> <li>➤ Le STEG utilise les normes comptables nationales pour le secteur privé. La STEG travaille également à la mise en œuvre des normes internationales d'information financière.</li> <li>➤ La STEG a la garde de créer une unité dédiée à la mise en œuvre d'un projet financé par un donateur, dotée de spécialistes de la gestion financière.</li> </ul>
Contrôle interne/audit interne	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ La STEG dispose de systèmes de contrôle interne et d'audit interne bien organisés (Aucun risque significatif n'a été identifié pour la mise en œuvre du projet d'amélioration du secteur énergétique de la Banque mondiale. )</li> </ul>
Rapports financiers	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Les états financiers actuels sont élaborés sur la base d'un mélange de normes comptables locales et de normes internationales d'information financière.</li> </ul>
Audit externe	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ La STEG est dotée d'un dispositif d'audit externe adéquat.</li> </ul>

(Source : Banque mondiale, "Project Appraisal Document" pour le projet d'amélioration du secteur de l'énergie..)

#### b) La structure des recettes et des dépenses

Les observations suivantes concernant la situation financière de la STEG sont basées sur les informations financières divulguées dans ses rapports annuels 2018, 2019 et 2020. La structure des recettes et des dépenses de la STEG pour 2019 est présentée dans le Table 4-5. Table 4-4 et celle de 2020 est présentée dans le Table 4-5.

Les " Charges financières nettes " (qui semblent correspondre aux gains/pertes de change, aux intérêts, etc.) sont décrites en valeurs nettes, et en 2019, elles étaient du côté des bénéfices. Par conséquent, la STEG a pu enregistrer des bénéfices nets. En revanche, comme il était de  $\Delta$  1,543 MDT en 2018, une perte nette a été enregistrée pour la STEG en 2018. En 2020, le coût des ventes est nettement plus faible, mais comme nous le verrons plus loin, la majorité du coût des ventes est constituée par le combustible (gaz naturel), qui devrait bénéficier de la baisse du prix du gaz naturel (lié au prix du Brent) au premier semestre 2020 (Figure 4-1). La subvention d'exploitation a également été fortement comprimée.

**Table 4-4 Structure des recettes et des dépenses de la STEG en 2019**

Income Statement FY2019		in MDT	
Cost		Revenue	
Cost of sales	7,014	REVENUES	5,474
Administration fees	62	Operating grant	1,242
Other operating expenses	261	Other exploitation products	77
Other ordinary losses	11	Net financial charges	646
Income tax	6	Investment income	7
		Other ordinary earnings	14
		NET PROFIT FOR THE YEAR	106

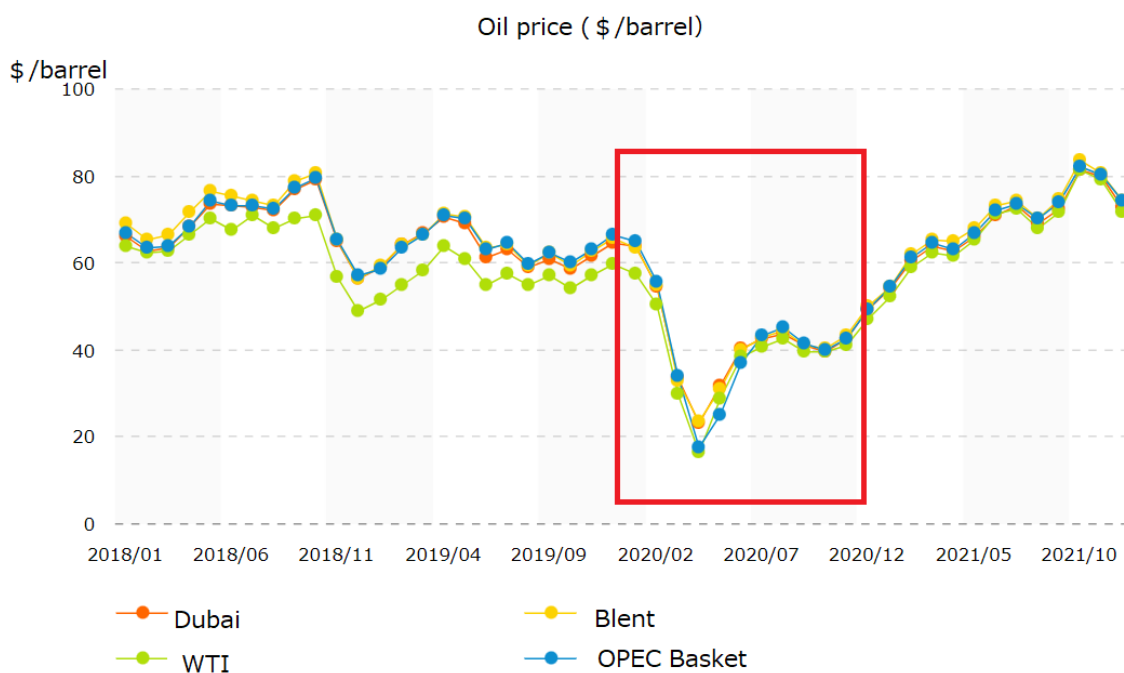
(Source : Rapport annuel 2019 de la STEG)

**Table 4-5 Structure des recettes et des dépenses de la STEG en 2020**

Income Statement FY2020		in MDT	
Cost		Revenue	
Cost of sales	5,225	REVENUES	5,282
Administration fees	65	Operating grant	100
Other operating expenses	239	Other exploitation products	281
Net financial charges	171	Investment income	1
Other ordinary losses	34	Other ordinary earnings	15
Income tax	6		
NET LOSS FOR THE YEAR	60		

(Source : Rapport annuel de la STEG 2020)

Les prix du gaz naturel, utilisé comme principal combustible pour la production d'électricité, sont liés aux prix du Brent, qui ont considérablement baissé en raison du blocage causé par la pandémie de COVID-19 au premier semestre 2020. On s'attend à ce que cela ait réduit les coûts des combustibles en 2020, entraînant une baisse du coût des ventes. Cependant, avec la hausse des prix du Brent en 2021, le coût des ventes pourrait avoir augmenté à nouveau, entraînant des pertes plus élevées.



**Figure 4-1 Évolution du prix du Brent**

Un aperçu du bilan de la STEG, qui indique que la STEG est insolvable, est le suivant.

**Table 4-6 Aperçu du bilan de la STEG (en 2020)**

Balance sheet FY2020		in MDT	
ASSETS		EQUITY AND LIABILITIES	
Intangible assets:	1	Loans	6,996
Tangible fixed assets completed	6,605	Guarantee deposits	432
investments in progress	1,173	Provisions for risks and charges	598
Financial fixed assets	111	Other non-current liabilities	1
Non-Current Assets total	7,889	Non-Current Liabilities total	8,027
Stocks	326	Accounts payable	2,600
Customers and related accounts	2,031	Other current liabilities	821
Other current assets	186	Bank overdrafts and other financial liabilities	1,727
Other financial assets	16	Current Liabilities total	5,147
Cash and cash equivalents	447	Total Liabilities	13,174
Current Assets total	3,006	Dotation funds	75
Total Assets	10,895	Legal reservations	0
		Other equity	1,590
		Results reported	-3,884
		Total equity before profit some expenses	-2,219
		The result of the exercise	-60
		Total equity before allocation	-2,279

Source : Rapport annuel de la STEG 2020

### c) Analyse financière

L'"Efficacité de l'exploitation de la STEG" (Table 4-7) et la "Solidité financière de la STEG" (Table 4-8) ont été examinées sur la base de l'état financier de la STEG inclus dans le rapport annuel 2019 de la STEG.

Dans une analyse comparative entre la STEG et d'autres compagnies d'électricité pour examiner la situation financière de la STEG, bien qu'il aurait été pratique de pouvoir utiliser les indicateurs des compagnies d'électricité de la même région MENA que la Tunisie. Il a été difficile d'obtenir des données financières adéquates pour les autres sociétés d'électricité. Par conséquent, les indicateurs financiers des sociétés suivantes, qui présentent une certaine similitude avec la STEG, ont été examinés :

Engie (France) et Enel (Italie), qui exercent des activités dans le domaine de l'électricité et du gaz.

Saudi Electricity Co (Arabie Saoudite), Jordan Electric Power Co (Jordanie), qui sont des compagnies d'électricité intégrées verticalement dans la région MENA.

Tenaga Nasional Bhd (Malaisie), qui est une entreprise publique de services publics dans un pays musulman.

Étant donné que certaines de ces entreprises ont un portefeuille d'activités différent de celui de la STEG (certaines exploitent une entreprise de télécommunications, d'autres n'exploitent pas d'entreprise de gaz, etc.) et que les conditions du marché de l'électricité sont différentes d'un pays à l'autre, il convient de noter que Table 4-7 et Table 4-8 sont présentés uniquement à titre de référence.



**Table 4-7 Efficacité des opérations commerciales de la STEG**

Financial Indicator		STEG						Engie	Enel	Saudi Electricity Co	Jordan Electric Power Co	Tenaga Nasional Bhd	Comments
		FY2018		FY2019		FY2020		FY2020					
Return on Assets	Result of activities ordinary before tax	-2,088,257,817		112,721,336		-54,067,416						(1.10)	In 2019, the company's ordinary income turned positive due to profits from financial charges that are not part of the company's core business (the breakdown of which is not available, but probably includes foreign exchange gains and losses, interest, etc.). However, in 2020, it is back in the red. Since the indicator is a measure of the company's overall profitability, it should continue to be positive. The average ROA of the four companies with positive ROA in 2020 is 1.24, which indicates that STEG's profitability is not sufficient. STEG should take some measures to hedge gas prices and exchange rate fluctuations, but STEG does not have the authority to manage risks, and the situation cannot be handled by STEG alone.
	Total assets	9,563,753,285	-21.8%	10,333,347,343	1.1%	10,895,133,784	1.56	0.43	0.99	1.99			
Return on Equity	Net profit for the year	-2,093,505,085		106,409,910		-60,170,126						(5.56)	It is the profitability against equity capital. STEG has already fallen into excessive liabilities, and its equity capital is negative. Insolvency is a condition in which the amount of liabilities exceeds the amount of assets, indicating that STEG is in a difficult financial situation.
	Total equity	-2,341,811,915	NA	-2,219,765,868	NA	-2,279,099,383	8.89	1.31	7.84	6.31			
Gross profit margin	Gross margin	-380,701,779		-298,418,282		156,352,457						37.28	It is the ratio of gross profit to net sales; for STEG, cost of sales exceeds net sales and is negative. It is necessary to bring sales and cost of sales to an appropriate level (e.g., increase the unit price of sales, make efforts to reduce the cost of sales, etc.). Although there will be an improvement in 2020 due to lower natural gas prices, it is still only 3%, which is still low compared to other countries and compared to the average of 24% for the five companies. Normally, some measures should be taken for gas price hedging, which constitutes a large part of the cost of sales, but STEG does not have the risk management authority, and STEG alone is unable to address this issue.
	Revenue	4,534,263,470	-8.4%	5,473,687,548	-5.5%	5,281,721,967	34.32	11.78	12.73	27.03			
Operating profit margin	Operating result	-552,802,401		-544,079,699		133,604,611						6.66	It is an indicator that looks at the profitability of the core business; STEG is not profitable in its core business. Compared to other countries, the average of the five companies in 2020 is 11%, but STEG is still low, as it is only 2.5% even in 2020, the only positive year in the past three years.
	Revenue	4,534,263,470	-12.2%	5,473,687,548	-9.9%	5,281,721,967	18.36	11.94	3.83	16.55			
Ordinary profit margin	Result of activities ordinary before tax	-2,088,257,817		112,721,336		-54,067,416						-	It is the profitability of ordinary income (including non-operating income and expenses); in 2019, it is positive because the company is profitable in Financial charge, which is not its core business. The profitability of ordinary income (including non-operating income and expenses) is the sum of non-operating income and expenses (income and expenses other than the core business, such as interest and foreign exchange gains/losses), and a negative figure indicates that the company is not making a profit. The company has not been able to secure profits.
	Revenue	4,534,263,470	-46.1%	5,473,687,548	2.1%	5,281,721,967	-	-	-	-			

Financial Indicator		STEG						Engie	Enel	Saudi Electricity Co	Jordan Electric Power Co	Tenaga Nasional Bhd	Comments	
		FY2018		FY2019		FY2020								FY2020
Net profit margin	Net profit for the year	-2,093,505,085	-46.2%	106,409,910	1.9%	-60,170,126	-1.1%	(4.25)	4.19	3.05	1.08	8.17	In 2018, the company is in the red, but in 2019, it is back in the black due to a large profit from the financial charge; in 2020, the company is in the red, although the cost of sales may have improved due to lower natural gas prices. A review of electricity prices and costs other than cost of sales are considered necessary.	
	Revenue	4,534,263,470		5,473,687,548		5,281,721,967								
Total assets turnover	Revenue	4,534,263,470	0.5	5,473,687,548	0.5	5,281,721,967	0.5	0.36	0.37	0.14	0.92	0.24		The higher the value of the total asset turnover ratio, the more effectively the assets are being used. STEG is slightly more efficient than other power companies in other countries, but it is possible that STEG is not actively investing in new projects in Tunisia because the country is a monopoly market.
	Total assets	9,563,753,285				10,333,347,343								
Accounts receivable turnover	Revenue	4,534,263,470	2.8	5,473,687,548	3.2	5,281,721,967	2.6	3.78	4.96	1.89	1.64	13.08	The higher the value of the accounts receivables turnover ratio, the shorter the period between sales and the collection of receivables. STEG's accounts receivables turnover ratio is higher than that of power companies in the Middle East (Saudi Electricity Co. and Jordan Electric Power Co.), but there is still room for improvement compared to private companies such as Engie and Enel.	
	Customers and related account	1,602,728,575				1,713,114,106								
Fixed assets turnover periode(month)	Total fixed assets	7,376,526,418	4.6	7,855,564,594	4.6	7,889,407,969	3.9	-	-	-	-	-		The fixed asset turnover period is a measure of how long it takes for a company to recover its investment in fixed assets. The STEG is relatively efficient, with a result of less than five months. STEG can be considered relatively efficient with a result of less than five months, but it could also be that the investment in fixed assets is low to begin with because STEG almost dominates the market and can generate sales without new investment.
	Revenue per month	1,602,728,575				1,713,114,106								

(Source : Rapport annuel 2019,2020 de la STEG (pour la STEG), SPEEDA (pour les autres services publics, en date de février 18 2022).)

**Table 4-8 Solidité financière de la STEG**

Financial Indicator		STEG						Engie	Enel	Saudi Electricity Co	Jordan Electric Power Co	Tenaga Nasional Bhd	Comments
		2018		2019		2020		FY2020					
Current ratio	Current assets	2,187,226,867	47.6%	2,477,782,749	46.1%	3,005,725,815	111.20	82.69	64.37	109.34	96.53	<p>The current ratio is an indicator of the safety of a company and should be above 100%. STEG's current liabilities (mainly payables) are almost twice as large as its current assets (cash and deposits, trade receivables, etc.), and depending on the timing of payments, the company may be short of funds, which could lead to short-term cash flow concerns.</p> <p>Current assets = cash and deposits + trade receivables. Since most of the current assets are cash and deposits and trade receivables, it shows the same trend as the current ratio. This is one of the indicators that looks at the short-term safety of funds, and STEG's average ratio for the past three years has been 42%, indicating that the ratio of current assets to current liabilities is low compared to other companies.</p> <p>The figure is negative because STEG is in a state of excessive debt. Insolvency is a condition in which the amount of liabilities exceeds the amount of assets, indicating that STEG is in a difficult financial situation.</p> <p>This is above the level considered desirable (below 100%). Long-term liabilities are mainly Loan, accounting for nearly half of total liabilities. Taking into account the fact that equity capital is negative, we can see that fixed liabilities are particularly large. In general, it will be necessary to take steps to reduce fixed liabilities.</p>	
	Current liabilities	4,598,626,073		5,372,740,460		5,147,486,794							
Quick assets ratio	Quick assets	1,860,874,817	40.5%	2,056,021,886	38.3%	2,478,517,948	51.48	44.07	50.85	107.11	58.08		
	Current liabilities	4,598,626,073		5,372,740,460		5,147,486,794							
Ratio of non-current assets to equity capital	Non-current assets	7,376,526,418	NA	7,855,564,594	NA	7,889,407,969	321.63	455.08	177.44	338.02	275.16		
	Equity	-2,341,811,915		-2,219,765,868		-2,279,099,383							
Non-current assets to long term capital ratio	Non-current assets	7,376,526,418	148.6%	7,855,564,594	158.4%	7,889,407,969	-	-	-	-	-		
	Equity + Non-current liabilities	4,965,127,211		4,960,606,882		5,747,646,990							

Financial Indicator		STEG						Engie	Enel	Saudi Electricity Co	Jordan Electric Power Co	Tenaga Nasional Bhd	Comments
		2018		2019		2020		FY2020					
Debt-equity ratio	Liabilities	11,905,565,199	NA	12,553,113,210	NA	13,174,233,167	131.07	207.10	45.94	354.07	140.03	The figure is negative because STEG is in a state of excessive debt. Insolvency is a condition in which the amount of liabilities exceeds the amount of assets, indicating that STEG is in a difficult financial situation.	
	Equity	-2,341,811,915		-2,219,765,868		-2,279,099,383							
Degree of indebtedness(leverage)	Loans	6,533,247,267	68.3%	6,345,901,310	61.4%	6,995,835,634	-	-	-	-	-		The IMF's 2021 Country Report also points out that STEG is highly leveraged compared to SOEs in other countries, and the EBRD is providing debt restructuring support.
	Total assets	9,563,753,285		10,333,347,343		10,895,133,784							
Capital-to-asset ratio	Equity	-2,341,811,915	NA	-2,219,765,868	NA	-2,279,099,383	18.90	17.33	51.04	12.48	30.77	STEG has fallen into insolvency. In order to get out of this situation, the company needs to become profitable. Excess liabilities are defined as the amount of liabilities exceeding the amount of assets, which indicates that STEG is in a difficult financial situation. Increasing electricity prices (to increase sales), managing costs by segment, and hedging gas prices and foreign exchange rates (to reduce costs) are essential.	
	Total assets	9,563,753,285		10,333,347,343		10,895,133,784							

※ Les chiffres du revenu net d'autres sociétés du même secteur d'activité utilisent des chiffres avant la déduction du revenu (perte) attribuable aux intérêts non contrôlés.

(Source : Rapport annuel 2019,2020 de la STEG (pour la STEG), SPEEDA (pour les autres services publics, en date du 18 février 2022).)

Les principaux résultats concernant les recettes et les dépenses de la STEG sont les suivants :

### Revenu

Le coût des ventes est supérieur aux recettes jusqu'en 2019, et même si l'on tient compte des subventions, le coût des ventes reste plus élevé. Il est nécessaire d'envisager l'optimisation des tarifs de l'électricité et du gaz en relation avec la réforme des subventions. La STEG n'a pas le droit de déterminer ses tarifs. Le gouvernement travaille avec le FMI pour définir des objectifs tarifaires et les augmenter.

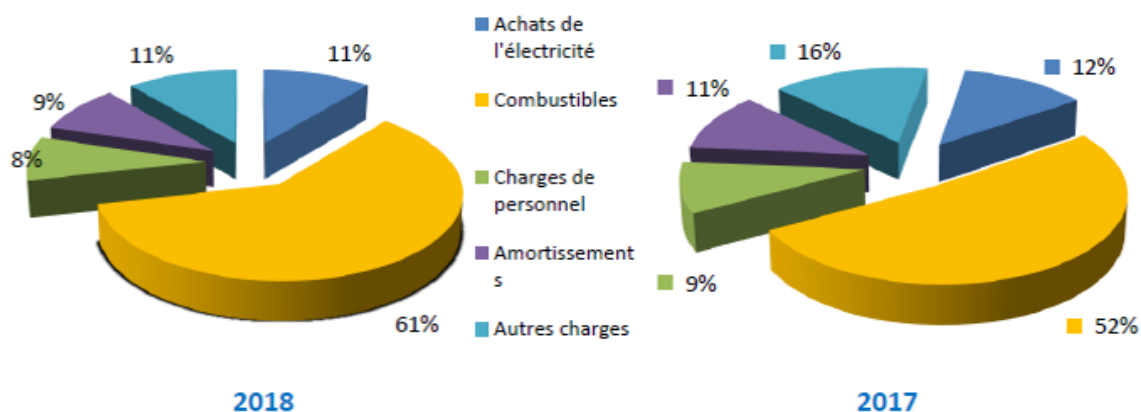
La Banque mondiale continue d'apporter son soutien à la réduction des pertes non techniques.

### Coût

#### i) Activité électricité

D'après le rapport annuel 2018 de la STEG, la structure des coûts de l'activité électricité se présente comme suit. Figure 4-2, le coût du combustible représentant 50 à 60 % du coût total en 2017 et 2018. Selon le document d'évaluation du projet d'amélioration du secteur de l'énergie de la Banque mondiale, le pays est fortement dépendant des importations de combustible (gaz naturel) pour la production d'électricité. La majeure partie du gaz naturel est importée d'Algérie et est libellée en dollars américains.<sup>17</sup>

Quant aux contrats d'achat de gaz, ils sont affectés par les prix du Brent et les taux de change, et par conséquent, les coûts des combustibles sont influencés par les fluctuations des prix internationaux du pétrole et des taux de change.



(Source : Rapport annuel 2018 de la STEG)

**Figure 4-2 Structure des coûts de l'activité électricité de la STEG**

En termes de coûts par segment (c'est-à-dire production, distribution et transport d'électricité), le coût de la production d'électricité est le plus important, représentant 84,2 % du coût total.

<sup>17</sup> Le "Project Appraisal Document" de la Banque mondiale pour le projet d'amélioration du secteur de l'énergie, page 2  
<http://documents1.worldbank.org/curated/en/296941561687292260/pdf/Tunisia-Energy-Sector-Improvement-Project.pdf>



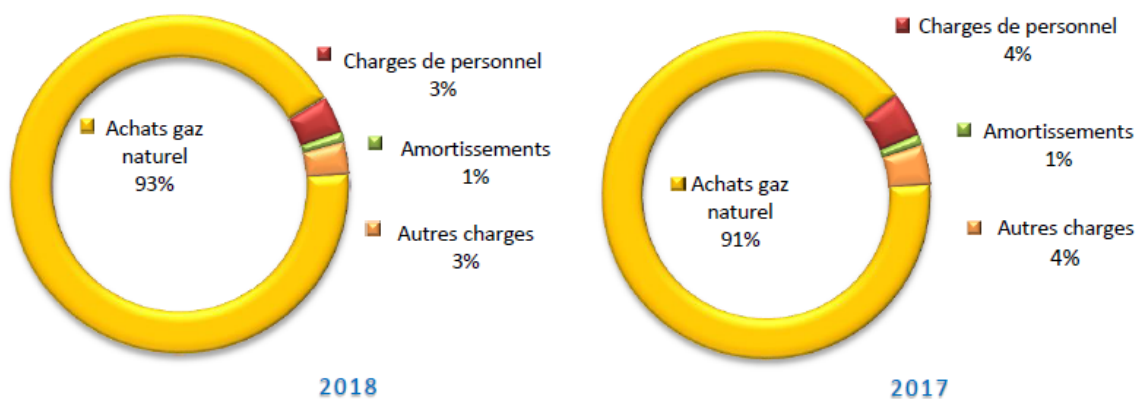
(Source : Rapport annuel 2018 de la STEG)

**Figure 4-3 Composantes du coût de l'activité électrique (production, transport et distribution d'électricité)**

ii) Activité gazière

La structure des coûts liés à l'activité gazière de la STEG (gaz naturel et GPL) est la suivante. Le coût d'approvisionnement représente la majorité du coût total.

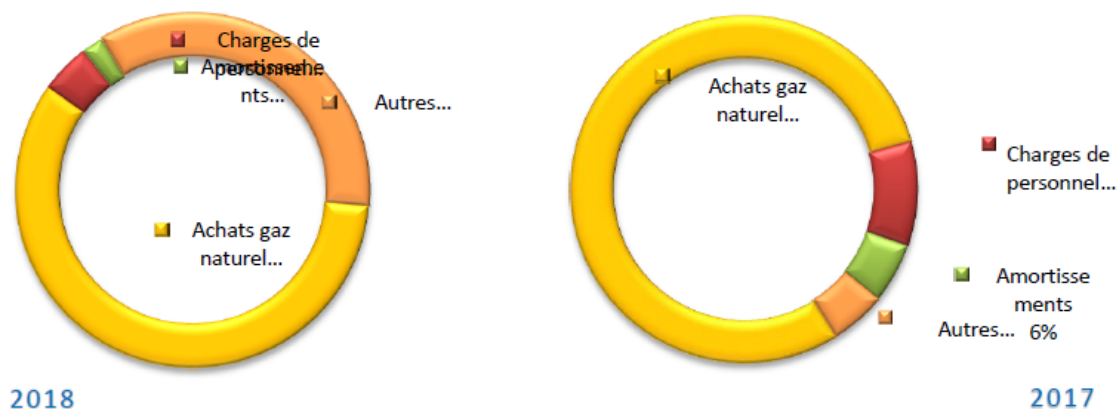
< Gaz naturel >



(Source : Rapport annuel 2018 de la STEG)

**Figure 4-4 Structure des coûts de l'activité gaz naturel de la STEG**

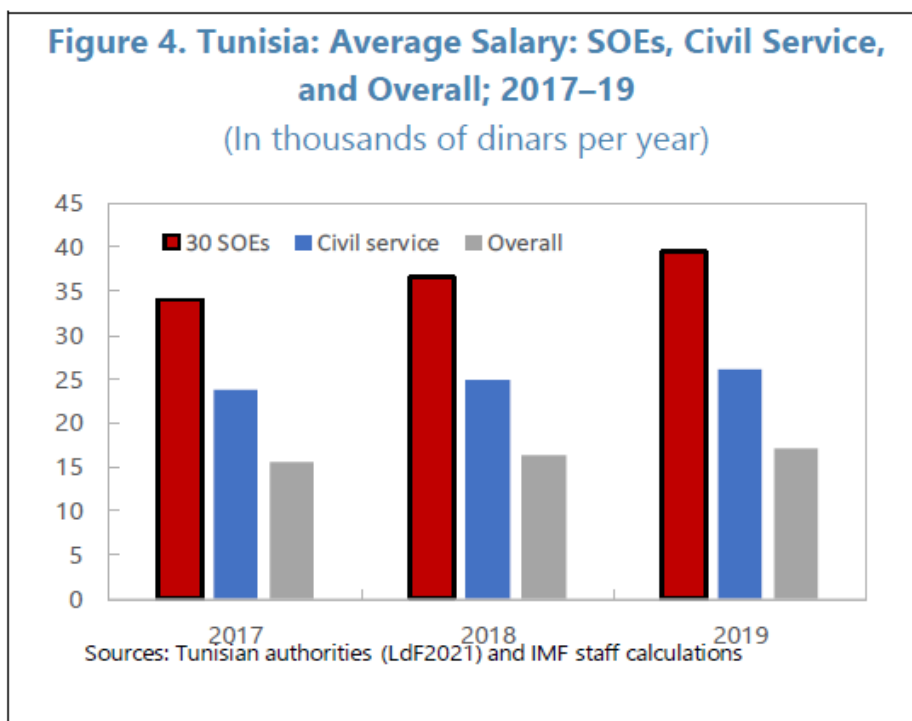
<LPG>



(Source : Rapport annuel 2018 de la STEG)

**Figure 4-5 Structure des coûts de l'activité GPL de la STEG**

Bien que les frais de personnel ne représentent pas une part importante des activités liées à l'électricité ou au gaz, selon le rapport du FMI, les salaires des entreprises d'État sont, en général, plus élevés que ceux des agents publics et augmentent d'année en année. En 2019, il était presque deux fois supérieur au salaire moyen de la nation. Ainsi, il est envisagé que les frais de personnel de la STEG ne soient pas si faibles.



(Source : FMI, "2021 Article IV Consultation - Press Release ; Staff Report ; and Statement by the Executive Director for Tunisia".)

**Figure 4-6 Tunisie : Salaire moyen : Entreprises publiques, fonction publique et ensemble 2017-2019**

### **Charges financières**

Les charges financières de la STEG semblent se composer de gains et de pertes de change et de frais financiers tels que les intérêts sur les prêts. Il est prévu que les gains et pertes de change représentent la majorité des charges financières car les chiffres de chaque année ont tendance à fluctuer fortement.

Alors que les comptes débiteurs sont libellés en dinar tunisien, le compte créditeur pour le carburant est libellé en dollars américains comme mentionné ci-dessus, et 99% des emprunts sont libellés en devises étrangères<sup>18</sup>. Les gains et pertes de change proviennent des différences de devises entre l'actif et le passif.

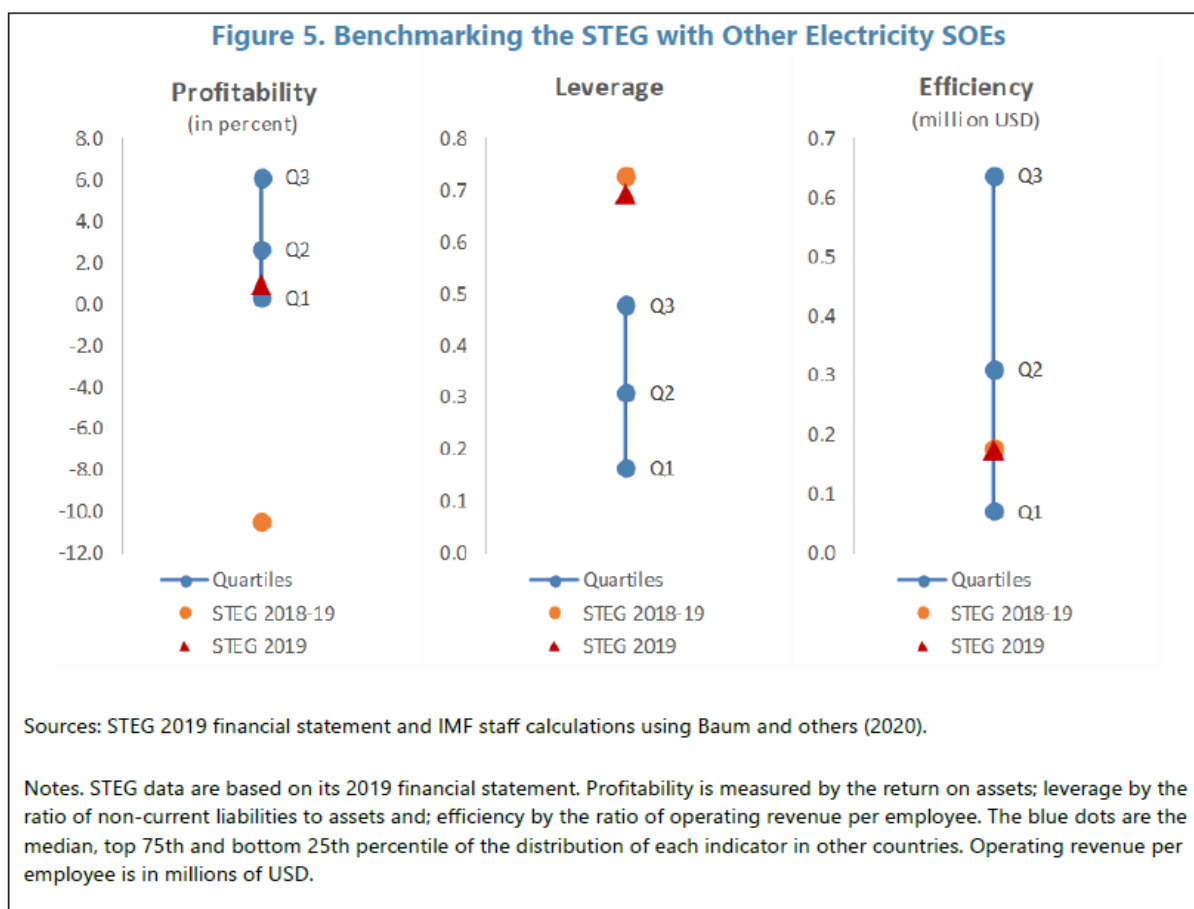
#### **d) Comparaison du FMI avec les entreprises d'électricité d'autres pays**

Le rapport du FMI montre les résultats de son analyse comparative des indicateurs financiers typiques (ROA en tant que rentabilité, passif non courant par rapport à l'actif en tant que levier, revenu d'exploitation par employé en tant qu'efficacité) de la STEG et ceux d'autres entreprises publiques dans 58 pays. Par rapport aux entreprises d'État d'autres pays, la rentabilité et l'efficacité de la STEG sont très faibles, et l'effet de levier est très élevé. Le rapport du FMI mentionne également que la dette totale de la STEG représente 10,6 % du PIB.

---

<sup>18</sup> Banque mondiale, "Project Appraisal Document" (pour le projet d'amélioration du secteur de l'énergie).  
<http://documents1.worldbank.org/curated/en/296941561687292260/pdf/Tunisia-Energy-Sector-Improvement-Project.pdf>





Note : L'effet de levier a été calculé comme "dettes fixes / total des actifs", sur la base de l'analyse ci-dessus. Par contre, le "degré d'endettement (levier)" dans Table 4-8 "Solidité financière de la STEG" est défini comme "prêt / total des actifs".  
(Source : Rapport du FMI)

#### Figure 4-7 Comparaison de la STEG avec d'autres entreprises publiques d'électricité

### (2) Engagements nécessaires pour améliorer la gestion de la STEG

Les mesures suivantes sont considérées comme nécessaires à l'amélioration de la situation financière : (i) fixation appropriée des tarifs de l'électricité et du gaz, (ii) réduction des coûts (amélioration de l'approvisionnement en combustible, etc.), (iii) adoption d'instruments de couverture de change appropriés, et (iv) gestion appropriée du passif, (iii) l'adoption d'instruments de couverture de change appropriés, et (iv) la gestion adéquate des dettes. Toutefois, la BERD et la Banque mondiale sont déjà en train de fournir une assistance et des recommandations pertinentes. Il est souhaitable d'explorer en permanence les possibilités d'assistance de la JICA en coordination avec la Banque mondiale et la BERD.

## Chapitre 5 Stabilisation du système électrique pour l'introduction massive d'énergies renouvelables variables

### 5.1 Prospective des fluctuations de fréquence et de tension lors de l'introduction d'énergies renouvelables à masse variable et identification des problèmes

#### 5.1.1 Enjeux de l'introduction massive des énergies renouvelables variables

Au cours des dernières années, les énergies renouvelables variables (ci-après dénommées "ERV (énergies renouvelables variables)"), telles que la production d'énergie photovoltaïque (PV) et la production d'énergie éolienne (WT), dont la quantité d'énergie produite fluctue fortement, ont été introduites dans le monde entier. . Surtout dans le système, la fluctuation de fréquence devient excessive, ce qui est un problème immédiat. Les deux points suivants provoquent la fluctuation de fréquence.

##### (1) Fluctuation de fréquence du système d'alimentation

Si le VRE, une sortie de production fluctuante (photovoltaïque (PV) et éolienne (WT)), se connecte massivement au système d'alimentation électrique, la fluctuation de la puissance de sortie se chevauchera avec la fluctuation de charge du système, ce qui entraînera une fluctuation de charge plus importante et une augmentation. de la fluctuation de fréquence.

Afin de vérifier la fluctuation de fréquence lorsqu'un grand nombre d'ERV sont connectés au système électrique, les conditions suivantes sont importantes pour calculer la fluctuation de fréquence sur une courte période dans des conditions normales..

- taille de la fluctuation de la charge électrique
- taille de la fluctuation de la sortie PV & WT

Afin d'obtenir des résultats quantitatifs précis, il est nécessaire que ces tailles soient raisonnables. Bien sûr, si ces tailles sont grandes, des résultats sévères seront obtenus.

Cependant, pour le moment, il est difficile de prédire avec précision ces tailles à l'avenir.

Par conséquent, pour éviter de sous-estimer le risque d'augmentation de la fluctuation de fréquence, le réglage de la fluctuation de charge de puissance et de la fluctuation de sortie du VRE dans une certaine mesure est considéré comme un choix rationnel.

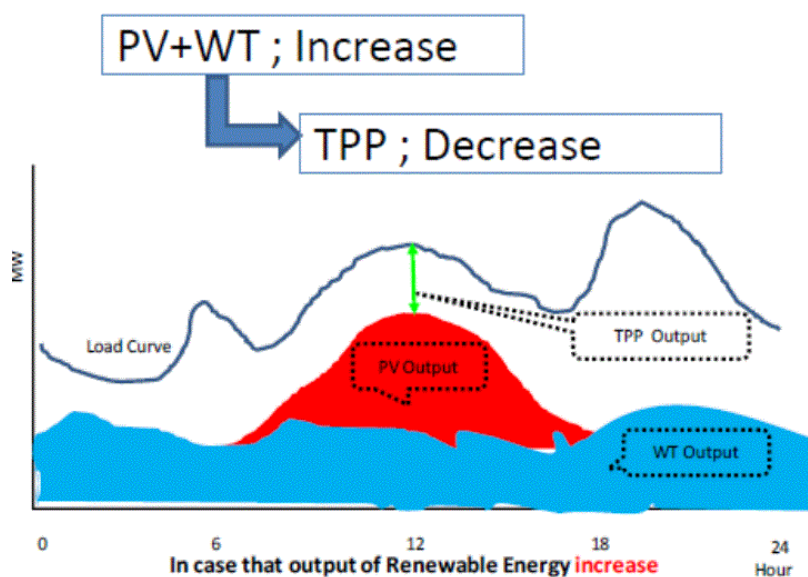
Sur la base de ce qui précède, considérant que cette étude est une étude de faisabilité préalable, l'équipe d'étude a défini la fluctuation de charge et la fluctuation de sortie ne deviennent pas trop faibles.

##### (2) Diminution de la production du TPP

Lorsqu'un grand nombre d'ERV sont connectés au réseau, la production (MW) des centrales thermiques (TPP), qui ont la fonction de régulation de fréquence, doit être supprimée afin d'équilibrer l'offre et la demande, et le rapport (%) de la production d'énergie thermique par rapport à la capacité du réseau diminue.

Comme le montrent l'équation et la figure suivantes, la sortie du générateur d'énergie thermique (TPP) diminue à mesure que la sortie PV et WT augmente.

Charge de demande = TPP + PV + WT + autres (PSPP, BESS)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-1 Courbe de charge**

Pendant les jours de vacances, la charge de demande de puissance est faible et la sortie de PV (+ WT) est importante, de sorte que le rapport de la sortie du TPP diminue et la capacité de réglage de la fréquence diminue.

Par conséquent, on suppose que le risque d'augmentation de la fluctuation de fréquence augmente pendant la journée des vacances, et on suppose que la journée des vacances est le cas le plus grave dans lequel le calcul de la fluctuation de fréquence doit être exécuté.

### 5.1.2 Caractérisation de plusieurs mesures de stabilisation du système électrique

- (1) Introduction du système de stockage d'énergie (centrale à accumulation par pompage (PSPP), système de batterie de stockage (BESS))

Afin d'atteindre l'objectif du gouvernement tunisien d'une part de 30% d'énergies renouvelables dans l'approvisionnement en électricité d'ici 2030, il est considéré comme réaliste de compléter avec le PSPP ou la centrale hydroélectrique à accumulation par pompage à vitesse réglable (ASPSPP) et le BESS comme mesure pour réduire la fréquence pouvoir d'ajustement en raison de la diminution de la quantité d'exploitation de la puissance thermique et des générateurs hydroélectriques. En Tunisie, il existe un plan pour introduire l'ASPSPP qui a une capacité d'ajustement de fréquence pendant la production d'électricité et le pompage, ce qui est efficace comme mesure contre les fluctuations de fréquence associées à l'introduction massive d'ERV. Cependant, il faut environ 10 ans pour démarrer l'exploitation, et il n'est pas possible de faire face aux problèmes immédiats.

D'autre part, le BESS peut être introduit en un an environ, et il est possible de définir des contre-mesures telles que le contenu et les spécifications du plan, reflétant la situation la plus récente. De plus, comme il y a peu de restrictions sur l'emplacement de l'installation, il y a un avantage qu'il peut contribuer à améliorer la fiabilité du système d'alimentation en l'installant à un endroit où non seulement le contrôle de la fréquence mais aussi le contrôle de la tension et le contrôle du flux de puissance sont nécessaires. De plus, bien qu'il ne soit pas adapté à une grande capacité, il présente l'avantage de pouvoir être installé avec une petite capacité et de pouvoir être déplacé. De plus, l'effet d'ajustement de fréquence du BESS ne dépend pas de l'emplacement d'installation sur le système électrique. Par conséquent, afin de tirer le meilleur parti de la multifonction de BESS, il est possible de proposer des mesures telles que la sélection de points pour tirer le meilleur parti de la fonction de réglage de tension du BESS. Comme nous le verrons plus loin, le poste MDHILLA sur la rive nord du lac Chott el Djerid au centre de la Tunisie fait actuellement partie des sites potentiels prometteurs.

Bien qu'il existe de nombreux exemples d'application pratique du contrôle de fréquence par le BESS dans le monde, il est nécessaire de mettre en œuvre le contrôle de fréquence en tenant compte de l'état d'introduction des VRE et des caractéristiques de chaque région. Il ne suffit donc pas d'introduire simplement un produit à usage général, et un réglage fin est nécessaire notamment pour la méthode de contrôle.

Par conséquent, il est important d'accumuler de telles données en Tunisie, où il n'y a pas d'accumulation de valeurs mesurées à courte période des valeurs de fluctuation de la demande de puissance et des valeurs de fluctuation de la production PV / WT. En d'autres termes, il est souhaitable de viser à établir un procédé de contrôle de fréquence efficace utilisant BESS et ASPSP en mesurant diverses données et en renvoyant les résultats même après l'introduction de l'équipement de stockage d'énergie.

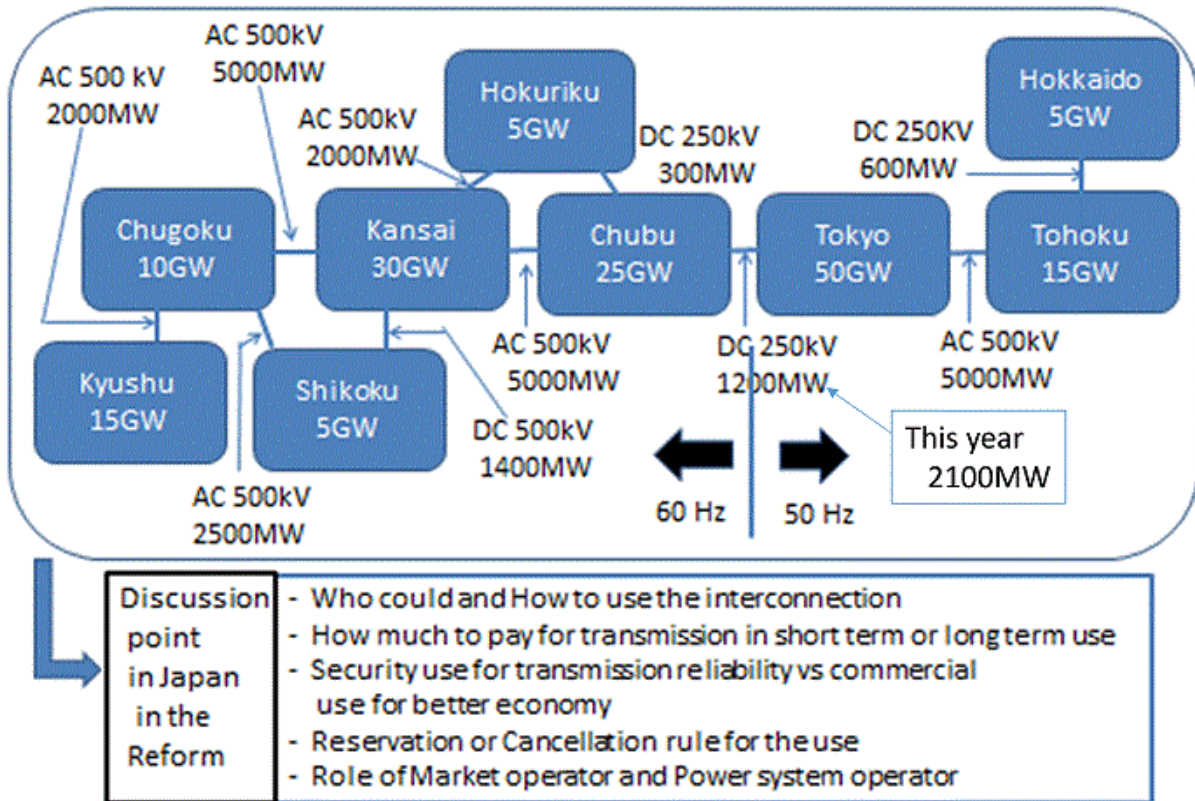
## (2) Renforcement de l'interconnexion internationale des réseaux

Le renforcement de la ligne d'interconnexion internationale est un moyen efficace pour faire face au problème de fluctuation de fréquence lié à l'introduction massive d'ERV, mais les risques politiques doivent être pris en compte. Premièrement, du point de vue de la sécurité énergétique, il est important de garantir la capacité d'ajustement des fréquences du pays.

Bien qu'il existe deux systèmes d'interconnexion entre l'Algérie et la Libye, l'interconnexion avec la Libye a cessé ses fonctions et l'utilisation de l'interconnexion entre l'Algérie a été relativement faible pour certaines raisons. La situation semble être celle d'il y a environ 30 ans au Japon lorsque les transactions entre les services publics étaient relativement faibles. Dans le cas du Japon, parallèlement au développement des interconnexions et à l'introduction d'un mécanisme de marché (réforme du secteur de l'électricité), accélérer la réforme de l'exploitation du système électrique.

Ici, l'histoire du développement de l'interconnexion est expliquée et son implication pour la Tunisie est brièvement prospectée.

### Interconnection among the utilities in Japan at present



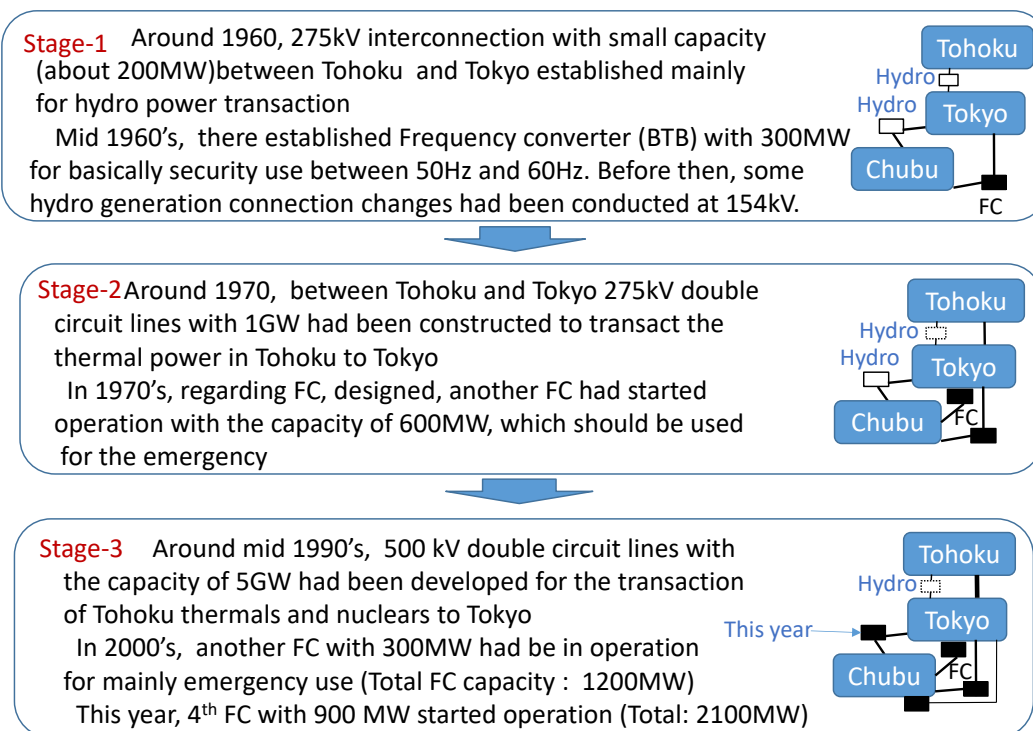
(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-2 Interconnexion entre les services publics au Japon à l'heure actuelle**

Chaque service public qui contrôle la fréquence est presque de la même taille que la capacité du système dans l'ENTSO (European Network of Transmission System Operators) et l'interconnexion entre les services publics joue presque le même rôle que l'interconnexion internationale. Il ne doit y avoir aucune opération de boucle CA pour éviter le problème de flux de boucle comme indiqué ci-dessus.

Historiquement, les interconnexions ont été renforcées avec une approche pas à pas. Dans le cas du système d'alimentation électrique de Tokyo, le développement des interconnexions est illustré ci-dessous.

**Brief history on the development of the interconnection surrounding TEPCO**



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-3 Bref historique du développement de l'interconnexion autour de TEPCO**

Tokyo et Tohoku se composent du même système de fréquence, et les systèmes ont été connectés avec des interconnexions AC tout en évitant le flux de boucle.

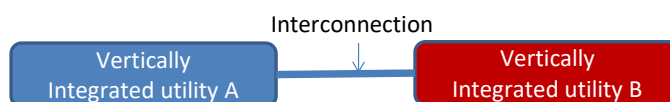
Tokyo et Chubu se composent de 50 et 60Hz pour des raisons historiques, leurs interconnexions ont été développées par le système DC (stations de conversion de fréquence).

L'utilisation des interconnexions a été transformée avec le secteur de l'électricité, comme indiqué ci-dessous.

## History on the development of Transaction through Interconnections-1

Utilities in Japan gradually have developed interconnection operation

➤ Before Deregulation : 5 type of transactions as shown below had been gradually developed.

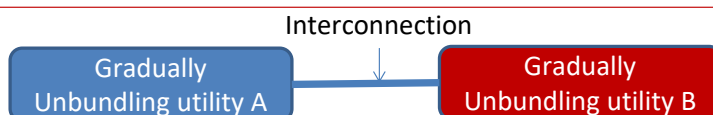


Transactions between A and B (Red: mainly generation dept., Blue: mainly operation dept.)

- ✓ a. Long-term\* contracted transactions (\*usually more than 10 years)  
such as Development of large generation plants to improve economy agreed by A and B
- ✓ b. Annual\* base contracted transaction (\*contracted in each year)  
such as to deal with the prospected short or surplus of generation powers in the year
- ✓ c. Economic improvement transaction ( daily basis)  
In such case that generation reduction in A and generation increase B should bring about improvement in generation operation economy
- ✓ d. Emergency transaction (at any time if required, usually in short time (within several hours)  
In such case that unexpected large generation plant shut-down could cause power shortage
- ✓ e. Power system operation adjustment power between A and B  
In such case that to deal with the mismatch brought by the frequency controls in A and B

## History on the development of Transaction through Interconnections-2

Utilities in Japan gradually have coped with new interconnection operation matched with the Reform requirements such as market transactions



➤ After Deregulation (Introduction of the market mechanism):

(1) Right after the introduction of the deregulation

“ c. Economic improvement transaction (daily basis)” could be joined by new suppliers  
Rest of 4 type transactions were conducted among the incumbent entities

(2) Some years after the introduction of the deregulation

- “ a. Long-term contracted transactions by new suppliers “ were admitted
- “ b. Annual base contracted transactions by the incumbents “ were abolished and over the counter (OTC\*) transaction in the power exchange market was introduced to realize higher transparency (\* Market Operator in Egypt seems to be OTC)
- “ c. economic improvement transaction were transformed into day-ahead spot-market in the power exchange market to realize higher market mechanism

(3) Latest situations

Transaction through interconnection could be conducted in the day ahead spot-market. Financial Transmission Right (FRT) is available for avoiding the contractual risks between the entity in A and the one in B. Ancillary service sharing for RE.

(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-4 Historique du développement de la Transaction par Interconnexions**



Comme indiqué ci-dessus, afin d'utiliser efficacement le commerce de l'électricité à l'ère de l'introduction massive des VRE, non seulement le renforcement des lignes d'interconnexion, mais également l'introduction de mécanismes de marché et d'autres réformes du secteur de l'électricité ont été mis en œuvre. Par conséquent, même en Tunisie, il devrait être modifié non seulement en renforçant la ligne d'interconnexion internationale, mais aussi en réformant le secteur de l'énergie électrique, comme l'introduction de mécanismes de marché nationaux et inter-pays. L'opérateur du système électrique et les planificateurs doivent donc se préparer aux incertitudes dans les transactions d'électricité en Tunisie tout en définissant les règles d'utilisation du système électrique appropriées pour éviter les effets néfastes sur le bon fonctionnement du système électrique.

Du point de vue du maintien de la sécurité du système électrique, il existe un principe de base selon lequel lorsqu'un accident de système se produit dans un système, les autres systèmes peuvent ouvrir leurs points d'interconnexion dans le but d'empêcher l'accident de se propager et de s'effondrer ensemble. Par conséquent, il est nécessaire de renforcer le niveau de sécurité de chaque système après la déconnexion dans chaque système interconnecté en tant que renforcement mutuel de chaque système électrique. En particulier dans le cas du réseau AC, les gestionnaires de réseau électrique doivent être préparés au pire scénario de fonctionnement du système autonome après la déconnexion du réseau AC afin d'empêcher la propagation des accidents de réseau. Dans le cas des interconnexions CC, un système dit de « contrôle de modulation de puissance » avec le système de contrôle CC conventionnel pourrait être appliqué pour renforcer le niveau de sécurité du système électrique. Par exemple, dans certains systèmes DC au Japon, système d'alimentation de secours activant l'alimentation en quelques centaines de millisecondes pour répondre à la chute rapide et profonde de la fréquence dans le système. Dans un autre exemple, le système de contrôle automatique de fréquence en fonctionnement normal a été fixé dans le système de contrôle à courant continu pour fournir les services auxiliaires d'un système à l'autre.

Les planificateurs du système électrique tunisien ainsi que les opérateurs pourraient tirer parti de telles expériences au Japon comme décrit ci-dessus et réaliser les fonctions d'interconnexion les plus appropriées tout en évitant les éventuels effets négatifs causés par l'interconnexion.

### 5.1.3 Méthodologie de l'étude pour la stabilisation du système électrique (nécessité du BESS)

Le problème des fluctuations de fréquence accrues dues à l'introduction massive de PV / WT est l'augmentation des sources de fluctuation de sortie et la diminution du volume de fonctionnement des générateurs thermiques et hydroélectriques qui peuvent supprimer et contrôler les fluctuations de fréquence. Le renforcement des interconnexions internationales est un moyen efficace de résoudre le problème de fluctuation de fréquence associé à l'introduction massive des ERV, mais les risques politiques doivent être pris en compte. Premièrement, du point de vue de la sécurité énergétique, il est essentiel de sécuriser la capacité d'ajustement de fréquence du pays. L'ajout d'un système de production d'électricité par pompage (PSPP), d'un système de production d'électricité par pompage à vitesse variable (ASPP) ou d'un BESS serait faisable. Cependant,



D'autre part, le BESS peut être introduit en un an environ, et des mesures telles que le contenu et les spécifications du plan peuvent être définies pour refléter la situation la plus récente. De plus, comme il y a peu de restrictions sur l'emplacement d'installation, il y a un avantage qu'il peut contribuer à améliorer la fiabilité du système d'alimentation en l'installant dans un endroit où non seulement le contrôle de la fréquence mais aussi le contrôle de la tension et le contrôle du flux de puissance sont nécessaires. . Pour cette raison, dans cette enquête, nous avons examiné le plan de réseau existant et le plan de développement de l'énergie, examiné les mesures de stabilisation du réseau pour l'introduction massive d'ERV sur la base du plan existant et la possibilité d'une installation distribuée du BESS.

#### 5.1.4 Éléments de l'étude pour la stabilisation du système électrique

##### (1) Examen du plan du système électrique / plan de développement de l'énergie

Confirmer le plan système existant avec la STEG et évaluer sa validité et ses enjeux.

Recevez les données du plan d'alimentation pour 2026 et 2030 de la STEG et confirmez l'état du plan. Les informations ont également été traitées afin que l'équilibre entre l'offre et la demande puisse être examiné. Sur la base de ces données, nous avons effectué une simulation de l'offre et de la demande. La fiabilité de l'approvisionnement pour chaque année a été calculée et évaluée.

##### (2) Etude des contraintes de cycle court

Au fur et à mesure que la quantité de PV et de WT introduite dont la production fluctue fortement avec les changements de temps augmente, le nombre de générateurs thermiques et hydroélectriques en fonctionnement et le rapport des générateurs thermiques et hydroélectriques diminueront, et la capacité d'ajustement de fréquence diminuera. Par conséquent, la fréquence fluctue considérablement, ce qui peut entraîner une détérioration de la qualité de l'alimentation et des dommages aux équipements de production d'électricité.

Afin de maintenir correctement la fréquence, il est nécessaire d'effectuer un contrôle de fréquence en fonction de la demande de puissance et de l'amplitude et du cycle des fluctuations de sortie PV / WT. Afin d'évaluer un tel phénomène, une simulation de fluctuation de fréquence couvrant la zone de contrôle du régulateur sans régulateur (GF) et du contrôle de la fréquence de charge (LFC) est principalement requise.

En tant qu'outil de simulation de fluctuation de fréquence, le "modèle standard de simulation d'alimentation et de demande/fréquence d'énergie" de l'Institute of Electrical Engineers du Japon est utilisé si nécessaire. De plus, comme il est important de prendre en compte le rapport cyclique, qui a un effet important sur la durée de vie du BESS, il est nécessaire de régler la fréquence de contrôle et la sensibilité de contrôle de manière appropriée.

### (3) Examen des contraintes de longue période

Lors de la formulation d'un plan de développement électrique à long terme qui suppose l'introduction massive de PV / WT, il est nécessaire de prendre en compte ses caractéristiques de sortie temporelles et ses caractéristiques de sortie saisonnières, et il est important de formuler un plan d'alimentation électrique économique toutes les 8 760 heures par an. .

#### 1) Examen et analyse des prévisions de la demande d'électricité

Organisez les documents connexes et passez en revue les informations historiques sur la demande d'électricité.

- La demande d'énergie électrique (toutes les heures, un an) a été évaluée et analysée, et le futur profil de charge (heure de pointe, facteur de charge, etc.) a été évalué.
- Le taux de croissance et le facteur de charge de la demande prévue ont été examinés.

#### 2) Examen, analyse et recommandations du plan de développement électrique à moyen et long terme

Obtenir les derniers plans de développement à moyen et long terme pour la production, le transport / sous-station et la distribution, et confirmer le contenu de chaque nouveau plan de développement et de rénovation en veillant à la cohérence mutuelle.

Lors de l'examen et de l'analyse du plan de développement énergétique, la capacité d'approvisionnement réelle, y compris PV / WT, sera évaluée en fonction de la situation réelle telle que la diminution de la capacité d'approvisionnement due à la détérioration due au vieillissement, etc., et si nécessaire, un plan de révision sera être proposé.

Par ailleurs, des simulations d'équilibrage offre/demande seront réalisées sur la base de la prévision de la demande et du plan de développement électrique. Il est proposé qu'un plan de développement révisé qui tienne compte de l'excès et de l'insuffisance de la capacité d'approvisionnement nécessaire pour garantir la valeur cible de fiabilité de l'approvisionnement (par exemple, LOLE 24 heures) pour l'année cible prévue. Pour l'analyse, le programme de simulation d'équilibrage offre/demande PDPAT II est utilisé, qui peut analyser le fonctionnement de l'alimentation électrique la plus économique toutes les 8 760 heures par an.

### (4) Évaluation de la nécessité du contrôle de la tension du système et du contrôle du flux de puissance (examen de l'arrangement distribué BESS)

Évaluez la possibilité d'une installation distribuée de BESS à partir de la nécessité d'un contrôle de la tension du système et d'un contrôle du flux de puissance.

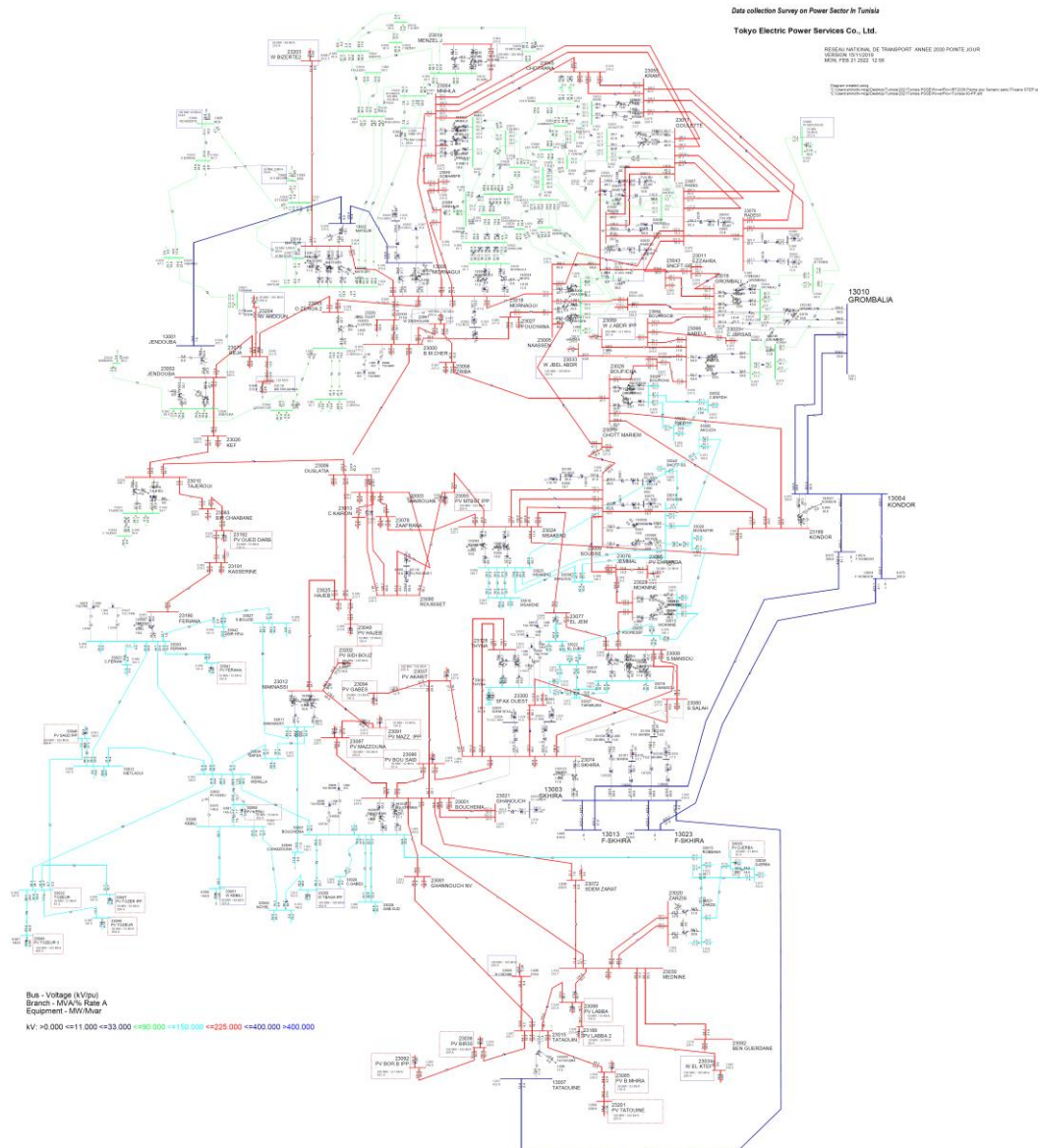
### (5) Évaluation économique des mesures de stabilisation du système

Une analyse économique des mesures de stabilisation du réseau doit être effectuée.

## 5.2 Examen pour planification du réseau électrique

### 5.2.1 Contraintes du réseau de transport (c'est-à-dire : pénurie de capacité de transport)

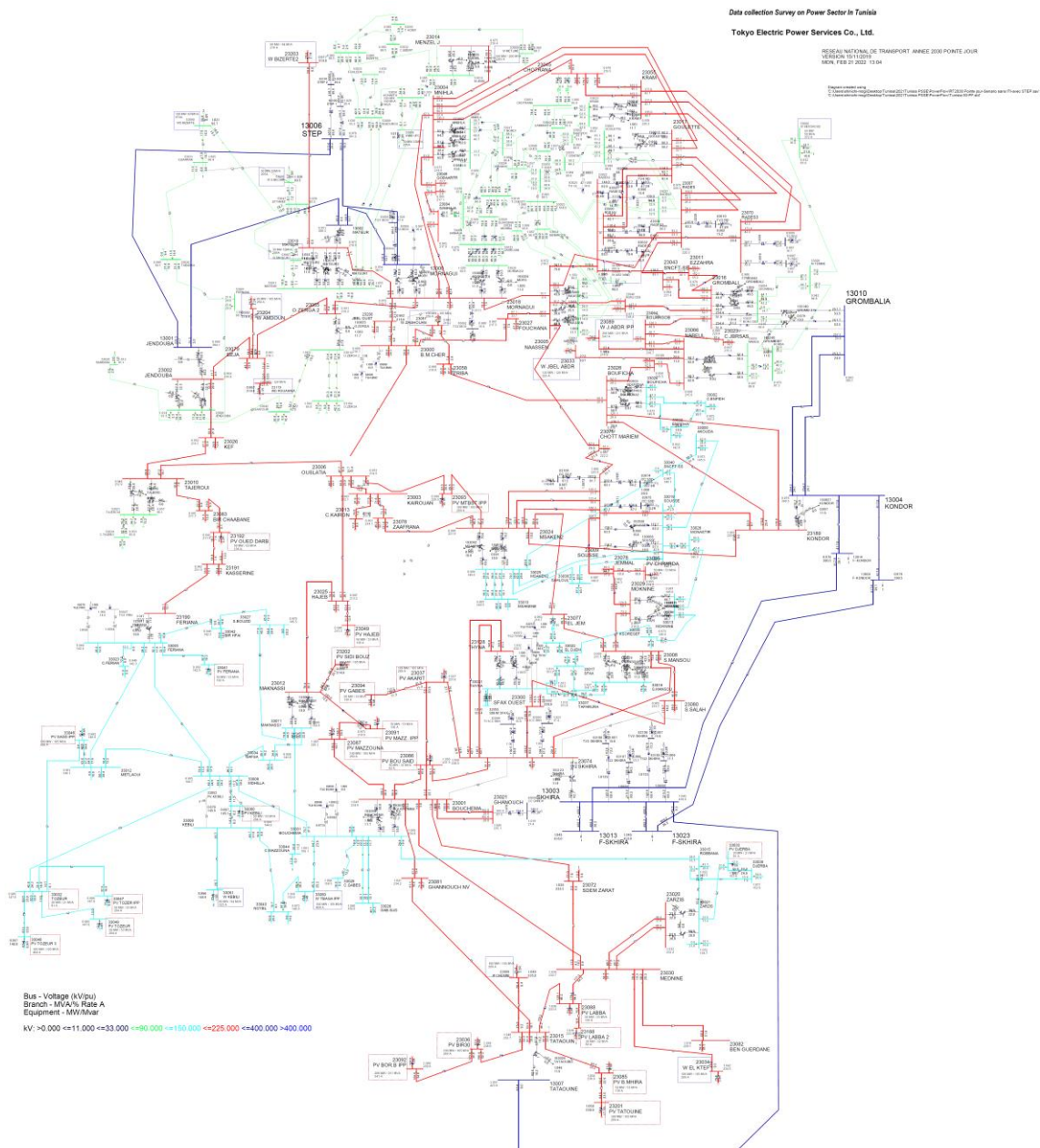
Les données d'analyse du système électrique à la pointe de charge en 2026 et 2030 (avec/sans PSPP) intégrant les plans de développement de production de VRE et PSPP ont été fournies par la STEG en août 2021. Suite au calcul du flux de puissance pour eux, il n'y avait pas d'équipement qui seraient surchargés (c'est-à-dire : manque de capacité de transport) même en cas d'éventualité d'un accident d'équipement unique N-1. Par conséquent, on considère qu'une planification de transmission correspondant au développement de l'alimentation électrique a été faite de manière appropriée. エラー! 参照元が見つかりません。 et エラー! 参照元が見つかりません。 montrent les résultats du calcul du flux de puissance en 2030 (sans/avec PSPP) à charge maximale lorsque tous les équipements sont sains. (Voir ANNEXE 5-1 et 5-2 pour plus de détails)



(Source équipe d'enquête JICA)

Carte détaillée : ANNEXE 5-1

Figure 5-5 Diagramme de flux de puissance en 2030 sans PSPP



(Source équipe d'enquête JICA)

Carte détaillée : ANNEXE 5-2

Figure 5-6 Diagramme de flux de puissance en 2030 avec PSPP

## 5.2.2 Stabilité transitoire

En utilisant les données du réseau reçues de la STEG en août 2021, l'équipe d'étude a examiné le synchronisme de l'alternateur synchrone en cas d'accident de court-circuit triphasé dans la ligne de transmission en 2026 et 2030. Les données dynamiques des alternateurs synchrones nouvellement ajoutés a été supposé et a été ajouté aux données au moment de l'étude METI en 2019. Les modèles d'ERV ont été représentés comme des modèles de charge à courant constant négatif. Pour les charges générales, la composante de puissance active a été traitée comme un modèle à courant constant et la composante de puissance réactive a été traitée comme un modèle à admittance constante.

La ligne de transmission avec la plus grande différence de phase aux deux extrémités de la ligne de transmission a été ciblée pour l'accident. Il a été examiné pour les systèmes 400kV, 225kV et 150kV respectivement. Dans ces simulations, comme le montre

pour エラー! 参照元が見つかりません。 , l'angle d'oscillation des générateurs a convergé et il n'y a eu aucun problème en termes de stabilité transitoire, comme indiqué dans Table 5-1.

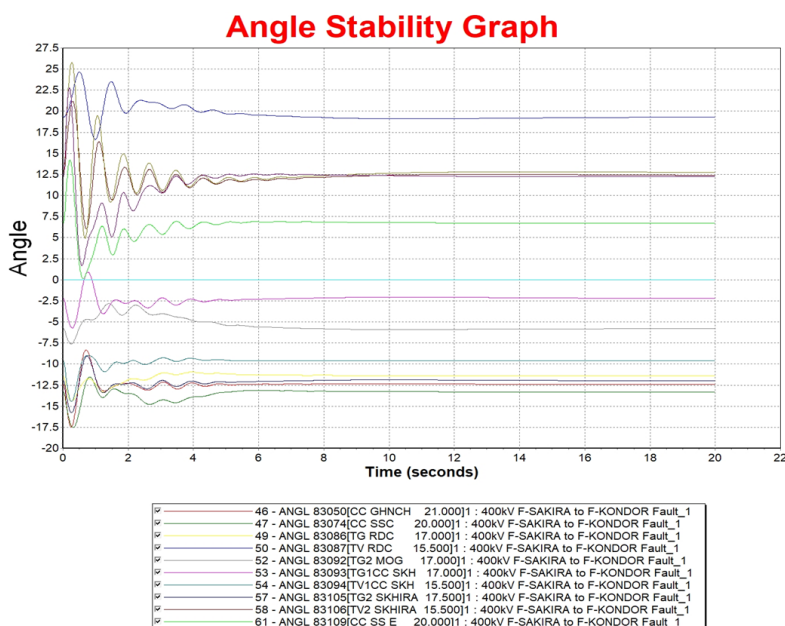
**Table 5-1 Résultats de la simulation de stabilité transitoire (résumé)**

An	PSPP	Ligne de transmission cible dans un défaut de circuit						Genre de faute	Temps d'élimination des défauts (sec)	Résultats de la simulation
		Tension	du point (côté défaut)			au point final				
2026		400 kV	13013	F-SKHIRA	-	13014	F-KONDOR	Court-circuit triphasé	0,07	Stable
		225 kV	23008	S.MANSOU	-	23074	SKHIRA	Court-circuit triphasé	0,07	Stable
		150 kV	33001	BOUCHEMA	-	33009	MDHILLA	Court-circuit triphasé	0,14	Stable
2030	sans pour autant	400 kV	13013	F-SKHIRA	-	13014	F-KONDOR	Court-circuit triphasé	0,07	Stable
		225 kV	23008	S.MANSOU	-	23074	SKHIRA	Court-circuit triphasé	0,07	Stable
		150 kV	33001	BOUCHEMA	-	33009	MDHILLA	Court-circuit triphasé	0,14	Stable
2030	avec	400 kV	13013	F-SKHIRA	-	13014	F-KONDOR	Court-circuit triphasé	0,07	Stable
		225 kV	23008	S.MANSOU	-	23074	SKHIRA	Court-circuit triphasé	0,07	Stable
		150 kV	33001	BOUCHEMA	-	33009	MDHILLA	Court-circuit triphasé	0,14	Stable

(Source équipe d'enquête JICA)



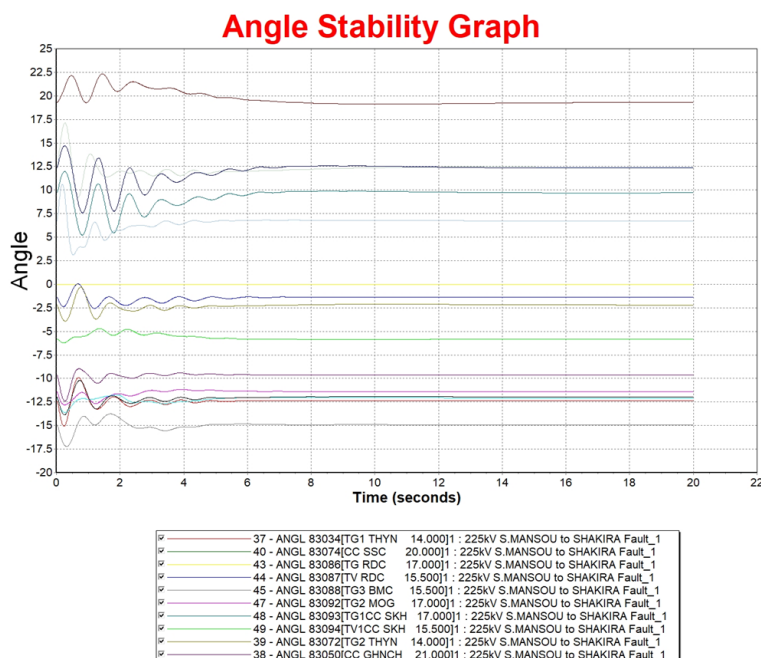
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
13013	F-SKHIRA 400.00	13014	F-KONDOR 400.00	1	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-7 Simulation de stabilité transitoire en 2026 (ligne de transmission 400 kV)**

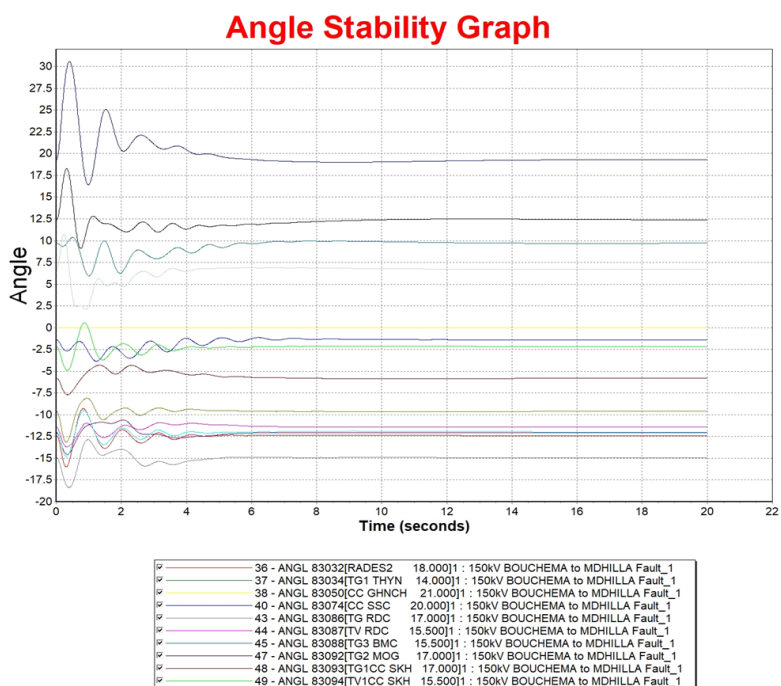
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
23008	S.MANSOU 225.00	23074	SKHIRA 225.00	2	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-8 Simulation de stabilité transitoire en 2026 (ligne de transmission 225 kV)**

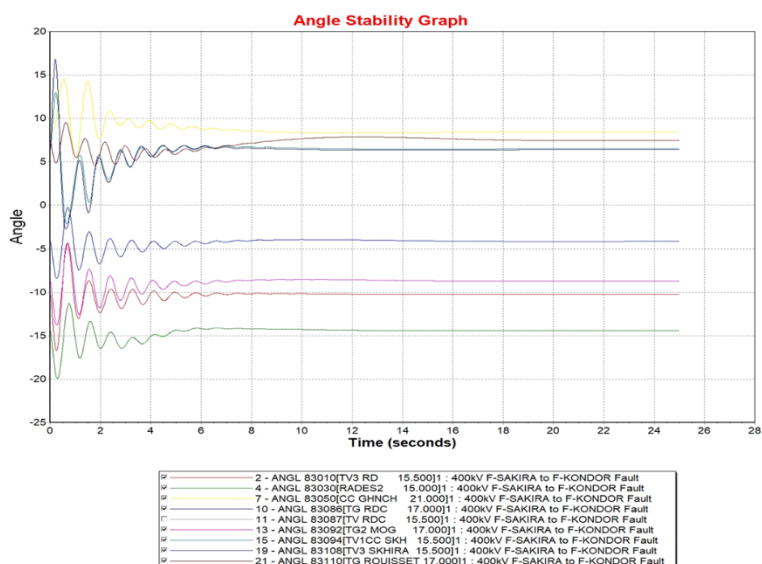
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
33001	BOUCHEMA 150.00	33009	MDHILLA 150.00	1	3 Phase Short Circuit	0.14 second



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-9 Simulation de stabilité transitoire en 2026 (ligne de transmission 150 kV)**

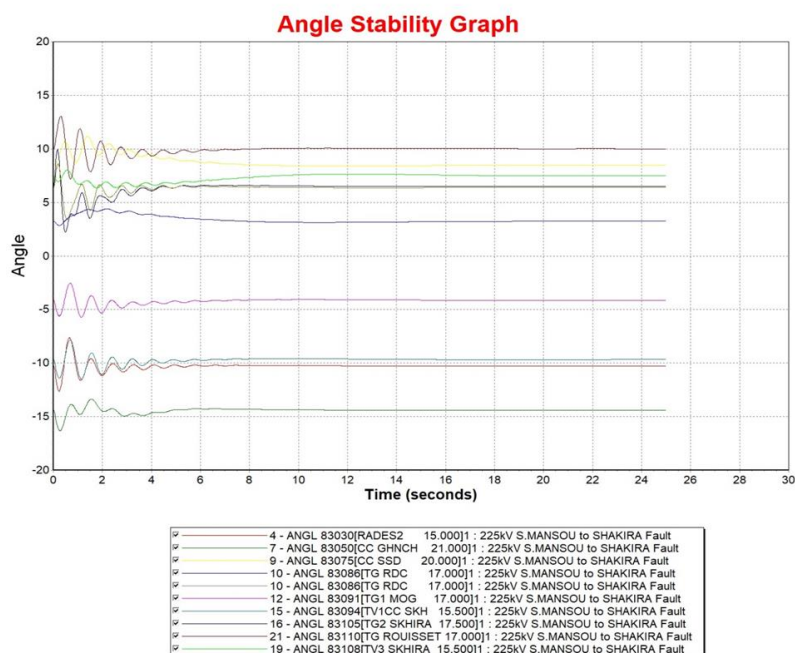
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
13013	F-SKHIRA 400.00	13014	F-KONDOR 400.00	1	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-10 Simulation de stabilité transitoire en 2030 sans PSPP (ligne de transmission 400 kV)**

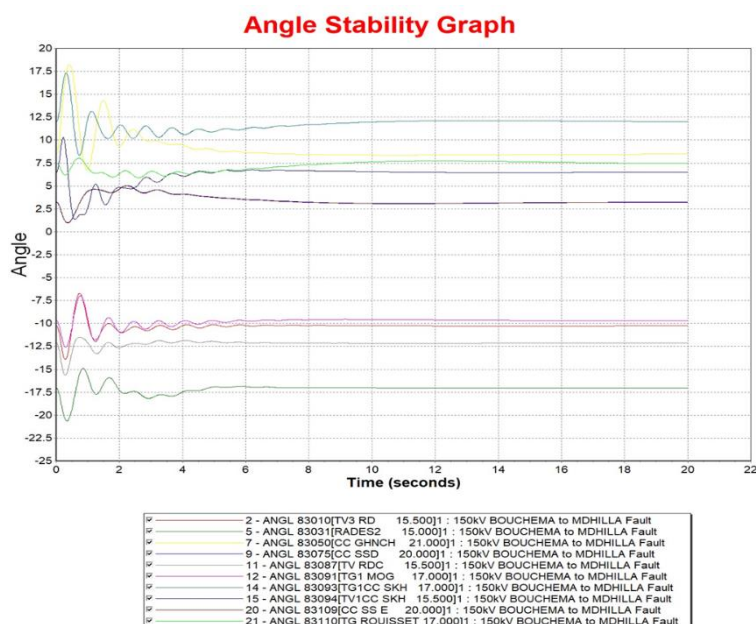
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
23008	S.MANSOU 225.00	23074	SKHIRA 225.00	2	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-11 Simulation de stabilité transitoire en 2030 sans PSPP (ligne de transmission 225 kV)**

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
33001	BOUCHEMA 150.00	33009	MDHILLA 150.00	1	3 Phase Short Circuit	0.14 second

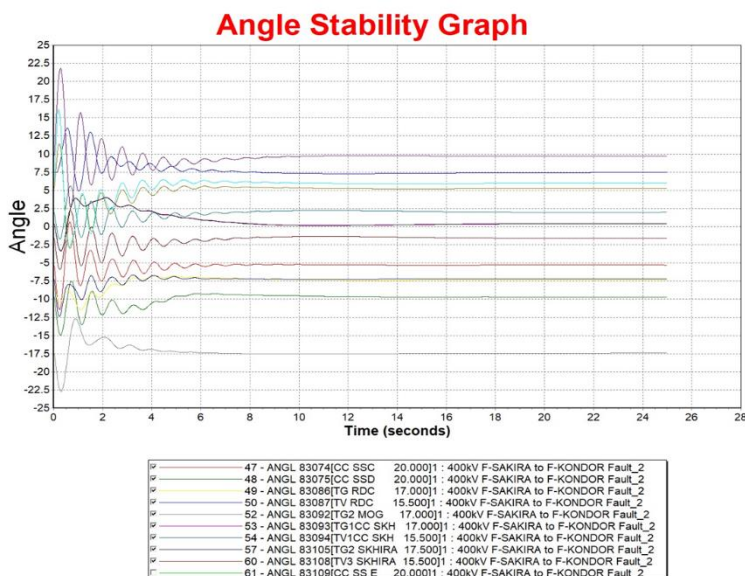


(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-12 Simulation de stabilité transitoire en 2030 sans PSPP (ligne de transmission 150 kV)**



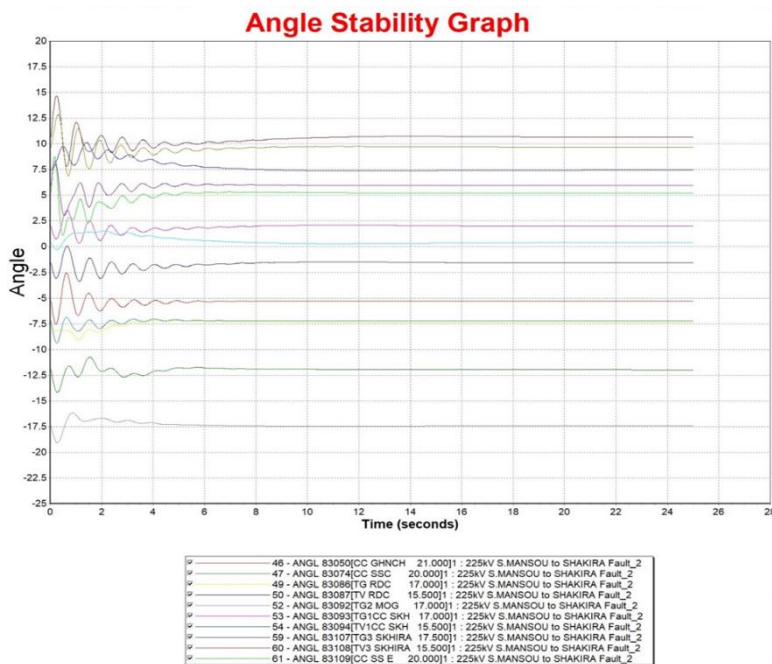
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
13013	F-SKHIRA 400.00	13014	F-KONDOR 400.00	1	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-13 Simulation de stabilité transitoire en 2030 avec PSPP (ligne de transmission 400 kV)**

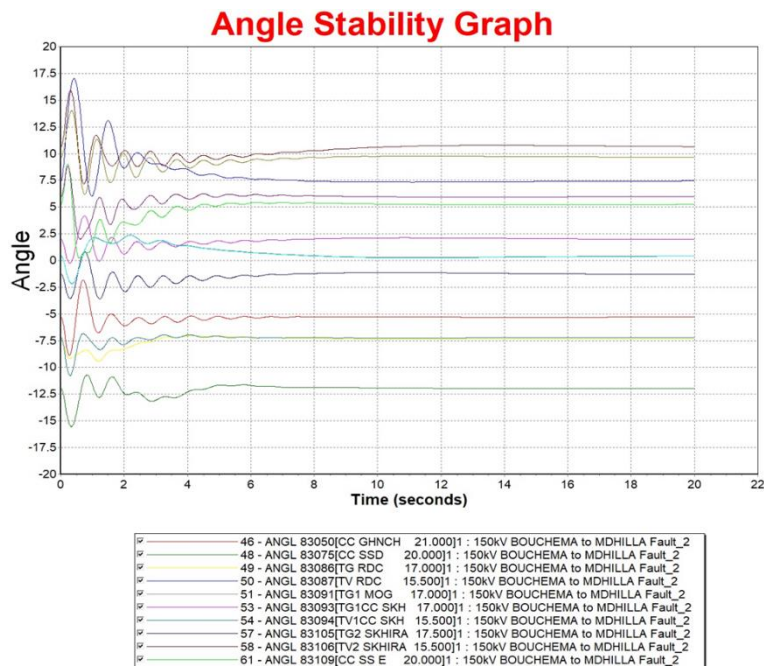
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
23008	S.MANSOU 225.00	23074	SKHIRA 225.00	2	3 Phase Short Circuit	0.07 second



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-14 Simulation de stabilité transitoire en 2030 avec PSPP (ligne de transmission 225 kV)**

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Fault	Fault clearance
33001	BOUCHEMA 150.00	33009	MDHILLA 150.00	1	3 Phase Short Circuit	0.14 second



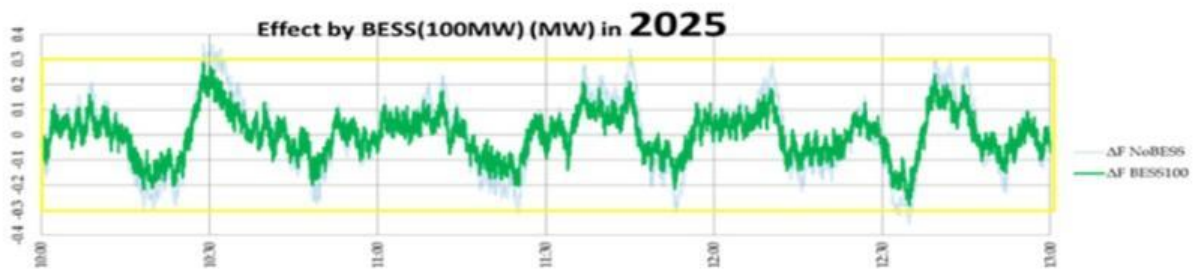
(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-15 Simulation de stabilité transitoire en 2030 avec PSPP (ligne de transmission 150 kV)**

### 5.3 Proposition de mesures de stabilisation optimales du point de vue de l'efficacité, de la rentabilité, etc.

#### 5.3.1 Mise en œuvre de l'analyse de simulation de fluctuation à courte période

Cet outil fonctionne sur MATLAB. Chaque élément du système de contrôle de l'offre / de la demande / de la fréquence (divers générateurs, BESS, chaque système de contrôle, etc.) est préparé comme un modèle standard, et des données standard basées sur les résultats réels sont préparées pour la demande de puissance et les données d'alimentation naturellement fluctuantes.



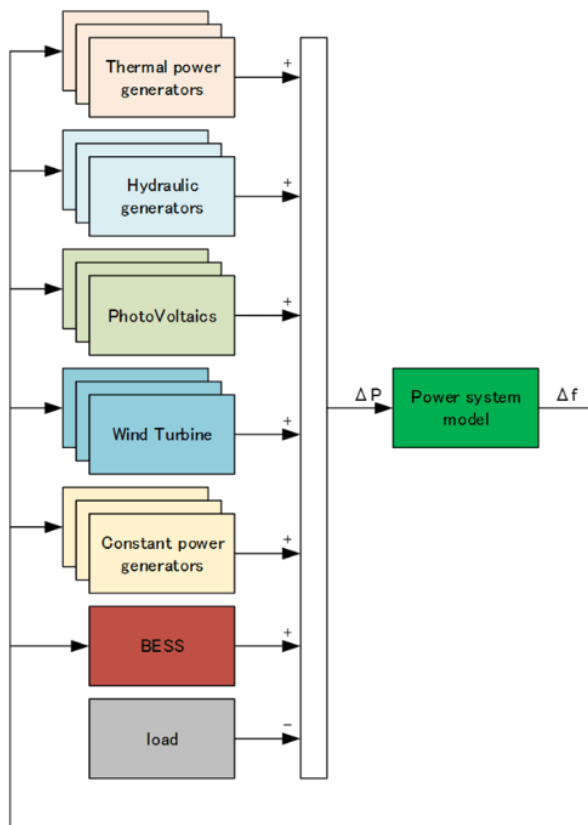
(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-16 Exemple d'analyse de simulation d'alimentation / demande / fréquence**

Pour le calcul des fluctuations de fréquence dans le système électrique, le modèle de calcul de fluctuation de fréquence utilisant MATLAB/Simulink est utilisé.

Concentrez-vous sur le fait que la fréquence du système varie en fonction de l'équilibre entre la consommation de charge et la production d'électricité et calculez la fluctuation de fréquence à l'aide de ces puissances actives de consommation de charge et de tous les générateurs, y compris la source VRE, tels que les générateurs d'énergie solaire et éolienne connectés au la grille.

La figure de droite montre un modèle de calcul conceptuel par MATLAB/Simulink.



(Source : IEEJ, Technical Report No.1386, "Recommended practice for simulation models for automatic generation control")

**Figure 5-17 Modèle d'alimentation / demande / simulation de fréquence**

### 5.3.2 Nombre nécessaire d'unités opérationnelles de TPP

Comme mentionné ci-dessus, lorsqu'une grande quantité d'ERV tels que PV et WT est introduite, en particulier pendant la journée d'un jour férié où la demande d'énergie électrique est faible, afin de sécuriser la charge pour le fonctionnement du TPP, il est nécessaire de prendre des mesures telles que suppression de la sortie PV et WT.

Lors de la réalisation de cette simulation, on suppose que la quantité de charge à sécuriser est la suivante.

On suppose que cinq TPP ou plus sont toujours entraînés afin de réduire l'influence sur le système électrique lorsque l'un des TPP tombe en panne.

Le besoin de 5 unités ou plus peut être expliqué comme suit.

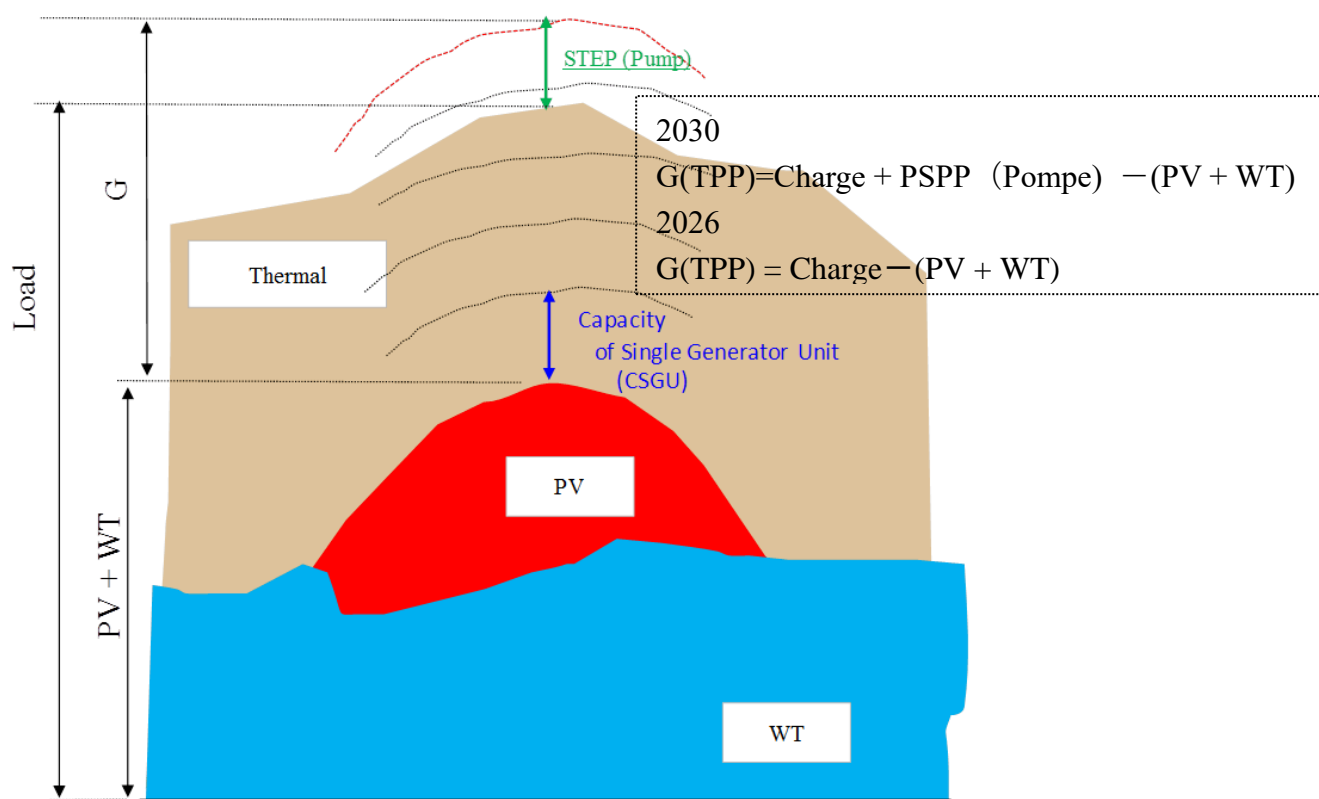
Selon les matériels fournis par le dispatching de la STEG, la constante caractéristique fréquence industrielle tunisienne est de 13 %MW/Hz.

Si une tranche tombe en panne pendant l'exploitation de cinq TPP, le taux de chute est de 20 %.

Lorsque la constante de caractéristique de fréquence de puissance est de 13 % MW/Hz, ce qui est donné par STEG, si 20 % de perte de production d'énergie se produit, une diminution de fréquence d'environ 1,5 Hz se produit. ( $1,5\text{Hz}=20/13$ )

Lorsqu'une diminution de fréquence de 1,5 Hz se produit, le délestage (par UFR) peut être activé pour empêcher la chute de fréquence en supposant que la fréquence de délestage est de 48,5 Hz. Par conséquent, la condition dans laquelle le délestage n'est pas nécessaire devrait être qu'un TPP soit en panne pendant cinq TPP en fonctionnement.

Par conséquent, le fonctionnement de cinq TPP ou plus doit être préservé pour réaliser le fonctionnement fiable du système.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-18 Courbe d'alimentation**

### 5.3.3 Condition de calcul pour la simulation de fluctuation à courte période

#### (1) État du système d'alimentation principal

- Constante caractéristique charge-fréquence : 2 %MW/%Hz
- En supposant qu'il n'y a pas de réglage de fréquence via une connexion internationale  
(Les fluctuations de fréquence domestiques tunisiennes doivent être traitées avec les propres mesures tunisiennes)
- Charge de puissance de pointe et capacité installée de PV et WT

**Table 5-2 Charge de puissance de pointe et capacité installée de PV et WT**

An	2026	2030
Charge de puissance de pointe (MW)	5,180	6,000
Capacité installée PV (MW)	1,446	2,186
WT Capacité installée (MW)	1,122	1,622

(Source équipe d'enquête JICA)

(2) Courbe de charge de demande et courbe de sortie de PV & WT

1) Courbe « Charge – PV – WT » en 2030

De la charge de demande de puissance, la production de PV et WT est soustraite, la demande à fournir par la production d'énergie thermique est recherchée et la courbe "Charge - PV - WT" pour 1 an en 2030 est indiquée ci-dessous.

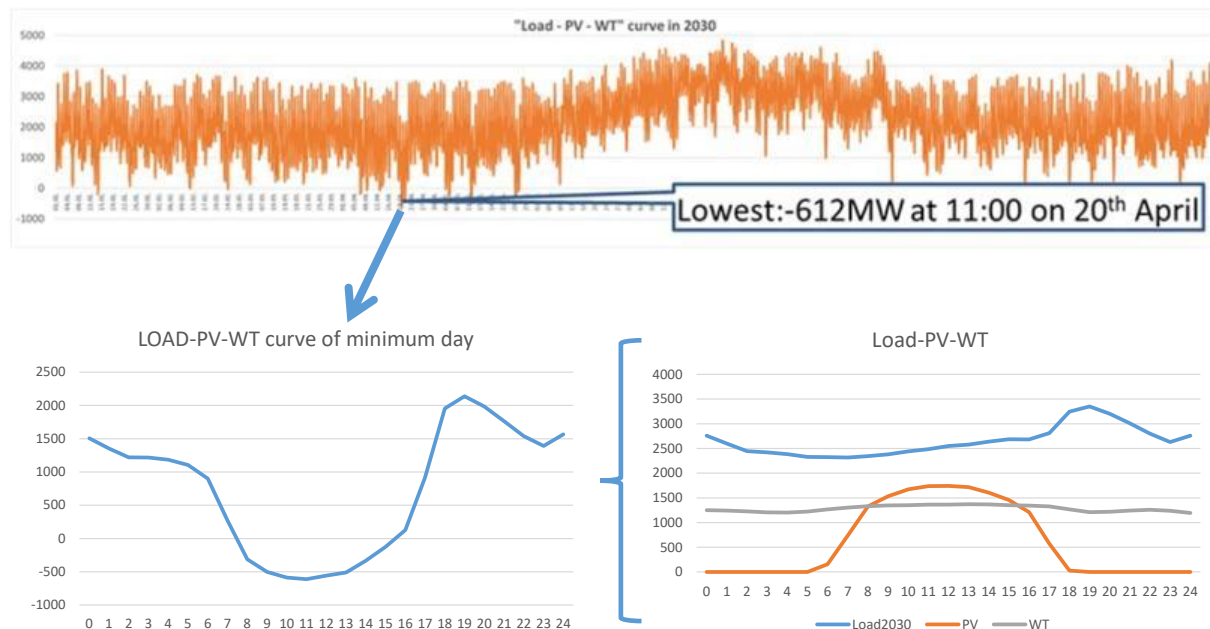
Il existe plusieurs cas où la charge de "Charge - PV - WT" devient négative, et on peut confirmer que les cas tombant en dessous de 1,000 MW sont fréquents.

Si la valeur de "Load-PV-WT" est petite, il est nécessaire de limiter la sortie de PV/WT, et si le générateur de stockage pompé à vitesse réglable ASPSP peut fonctionner, il est également nécessaire de faire fonctionner la pompe de ASPSP pour sécuriser la charge pour faire fonctionner le générateur thermique.

Fondamentalement, étant donné que le générateur thermique met en œuvre le contrôle de la suppression de la fluctuation de fréquence de courte période, le cas où le nombre de générateurs thermiques en fonctionnement est réduit devient une condition plus sévère pour la suppression de la fluctuation de fréquence de courte période.

Par conséquent, la valeur de la demande de charge "Load-PV-WT" à fournir par le générateur thermique est la plus petite à 11h00, et cette période sera la période la plus sévère dans la fluctuation de fréquence à courte période.

De plus, étant donné que le rapport de la production PV et WT à la charge de la demande est important, la courbe à double crête n'est pas observée dans les journées souvent observées comme au Japon.

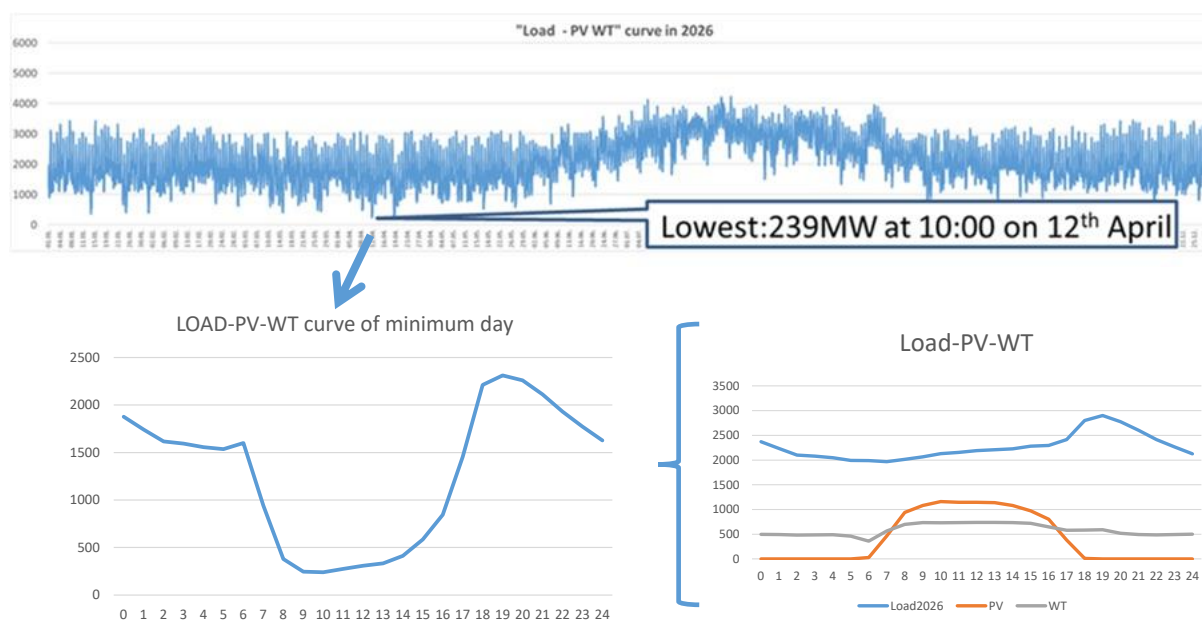


(Source équipe d'enquête JICA)

Figure 5-19 Courbe "Charge - PV - WT" en 2030

## 2) Courbe « Charge – PV – WT » en 2026

De la charge de demande de puissance, la production de PV et WT est soustraite, la demande à fournir par la production d'énergie thermique est recherchée et la courbe "demande - PV - WT" pour 1 an en 2026 est présentée ci-dessous.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-20 Courbe "Charge - PV - WT" en 2026**

Il existe un cas où la charge de "Charge - PV - WT" devient négative, et on peut confirmer que les cas tombant en dessous de 1 200 MW sont fréquents.

Si la valeur de "Load-PV-WT" est petite, il est nécessaire de limiter la sortie de PV/WT, et si le générateur de stockage pompé à vitesse réglable ASASPP peut fonctionner, il est également nécessaire de faire fonctionner la pompe de ASASPP pour sécuriser la charge pour faire fonctionner le générateur thermique.

Fondamentalement, étant donné que le générateur thermique met en œuvre le contrôle de la suppression de la fluctuation de fréquence de courte période, le cas où le nombre de générateurs thermiques en fonctionnement est réduit devient une condition plus sévère pour la suppression de la fluctuation de fréquence de courte période.

Par conséquent, même en 2026, la valeur de la demande de charge "Load-PV-WT" à fournir par le générateur thermique est la plus petite à 11h00, et cette période de temps sera la période de temps la plus sévère de la courte période fluctuation de fréquence.

Puisque la valeur de "Load - PV - WT" est la plus basse à 11 heures, 10 à 13 heures sont définies comme "fuseau horaire cible" de cette simulation.

De plus, étant donné que le rapport de la production PV et WT à la charge de la demande est important, la courbe à double crête n'est pas observée dans les journées souvent observées comme au Japon.



### 5.3.4 Charge de demande Les données

#### Création de données pour le calcul

Les données pour 1 seconde sont nécessaires pour le calcul de fréquence dans MATLAB / Simulink, donc la valeur de 60 minutes du jour minimum est reliée par une ligne droite, et la valeur est obtenue toutes les 1 seconde. De plus, ces données de demande sont ajoutées toutes les secondes pour le calcul en ajoutant la fluctuation du cycle court obtenue à partir de la valeur réelle du Japon.

### 5.3.5 Bilan d'approvisionnement

#### (1) Bilan de l'offre en 2030 Courbe de charge de la demande pour le fuseau horaire cible dans cette simulation

Dans le modèle hors pointe de 2030, afin de sécuriser la quantité d'énergie générée par cinq TPP (CCGT), la sortie de PV / WT est supposée être supprimée, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Dans cette simulation, il est supposé supprimer de préférence la PV qui est relativement facile à prédire la sortie. En conséquence, la production PV est de 0. Le bilan d'approvisionnement pour 2030 utilisé dans la simulation est présenté ci-dessous.

**Table 5-3 Bilan de l'offre en 2030**

Année : 2030	Capacité	Montant de l'opération (Quantité d'équipement sopped)	Équilibre (Aucun cas PSPP)	Équilibre (Cas PSPP 400MW)
TPP	CCCG : 5 unités	-	1,200-1,500 MW	1,500-1,800 MW
PV	2 186 MW	0 MW ( $\Delta 2,186$ MW)	0 MW	0 MW
WT	1 622 MW	1 322 MW ( $\Delta 300$ MW)	900-1,350 MW	900-1,350 MW
Génération totale			2,400-2,600 MW	2,750-2,950 MW
ASPSPP	400 MW	-	0 MW	350 MW ( $\pm 50$ MW)
Charge			2,400-2,600 MW	2,400-2,600 MW

(Source: STEG)

La simulation est également effectuée lors du pompage de l'ASPSPP (200 MW \* 2 unités) dont la mise en service est prévue en 2029.



(2) PSPP (ASPSPP : Adjustable Speed Pumped Storage Power Plant) Bilan d'approvisionnement en 2030

ASPSPP est modélisé comme suit.

- ASPSPP est un moteur de générateur à double alimentation, et la réponse électrique pendant l'opération de pompage peut suivre la commande d'entrée/sortie du contrôle demande-alimentation/fréquence dans la plage de vitesse réglable.
- La plage de charge pompée à vitesse réglable est généralement de 75 à 100 %. (Parce que l'eau s'écoule vers l'arrière, un fonctionnement à très faible charge n'est pas possible)
- Par conséquent, dans cette simulation, la valeur de commande de fonctionnement pendant l'opération de pompage du PSPP (ASPSPP : 200 MW × 2 unités) est de 350 MW (175 MW × 2 : 87,5 %), et la plage de fluctuation de charge correspondant à la fluctuation de fréquence est supposée être de ± 50 MW (± 12,5%) .

(3) Bilan de l'offre en 2026

Dans le modèle hors pointe de 2026, afin de sécuriser la quantité d'électricité générée par cinq TPP (CCGT), la sortie de PV / WT est supposée être supprimée, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Dans cette simulation, il est supposé supprimer de préférence la PV qui est relativement facile à prédire la sortie. En conséquence, la production PV est de 0. Le bilan d'approvisionnement pour 2026 utilisé dans la simulation est présenté ci-dessous.

**Table 5-4 Bilan de l'offre en 2026**

Année : 2026	Capacité	Montant de l'opération (Quantité d'équipement sopped)	Équilibre
TPP	CCCG : 5 unités	-	1,200-1,500 MW
PV	1,446 MW	0 MW (Δ1,446MW)	0 MW
WT	1,122 MW	922MW (Δ200MW)	550-850MW
Génération totale			2,000-2,200 MW
ASPSPP	0MW	-	0 MW
Charge			2,000-2,200 MW

(Source: STEG)

### 5.3.6 Courbe de sortie du VRE

#### (1) Courbe de sortie de PV

Cette simulation suppose une réduction complète du PV et une réduction partielle des WT en raison de la nécessité de maintenir plus de 5 TPP en fonctionnement. (la sortie PV est nulle)

#### (2) Courbe de sortie de WT

Environ 95 % de la production nominale de l'équipement a été produite, et la fluctuation de la production a été simulée sur la base des résultats réels au Japon.

La courbe de sortie WT pour le fuseau horaire cible en 2030 et 2026 est indiquée ci-dessous.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-21 O Courbe de sortie T en 2030**



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-22 Courbe de sortie WT en 2026**

### 5.3.7 Résultat defluctuation de fréquencecalcul

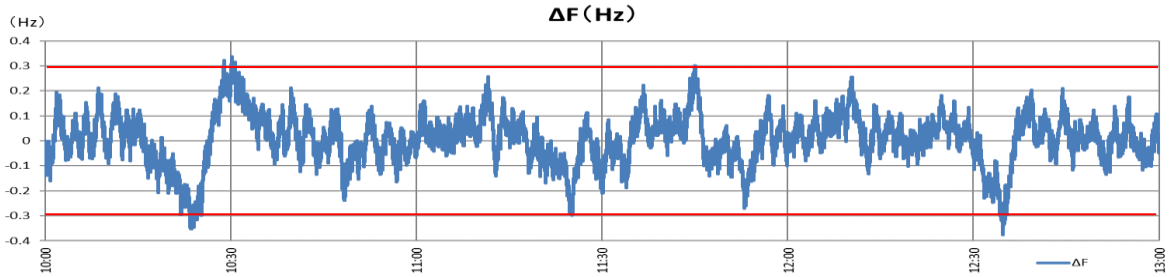
La capacité BESS optimale (MW) a été déterminée en vérifiant la quantité de variation de fréquence au moment le plus sévère.

L'équipe d'étude simule les fluctuations de fréquence pendant les périodes creuses en 2030 et 2026, en utilisant la capacité installée du BESS comme paramètre. Pour 2030, l'équipe d'étude simule également le cas de l'opération de pompage de l'ASPSPP (200 MW \* 2 unités).

Les résultats de la simulation de fluctuation de fréquence pour chaque cas en 2030 et 2026 sont présentés ci-dessous.

L'axe vertical montre l'écart par rapport à 50 Hz et la cible est à  $\pm 0,3$  Hz.

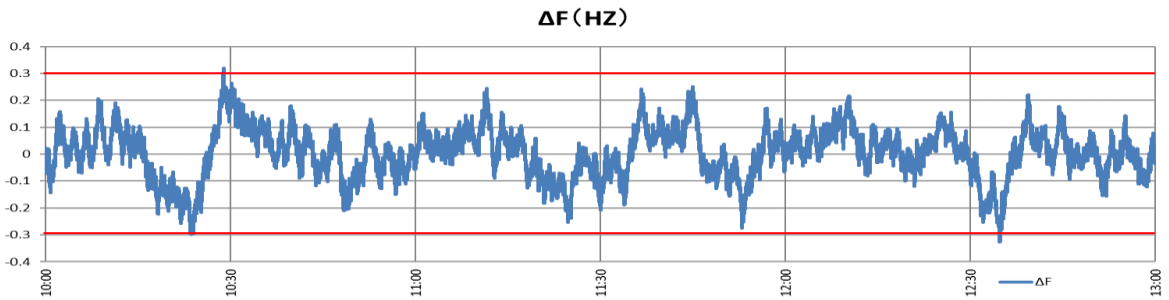
(1) Résultat du calcul des fluctuations de fréquence en 2030 (BESS=50MW, PSPP=0MW)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-23 Cas 0 :  $\Delta F$  en 2030 (BESS=50MW, PSPP=0MW)**

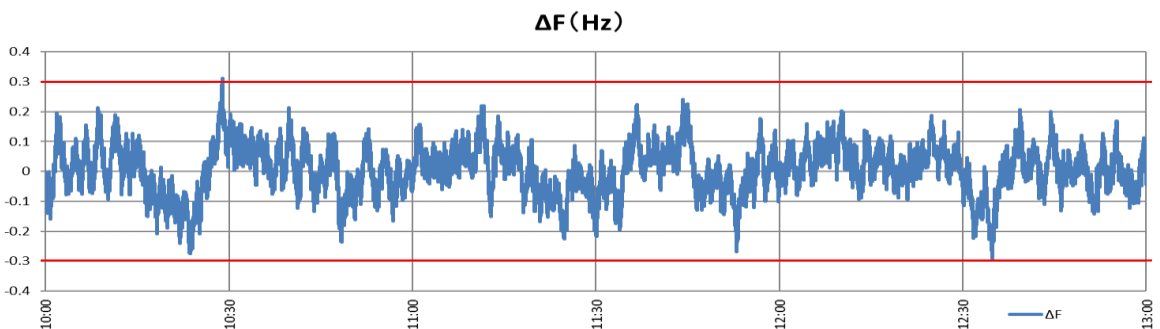
(2) Résultat du calcul des fluctuations de fréquence en 2030 (BESS=100MW, PSPP=0MW)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-24 Cas 1 :  $\Delta F$  en 2030 (BESS=100MW, PSPP=0MW)**

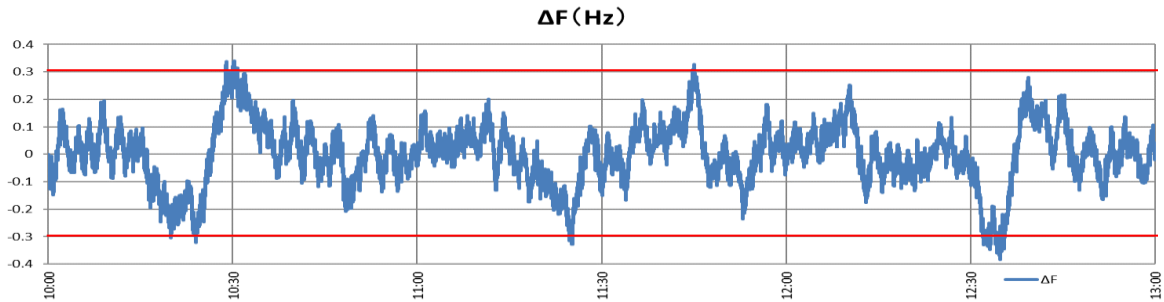
(3) Résultat du calcul des fluctuations de fréquence en 2030 (BESS=150MW, PSPP=0MW)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-25 Cas2 :  $\Delta F$  en 2030 (BESS=150MW, PSPP=0MW)**

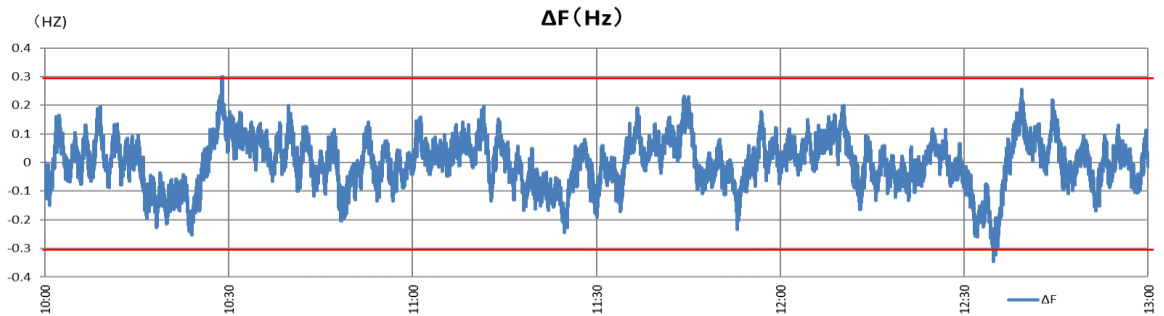
(4) Résultat du calcul des fluctuations de fréquence en 2030 (BESS=50MW, PSPP=400MW)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-26 Cas 3 : $\Delta F$  en 2030 (BESS=50MW, PSPP=400MW)**

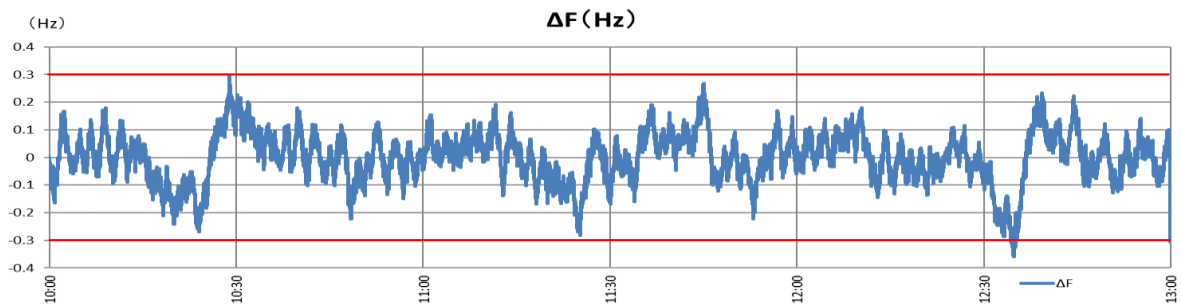
(5) Résultat du calcul des fluctuations de fréquence en 2030 (BESS=100MW, PSPP=400MW)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-27 Cas 4 : $\Delta F$  en 2030 (BESS=100MW, PSPP=400MW)**

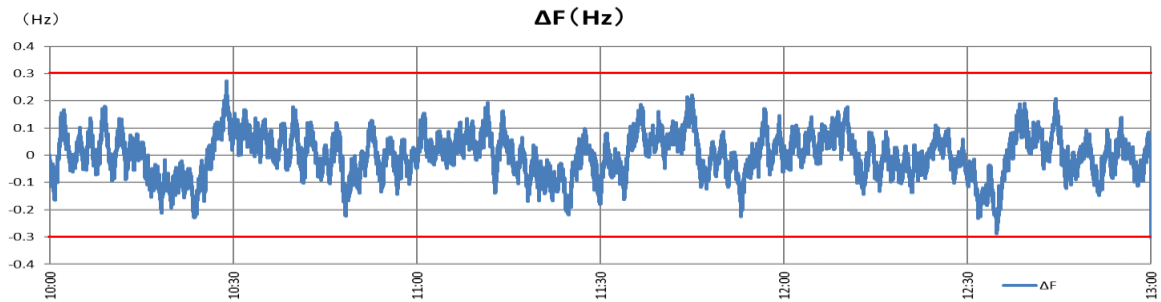
(6) Résultat du calcul des fluctuations de fréquence en 2026 (BESS=50MW, PSPP=0MW)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-28 Cas 5 : $\Delta F$  en 2026 (BESS=50MW, PSPP=0MW)**

(7) Résultat du calcul des fluctuations de fréquence en 2026 (BESS=100MW, PSPP=0MW)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-29 Cas6 :ΔF en 2026 (BESS=100MW, PSPP=0MW)**

Les résultats des calculs ci-dessus sont présentés ci-dessous. La plage cible de la fluctuation de fréquence de la Tunisie est de  $50 \pm 0,3$  Hz.

**Table 5-5 Résultat du calcul de la fluctuation de fréquence**

CAS	0	1	2	3	4	5	6
An	2030				2026		
ASPSPP (MW)	0	0	0	400	400	0	0
BESS(MW)	50	100	150	50	100	50	100
<b>Valeur centile 99,7 (Hz)</b>	<b>0,3213</b>	<b>0,2778</b>	<b>0,2495</b>	<b>0,3343</b>	<b>0,2750</b>	<b>0,2976</b>	<b>0,2472</b>

(Source équipe d'enquête JICA)

99.7 Centile Value : Compté à partir des plus petits, la valeur est de 99,7 % - la population (valeur absolue)

(Si le nombre total de la population est de 100, la valeur du centile 99,7 à partir de la plus petite valeur)

Dans la fluctuation de fréquence à courte période, il est décidé d'évaluer dans le but de maintenir 99,7 % (équivalent à  $3\sigma$ ) dans la plage cible de  $50 \pm 0,3$  Hz dans la simulation dans le cas le plus sévère mentionné ci-dessus.

D'après les résultats ci-dessus, il peut être confirmé que le BESS et l'ASPSPP suppriment efficacement la fluctuation de fréquence à courte période.

Comme résultat ci-dessus, en 2026, le MW requis du BESS est de 50 MW, et en 2030, il est de 100 MW ou plus.

En 2030, même si l'ASPSPP est en opération, le MW requis du BESS est de 100 MW ou plus.

### 5.3.8 État de charge du BESS

La capacité BESS optimale (MWh) a été déterminée en vérifiant l'étape de charge (SOC) dans les cas 1, 4 et 5, pour lesquels la capacité BESS [MW] a été déterminée à la section 5.3.7.

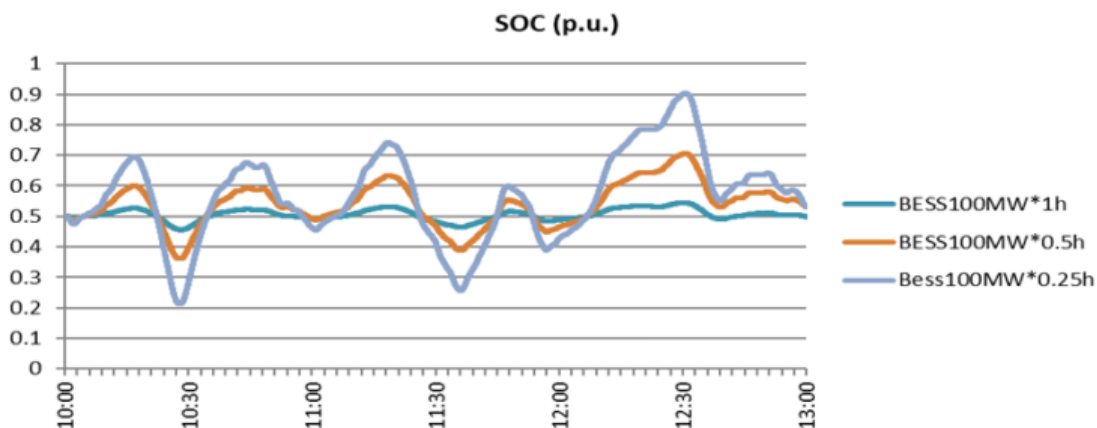
#### (1) SOC du BESS en 2030 (cas 1)

Dans le cas 1 (BESS : 100 MW, ASPSP : 0 MW), la transition du SOC simulé avec les 3 types suivants de « capacité MWh » de BESS est illustrée dans la figure ci-dessous.

L'état complètement chargé est défini comme SOC=1p.u. et l'état complètement déchargé comme SOC=0p.u.

Dans le BESS qui prend en charge les fluctuations de fréquence à courte période, la fonction de réglage de fréquence ne peut pas être exercée à l'état complètement chargé SOC = 1p.u. et l'état complètement déchargé SOC = 0p.u, donc l'état de SOC = 0,5pu est l'état dans lequel la fonction peut être exercée le plus efficacement.

- 100MW, 25MWh (= 100MW×15min/60min)
- 100MW, 50MWh (= 100MW×30min/60min)
- 100MW, 100MWh (= 100MW×60min/60min)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-30 SOC en 2030 (BESS=150MW, ASPSP=0MW)**

Dans le cas de 25 MWh, le SOC atteint 20 % et plus de 90 %.

Dans le cas de 50 MWh, le SOC reste à environ 35 ~ 70 %.

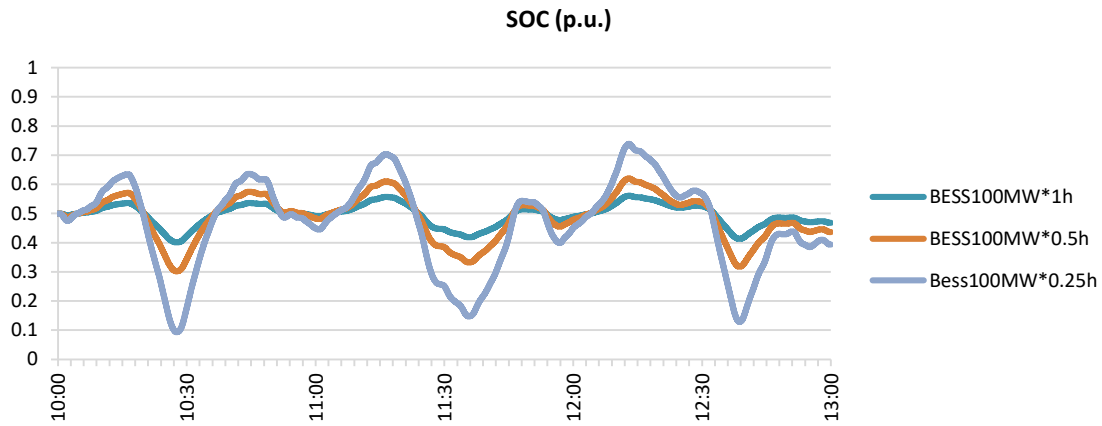
Sur la base de ce qui précède, compte tenu de la marge, la « capacité MWh » requise est de 75 MWh (= 150 MW × 30 min/60 min) ou plus.

#### (2) SOC du BESS en 2030 (cas 4)

Dans le cas 4 (BESS : 100 MW, PSPP : 200 MW \* 2 unités), la transition du SOC simulé avec les 3 types suivants de « capacité MWh » de BESS est illustrée dans la figure ci-dessous.

- 100MW, 25MWh (= 100MW×15min/60min)

- 100MW, 50MWh (= 100MW×30min/60min)
- 100MW, 100MWh (= 100MW×60min/60min)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-31 SOC en 2030 (BESS=100MW, ASPSP=400MW)**

Dans le cas de 25 MWh, le SOC atteint plus de 70 % et atteint moins de 10 %.

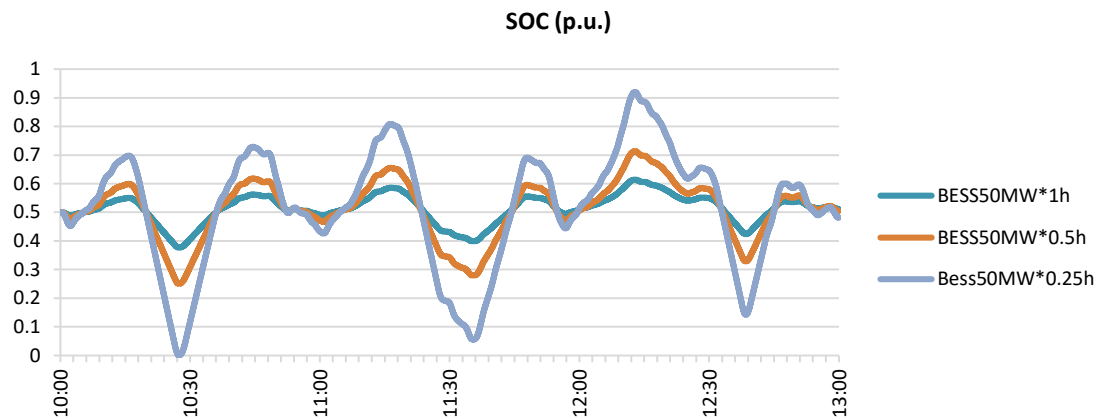
Dans le cas de 50 MWh, le SOC reste à environ 30 ~ 65 %.

Sur la base de ce qui précède, compte tenu de la marge, la « capacité MWh » requise est de 50 MWh (= 50 MW × 30 min/60 min) ou plus.

### (3) SOC du BESS en 2026 (cas 5)

Dans le cas 5, la transition du SOC simulé avec les 3 types suivants de 'capacité MWh' de BESS est illustrée dans la figure ci-dessous.

- 50 MW, 12,5 MWh (= 100 MW × 15 min/60 min)
- 50MW, 25MWh (= 100MW×30min/60min)
- 50MW, 50MWh (= 100MW×60min/60min)



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-32 SOC en 2026 (BESS=50MW, ASPSP=0MW)**

Dans le cas de 12,5 MWh, le SOC atteint plus de 90 % et moins de 10 %.

Dans le cas de 25 MWh, le SOC reste à environ 25 ~ 75 %.

Sur la base de ce qui précède, compte tenu de la marge, la « capacité MWh » requise est de 25 MWh (=  $50 \text{ MW} \times 30 \text{ min}/60 \text{ min}$ ) ou plus.

### 5.3.9 Résultats de Simulations de fluctuations à courte période

Sur la base des résultats de l'étude dans cette section, la capacité installée du BESS est recommandée comme suit.

- 2030.
  - Capacité MW : 100MW (=  $50\text{MW} \times 2\text{unités}$ )
  - Capacité MWh : 50MWh (=  $50\text{MW} \times 30\text{min}/60\text{min} \times 2\text{unités}$ ) ou plus
  
- 2026.
  - Capacité MW : 50MW (=  $50\text{MW} \times 1\text{unités}$ )
  - Capacité MWh : 25MWh (=  $50\text{MW} \times 30\text{min}/60\text{min} \times 1\text{unités}$ ) ou plus
  
- Même si ASPSP (200 MW \* 2) est disponible, il est nécessaire d'installer en plus 50 MW BESS en 2030.
- Sur la base de ce qui précède, en ce qui concerne l'installation de BESS après 2026, il est recommandé qu'elle soit décidée après avoir examiné en détail l'effet de deux BESS (50 MW \* 2 unités), la situation d'introduction de PV / WT, le plan d'installation de l'ASPSP.



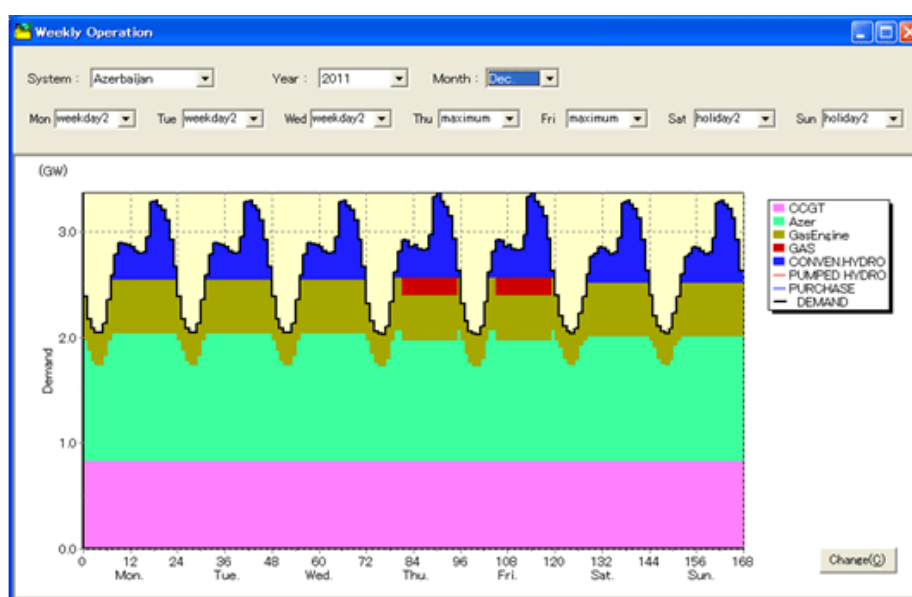
## 5.4 Examen du fonctionnement économique par simulation d'équilibrage offre/demande

### 5.4.1 Examen, analyse et recommandations du plan de développement électrique à moyen et long terme

Obtenir les derniers plans de développement à moyen et long terme pour la production, le transport / sous-station et la distribution, et confirmer le contenu de chaque nouveau plan de développement et de rénovation en veillant à la cohérence mutuelle.

Lors de l'examen et de l'analyse du plan de développement énergétique, la capacité d'approvisionnement réelle, y compris PV / WT, sera évaluée en fonction de la situation réelle telle que la diminution de la capacité d'approvisionnement due à la détérioration due au vieillissement, etc., et si nécessaire, un plan de révision sera être proposé.

Par ailleurs, des simulations d'équilibrage offre/demande seront réalisées sur la base de la prévision de la demande et du plan de développement électrique. Il est proposé qu'un plan de développement révisé qui tienne compte de l'excès et de l'insuffisance de la capacité d'approvisionnement nécessaire pour garantir la valeur cible de fiabilité de l'approvisionnement (par exemple, LOLE 24 heures) pour l'année cible prévue. Pour l'analyse, le programme de simulation d'équilibrage offre/demande PDPAT II est utilisé, qui peut analyser le fonctionnement de l'alimentation électrique la plus économique toutes les 8 760 heures par an.

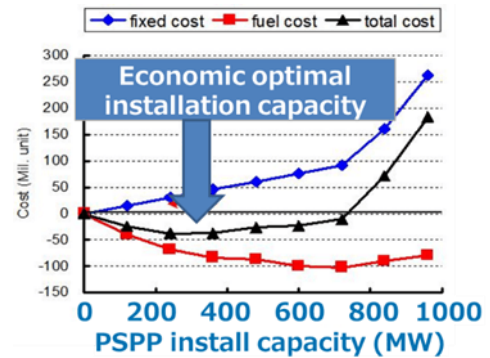


(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-33 Exemple de sortie du PDPAT II**

(1) Examen du fonctionnement économique par simulation d'équilibrage offre/demande

Sur la base de l'hypothèse de la demande à long terme, l'efficacité économique dans chaque scénario de développement de l'énergie supposé est évaluée en maintenant la fiabilité de l'approvisionnement au même niveau par la simulation de l'offre et de la demande.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-34 Exemple d'analyse économique du PSPP**

(2) Fiabilité d'approvisionnement

En tant que norme de fiabilité de l'approvisionnement, LOLE (Loss of Load Expectation), qui est la valeur attendue de la durée annuelle de pénurie de capacité d'approvisionnement, est utilisée pour l'examen.

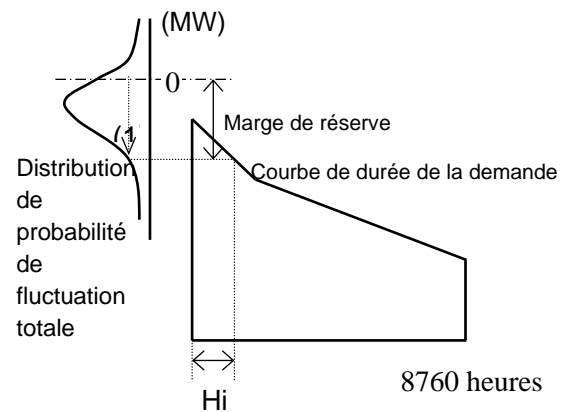
Confirmation de la norme de fiabilité d'approvisionnement du plan d'alimentation utilisé par la STEG, et conversion en LOLE avant utilisation.

Les normes de fiabilité de l'approvisionnement (LOLE) sont affectées par les arrêts accidentels des sources d'énergie, les fluctuations de la production de l'hydroélectricité et des ERV tels que le PV et le WT, et les erreurs d'hypothèse de la demande. En outre, l'interconnexion au réseau est également affectée par l'équilibre entre l'offre et la demande du réseau auquel elle est interconnectée.

Les accidents des équipements d'alimentation électrique, les fluctuations de la production des VRE et les erreurs d'hypothèse de la demande sont définis sous la forme de distributions de probabilité. La fiabilité de l'approvisionnement (LOLE) est définie par l'équation suivante entre la distribution de probabilité de fluctuation de la production qui intègre ces distributions de probabilité et la demande.

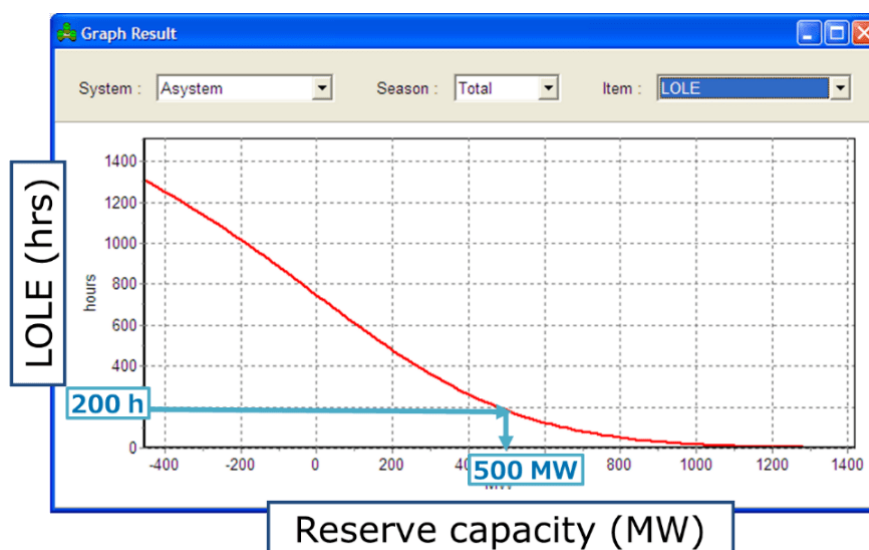
$$LOLE = \sum (P_i \times H_i)$$

Comme on peut le voir sur cette figure, la capacité de réserve d'approvisionnement et la fiabilité de l'approvisionnement (LOLE) sont déterminées de manière unique pour chaque système. (Voir la figure ci-dessous) Par conséquent, la relation entre la capacité de réserve d'approvisionnement et la fiabilité de l'approvisionnement diffère en fonction de la situation de l'offre et de la demande de chaque système. En d'autres termes, la fiabilité de l'approvisionnement à la même capacité de réserve d'approvisionnement diffère en fonction de la quantité d'ERV introduite.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-35 Calcul de LOLE**



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-36 Relation entre la marge de réserve et LOLE**

### (3) Simulation d'équilibrage offre/demande

Pour la simulation de l'offre et de la demande, nous utiliserons PDPATII<sup>19</sup>, qui peut simuler le fonctionnement quotidien et le fonctionnement hebdomadaire. La simulation est effectuée en simulant le fonctionnement du bassin PSPP et la charge / décharge BESS en fonctionnement quotidien et en fonctionnement hebdomadaire. Formulez un scénario d'introduction en comparant chaque mesure de stabilisation du système et examinez l'efficacité économique de chacune par une simulation de l'offre et de la demande.

#### 5.4.2 Conditions de la simulation d'équilibrage offre/demande

Les simulations seront examinées en 2026, lorsqu'il est prévu que les équipements de stabilisation du système pourront être installés dans les plus brefs délais, et en 2030, lorsque le plan de développement des VRE sera finalisé.

##### (1) Définition d'un critère de fiabilité

L'objectif actuel de fiabilité d'approvisionnement avec la STEG.

LOLE  $\leq$  48 heures

LOLP  $\leq$  0,548

Marge de réserve : 10 à 15 % du pic de puissance annuel.

<sup>19</sup>Cet outil a été développé par TEPCO lors de l'examen de l'économie de la production d'électricité par pompage-turbinage. Il a été utilisé dans des études de formulation de PDP à TEPCO, au Laos, au Vietnam, en Thaïlande, au Cambodge, au Myanmar, au Bangladesh, etc.

## (2) Prévision de la demande d'électricité

La prévision de la demande actuelle à la STEG n'est que le cas de base.

La demande d'électricité prévue est de 24,565 GWh en 2026 et de 28,362 GWh en 2030. Elle devrait croître à un taux annuel de 3,2 % par rapport aux résultats réels en 2019. La demande de pointe devrait être de 5,180 MW en 2026 et de 6,000 MW en 2030. Il devrait croître de 3 % par an en 2026 et de 3,3 % par an en 2030.

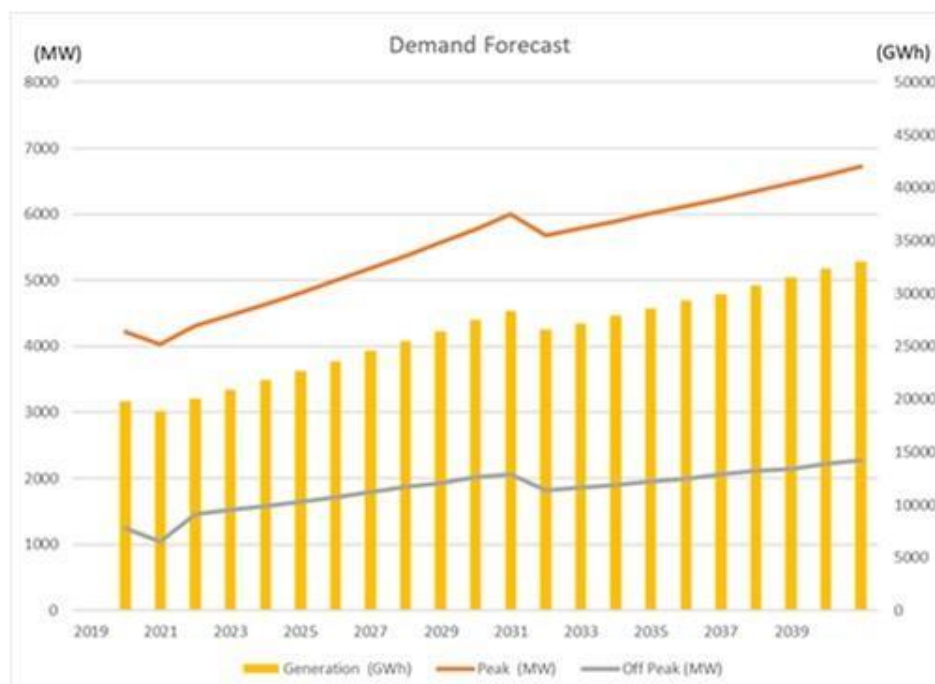
Si l'on examine les prévisions de demande pour 2030, le facteur de charge est de 54 %, et on peut voir que la demande de pointe devrait être près du double de la demande d'électricité moyenne annuelle. Ainsi, il y a de la place pour des mesures telles que le DSM (Demand Side Management) pour améliorer la demande de pointe. La STEG ayant prévu de développer 400 MW de production d'électricité par pompage-turbinage (PSPP) en 2029 en pointe d'approvisionnement, l'effet du PSPP sera évalué par l'équilibre offre-demande.

D'autre part, étant donné que des mesures visant à améliorer la précision des mesures, telles que l'introduction de compteurs intelligents, sont prises avec le soutien des donateurs, cette tendance pourrait changer à l'avenir.

Les prévisions de la demande dans le plan de développement électrique sont des indicateurs qui servent de base à l'élaboration des plans d'investissement. La planification du développement de l'énergie prend beaucoup de temps pour évoluer, la disponibilité de l'achat de carburant, la conception, l'évaluation de l'impact environnemental et l'acquisition des terres. Il faut plus de 10 ans pour sécuriser un nouveau site, selon l'échelle, plus de 30 ans.

D'autre part, la demande d'électricité est affectée par les mouvements de population et les tendances économiques, il est donc difficile de se projeter à 10 ou 20 ans.

Pour cette raison, en plus du cas de base, deux cas, un cas de forte demande (correspondant à une capacité d'offre insuffisante) et un cas de faible demande (correspondant à un surinvestissement), sont préparés comme analyse de risque pour faire face aux risques d'investissement d'une offre insuffisante, capacité et surinvestissement. Il est courant aux États-Unis et au Japon d'avoir un plan de développement énergétique réalisable.



(Source: STEG)

**Figure 5-37 Prédiction de la demande dans la STEG**

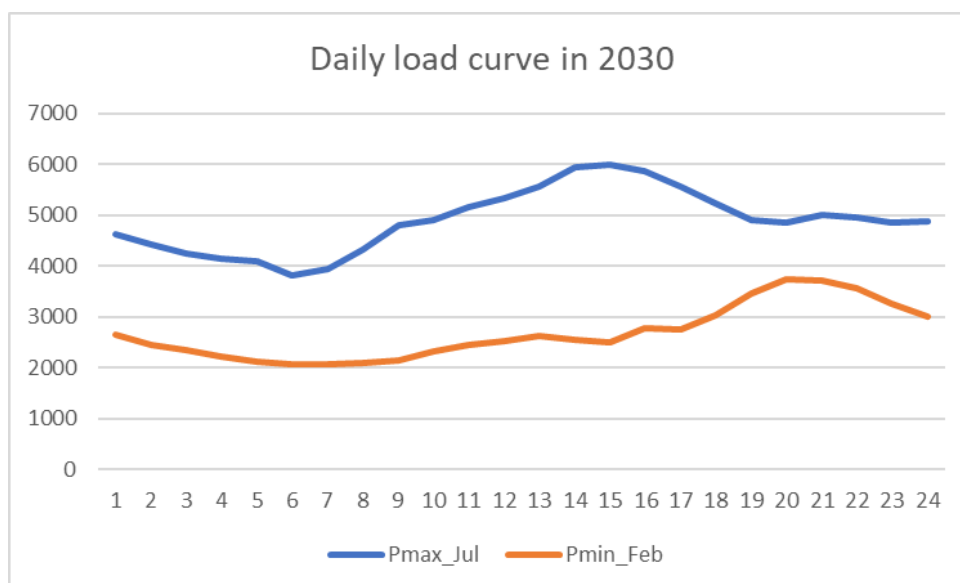
### (3) Prédiction des profils de charge quotidiens

Les courbes de charge pour chaque mois à partir de la prédiction de la demande pour 2026 et 2030 par la STEG sont analysées.

L'analyse de la courbe de charge journalière nécessite des données de jour et de jour férié pour les hypothèses 2026 et 2030.

En 2030, il est prévu qu'une puissance maximale de 6,000 MW sera générée vers 15h00 pendant la journée en juillet. La puissance minimale en 2030 devrait être de 2,064 MW vers 7 heures du matin en février. Le rapport de la puissance minimale à la puissance maximale est de 34 %.

En regardant la courbe de charge quotidienne de la date de production d'électricité la plus basse, l'augmentation de la demande est progressive et l'influence de la courbe de canard due à la production PV est attendue.



(Source: STEG)

**Figure 5-38 Prédiction de la courbe de charge journalière en 2030**

#### (4) Plan de développement énergétique

##### 1) Installations de production

La liste des installations de production d'électricité en cours de confirmation est présentée dans les tableaux ci-dessous.

Le projet Pumped Storage Hydro devrait démarrer en 2029. Un total de 400 MW est prévu pour deux unités de 200 MW. L'efficacité globale est de 75%. La production d'électricité annuelle maximale est prévue à 920 GWh. Le facteur de capacité devrait atteindre 26,3 %.

Supposons un taux d'actualisation de 8 % pour le calcul des dépenses annuelles. L'amortissement est supposé être un amortissement forfaitaire.

Les centrales thermiques seront installées 6,551 MW en 2026 et retirées 660 MW avant 2026. La capacité totale installée est de 5,891 MW en 2026, les 960 MW seront développés et retirés 360 MW entre 2027 et 2030. Ensuite, 6,491 MW seront installés en 2030.

La centrale électrique existante de Mornaguia est composée de deux turbines à gaz avec :

La capacité maximale est de 300 MW par unité en hiver

La capacité maximale est de 260 MW par unité en été

La capacité minimale est de 60 MW par unité

**Table 5-6 Liste des centrales de production (centrales thermiques)**

Non .	Nom de l'usine	Unité	Chaudière Turbine	Type de carburant	LA MOR UE	Retraite	Production minimale (%)	Réserve primaire par unité (MW)	Démarrage et arrêt quotidiens (DSS)	Démarrage et arrêt hebdomadaires (WSS)	Démarrage et arrêt mensuels (MSS)	Chaleur rete 100% sortie (%)	Chaleur rete 75% sortie (%)	POUR (%)	Interruption planifiée (jours)
1	Mornaguia 1	300 (260)	GT	Gaz	N / A	2049	20,0 % (11,5%)	21	Oui	Oui	Oui	35,9 %	34,1 %	7	18
2	Mornaguia 2	300 (260)	GT	Gaz	N / A	2050	20,0 % (11,5%)	21	Oui	Oui	Oui	35,9 %	34,1 %	7	18
3	Bouchemma1	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2029	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
4	Bouchemma2	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2046	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
5	Bouchemma3	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2046	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
6	Bir_Mcherga1	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2028	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
7	Bir_Mcherga2	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2028	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
8	Bir_Mcherga3	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2043	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
9	Bir_Mcherga4	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2043	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
dix	Feriana1	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2035	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
11.	Feriana2	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2039	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
12	Thyna1	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2034	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
13	Thyna2	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2037	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
14	Thyna3	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2040	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15
15	Goulette	120 (97)	GT	Gaz	N / A	2035	33,0 %	12	Oui	Oui	Oui	28,7 %	26,9 %	7	15

Non .	Nom de l'usine	Unité	Chaudière Turbine	Type de carburant	LA MORUE	Retraite	Production minimale (%)	Réserve primaire par unité (MW)	Démarrage et arrêt quotidiens (DSS)	Démarrage et arrêt hebdomadaires (WSS)	Démarrage et arrêt mensuels (MSS)	Chaleur rete 100% sortie (%)	Chaleur rete 75% sortie (%)	POUR (%)	Interruption planifiée (jours)
16	Kasserine1	30	GT	Gaz	N / A	2021	17,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
17	Kasserine2	30	GT	Gaz	N / A	2021	17,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
18	Sfax1	20	GT	Gaz	N / A	2021	25,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
19	Sfax2	20	GT	Gaz	N / A	2021	25,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
20	Tunis_Sud1	20	GT	Gaz	N / A	2021	25,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
21	Tunis_Sud2	20	GT	Gaz	N / A	2021	25,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
22	Tunis_Sud3	20	GT	Gaz	N / A	2021	25,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
23	Korba 1	20	GT	Gaz	N / A	2021	25,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
24	Korba 2	30	GT	Gaz	N / A	2021	17,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
25	Bouchemma1	30	GT	Gaz	N / A	2021	17,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
26	Bouchemma2	30	GT	Gaz	N / A	2021	17,0 %	0	Oui	Oui	Oui	21,5 %	21,5 %	dix	21
27	Robbana	30	GT	Gazole	N / A	2021	17,0 %	0	Oui	Oui	Oui	20,5 %	20,5 %	dix	21
28	Zarzis	30	GT	Gazole	N / A	2021	17,0 %	0	Oui	Oui	Oui	20,5 %	20,5 %	dix	21
29	Menzel_Bourguiba1	20	GT	Gazole	N / A	2021	25,0 %	0	Oui	Oui	Oui	20,5 %	20,5 %	dix	21
30	Menzel_Bourguiba2	20	GT	Gazole	N / A	2021	25,0 %	0	Oui	Oui	Oui	20,5 %	20,5 %	dix	21



Non .	Nom de l'usine	Unité	Chaudière Turbine	Type de carburant	LA MOR UE	Retraite	Production minimale (%)	Réserve primaire par unité (MW)	Démarrage et arrêt quotidiens (DSS)	Démarrage et arrêt hebdomadaires (WSS)	Démarrage et arrêt mensuels (MSS)	Chaleur rete 100% sortie (%)	Chaleur rete 75% sortie (%)	POUR (%)	Interruption planifiée (jours)
31	RadèsA1	145 (125)	ST	Gaz	N / A	2025	48,0 %	7.25	Non	Non	Oui	34,4 %	33,7 %	11	30
32	RadèsA2	145 (125)	ST	Gaz	N / A	2025	48,0 %	7.25	Non	Non	Oui	34,4 %	33,7 %	11	30
33	RadèsB1	150 (135)	ST	Gaz	N / A	2033	47,0 %	7.5	Non	Non	Oui	34,4 %	33,7 %	11	30
34	RadèsB2	150 (135)	ST	Gaz	N / A	2033	47,0 %	7.5	Non	Non	Oui	34,4 %	33,7 %	11	30
35	SousseB	350 (309)	CCCG	Gaz	N / A	2030	51,0 %	30.43	Non	Non	Oui	44,8 %	42,8 %	dix	30
36	IPPrades	471 (409)	CCCG	Gaz	N / A	2032	55,0 %	47	Non	Non	Oui	45,0 %	42,6 %	7	25
37	Ghannouch	412	CCCG	Gaz	N / A	2041	51,0 %	0	Non	Non	Oui	51,5 %	50,9 %	9	25
38	SousseC	424 (358)	CCCG	Gaz	N / A	2044	59,0 %	10.6	Non	Non	Oui	52,8 %	51,8 %	9	25
39	SousseD	424 (360)	CCCG	Gaz	N / A	2045	57,0 %	10.6	Non	Non	Oui	52,8 %	50,9 %	9	25
40	Rades C	450 (392)	CCCG	Gaz	N / A	2050	50,0 %	31,5	Non	Non	Oui	53,8 %	52,1 %	9	25
41	Skhira1	450 (427)	CCCG	Gaz	2023	2053	44,0 %	32	Non	Non	Oui	53,8 %	52,1 %	9	25
42	Skhira2	450 (427)	CCCG	Gaz	2025	2055	44,0 %	32	Non	Non	Oui	53,8 %	52,1 %	9	25
43	GT 1	300 (270)	GT	Gaz	2027	2058	44,0 %	32	Non	Non	Oui	53,8 %	52,1 %	9	25
43	CCGT 1	450 (427)	CCCG	Gaz	2028	2058	44,0 %	32	Non	Non	Oui	53,8 %	52,1 %	9	25
44	GT 2	300 (270)	GT	Gaz	2028	2029	44,0 %	32	Non	Non	Oui	53,8 %	52,1 %	9	25
44	CCGT 2	450 (427)	CCCG	Gaz	2029	2059	44,0 %	32	Non	Non	Oui	53,8 %	52,1 %	9	25
45	Nouvelle GT	300 (270)	GT	Gaz	2030	2060	20,0 %	21	Oui	Oui	Oui	34,7 %	33%	9	18

(Source: STEG)

L'hydroélectricité est exploitée conformément aux plans d'irrigation et varie considérablement d'une année à l'autre. Il n'y a pas de contrôle côté puissance.

Il y a une production annuelle d'électricité de 55 GWh, y compris la moyenne de la quantité de production d'électricité réelle de 2010 à 2019.

De plus, il existe un plan de développement du PHS à l'horizon 2030. Il n'y a pas d'autre plan de développement de l'hydraulique.

Étant donné que ces barrages hydroélectriques sont utilisés pour l'irrigation et le contrôle hydraulique, ils ne peuvent pas être utilisés pour l'approvisionnement en électricité et l'ajustement de la demande.

**Table 5-7 Liste des centrales de production (centrales hydroélectriques)**

Non.	Nom de l'usine	Unité	Capacité installée (MW)	Taper	LA MORUE
1	Sidi_Salem	N / A	33	Réservoir	N / A
2	Nébeur	N / A	13.2	Réservoir	N / A
3	Aroussie	N / A	4.8	Réservoir	N / A
4	Fernana	N / A	9.7	Réservoir	N / A
5	Kasseb	N / A	0,825	Réservoir	N / A
6	Bouherthma	N / A	1.2	Réservoir	N / A
7	Sejnane	N / A	0,6	Réservoir	N / A

(Source: STEG)

## 2) Régime de carburant

Les coûts de carburant, les calories et le taux de chaleur sont organisés pour chaque centrale électrique et générateur.

Quant au prix du gaz, la prévision du prix du gaz (PCS) de la STEG de 329 USD/TEP en 2026 et 386 USD/TEP en 2030 a été utilisée pour la simulation.

## 3) Coût d'investissement

Pour cette raison, les coûts fixes des coûts de production d'électricité sont examinés sur la base des hypothèses suivantes. Pour une étude détaillée, il est nécessaire d'étudier ces données de coût d'investissement.

- Le taux d'actualisation était de 8 %/an.
- HPP : 1 300 USD/kW,, durée de vie : 40 ans
- GT : 600 USD/kW-an, durée de vie : 30 ans
- CCGT : 920 USD/kW-an, durée de vie : 30 ans
- WT :1 400 USD/kW, durée de vie : 25 ans
- PV :800USD/kW, durée de vie : 25 ans

- BESS : 700 – 1 000 USD/kW, durée de vie : 15 ans

### (5) Plan de développement ERV

Le tableau ci-dessous présente la capacité installée éolienne et photovoltaïque existante en 2020, les plans de développement supplémentaires de 2021 à 2026 et les plans de développement de 2027 à 2030.

Wind prévoit d'avoir un facteur de capacité de 21 % pour les installations existantes et de 35 % pour les installations nouvellement développées.

En termes de PV, le facteur de capacité du PV existant et du Type A est de 19 %, tandis que celui du Type B est de 26 %.

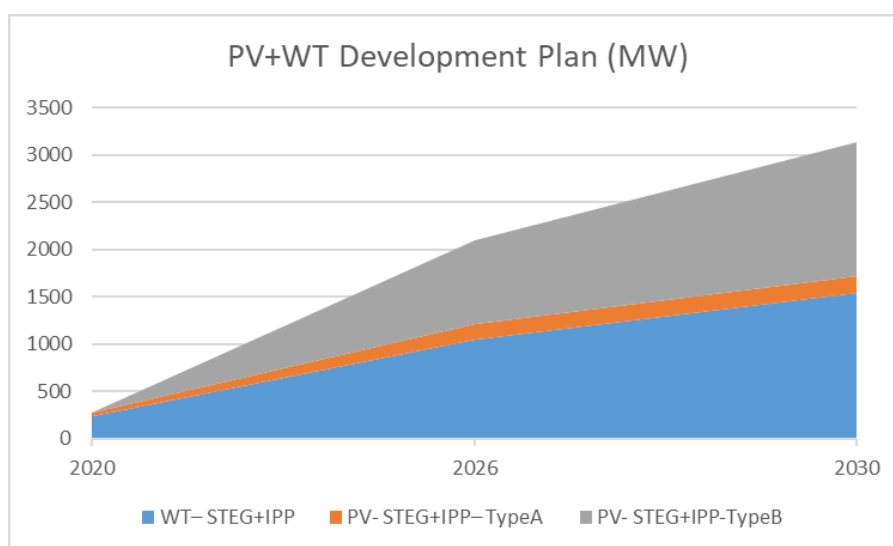
Le type A est catégorisé pour une installation photovoltaïque existante. Le type B est une installation photovoltaïque planifiée.

**Table 5-8 Plan de développement supplémentaire de WT et PV**

Développement supplémentaire (MW)	2020	2026	2030
WT- STEG+IPP	242	800	500
PV- STEG+IPP- TypeA	31	144	0
PV-STEAG+IPP-TypeB	0	881	540
	273	1825	1040

(Source: STEG)

La capacité totale installée de WT et PV sera de 2098 MW en 2026 et de 3138 MW en 2030.



(Source: STEG)

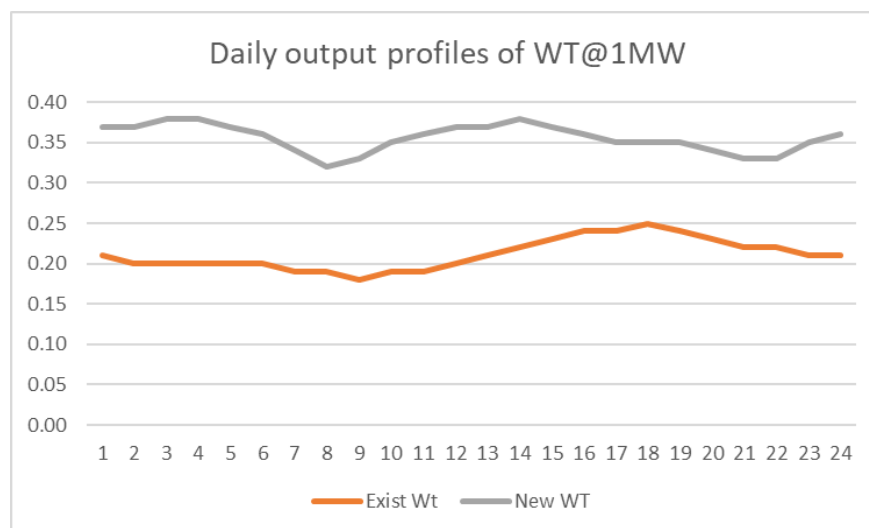
**Figure 5-39 Capacité installée de WT et PV**

### 1) État de la centrale éolienne

L'étude a été réalisée à partir de la prévision de production d'énergie éolienne fournie par la STEG. L'aperçu des données de production de vent de la prévision STEG est présenté ci-dessous.

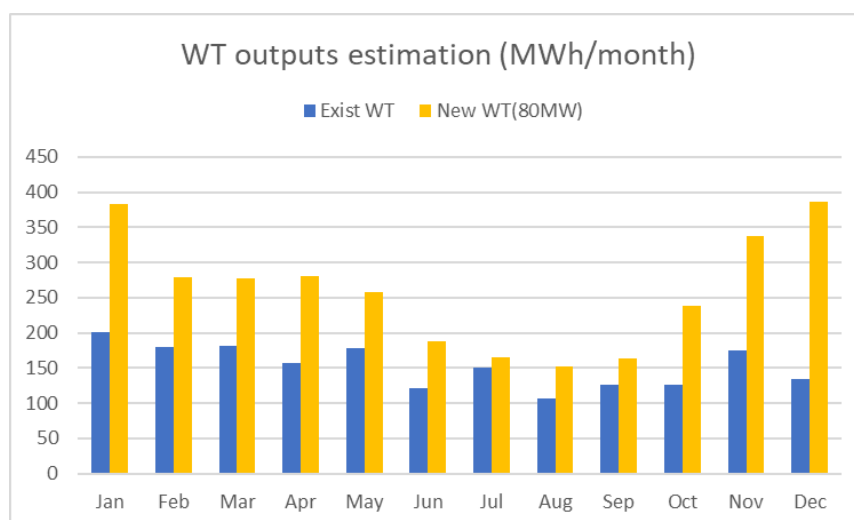
Le parc éolien nouvellement construit devrait produire 70 % de plus que le parc éolien conventionnel.

La production en juillet, août et septembre est faible et on suppose que la production sera d'environ la moitié de la production maximale.



(Source: STEG)

**Figure 5-40 Profil de sortie quotidienne de WT**

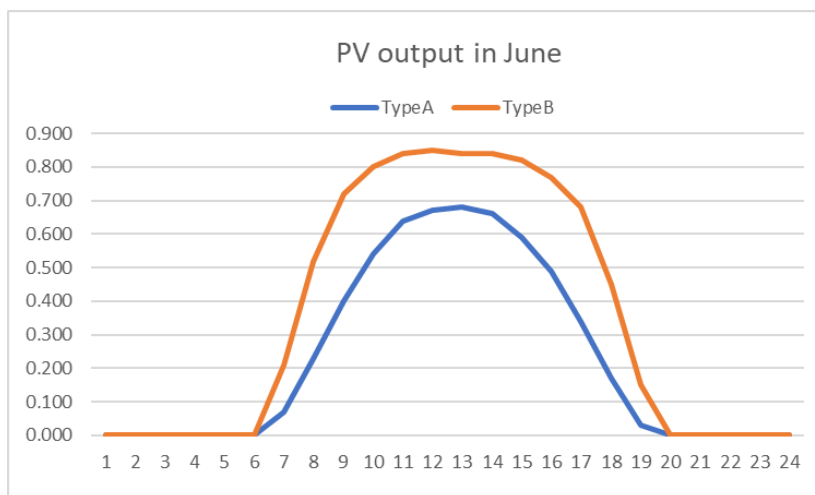


(Source: STEG)

**Figure 5-41 Sorties mensuelles de WT**

## 2) État de l'énergie solaire

L'étude a été menée à partir des données de prévision de la production PV fournies par la STEG. La production du type B, qui sera utilisée pour le PV à construire à l'avenir, est 50 % supérieure à l'énergie de production (GWh) du type A du PV existant.



(Source: STEG)

**Figure 5-42 Profil de sortie quotidienne de PV**

### (6) Contraintes de transaction de puissance dans le système

S'il existe des restrictions de transport entre le réseau régional du nord et le réseau régional du sud, l'équilibre entre l'offre et la demande sera examiné en divisant le réseau en deux réseaux.

Dans ce rapport, la simulation a été considérée comme un système unique.

#### 5.4.3 Définition d'un scénario de développement pour la simulation de l'offre et de la demande

L'équilibre offre-demande 2026 et 2030 a été examiné conformément aux conditions de la section précédente. L'équilibre entre l'offre et la demande a été examiné en utilisant le plan de développement de la section précédente comme scénario de base.

En supposant qu'il n'y a pas de restrictions du système, nous avons examiné l'équilibre entre l'offre et la demande dans un seul système. De plus, en tant qu'analyse de sensibilité, nous avons examiné l'équilibre entre l'offre et la demande en fonction de la présence ou de l'absence de pompage, du cas où des batteries sont introduites et si le développement des VRE après 2027 est centré sur le PV ou le WT.

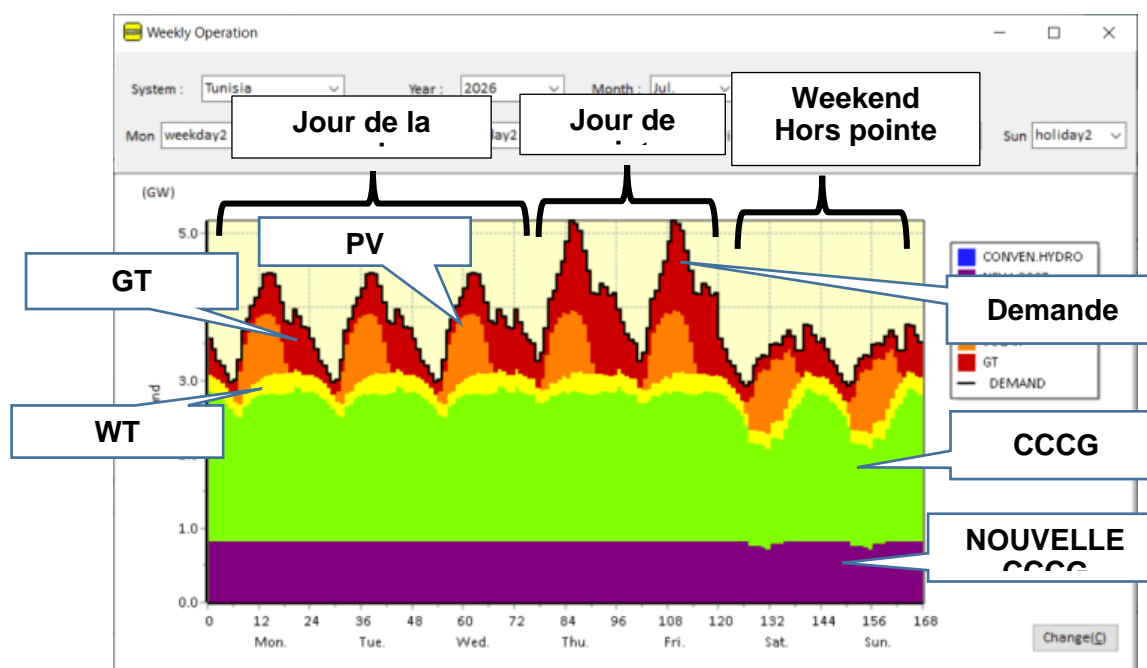
#### 5.4.4 Mise en place d'une simulation d'équilibrage offre/demande

##### (1) Scénario de base

##### 1) Équilibre offre/demande en 2026 (Scénario de base)

Selon les prévisions de demande pour 2026, la puissance maximale sera de 5180 MW en juillet, et la puissance minimale sera de 1790 MW au matin de janvier.

L'équilibre entre l'offre et la demande a été confirmé par simulation compte tenu de la baisse de production des TG et CCCG en été (juillet, août, septembre). Il montre la situation de l'offre et de la demande en juillet lorsque le maximum d'électricité est produit. La ligne noire sur la figure représente la demande, le jaune le WT, l'orange le PV, le vert le CCGT, le violet les nouveaux CCGT tels que le Skhira CCGT et le rouge le GT. La production de WT est faible en juillet en raison des mauvaises conditions de vent.

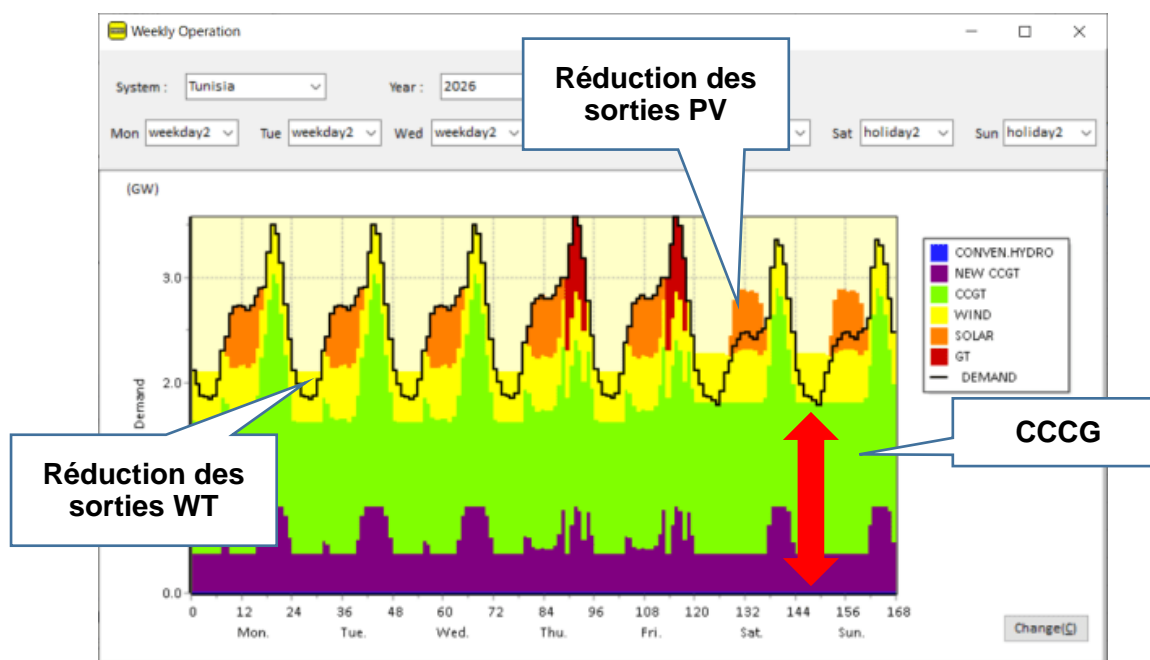


(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-43 Équilibre offre/demande en juillet 2026 (scénario de base)**

Affiche l'offre et la demande en janvier au moment de la charge minimale. Même à la charge la plus faible, il y a de la place pour un fonctionnement de 1,2 GW ou plus pour cinq générateurs synchrones.

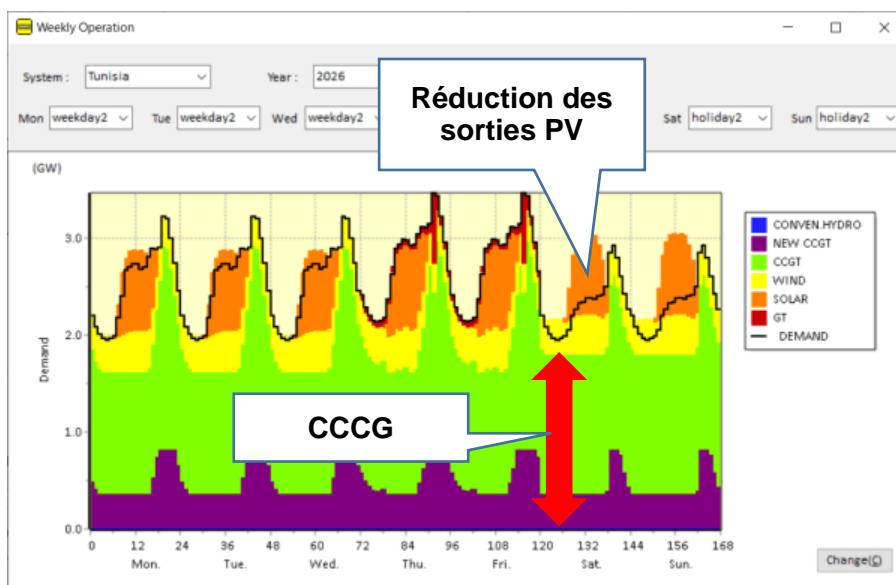
Au petit matin, lorsque la demande est faible, la sortie du générateur synchrone ne peut pas être complètement étranglée. Il y a un surplus d'énergie éolienne.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-44 Équilibre offre/demande en janvier 2026 (scénario de base)**

Il a été confirmé que la situation de l'offre et de la demande en avril lorsque la production de VRE était importante. Pendant les jours hors pointe, la production de l'équipement d'énergie thermique ne peut plus être réduite et il peut y avoir des situations où la production de VRE ne peut pas être utilisée.

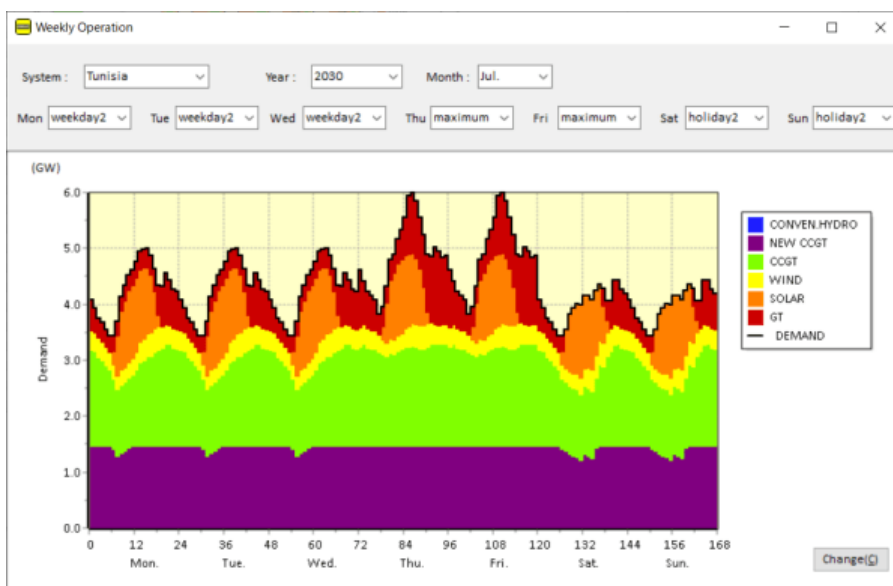


(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-45 Équilibre offre/demande en avril 2026 (scénario de base)**

## 2) Équilibre offre/demande en 2030 (Scénario de base)

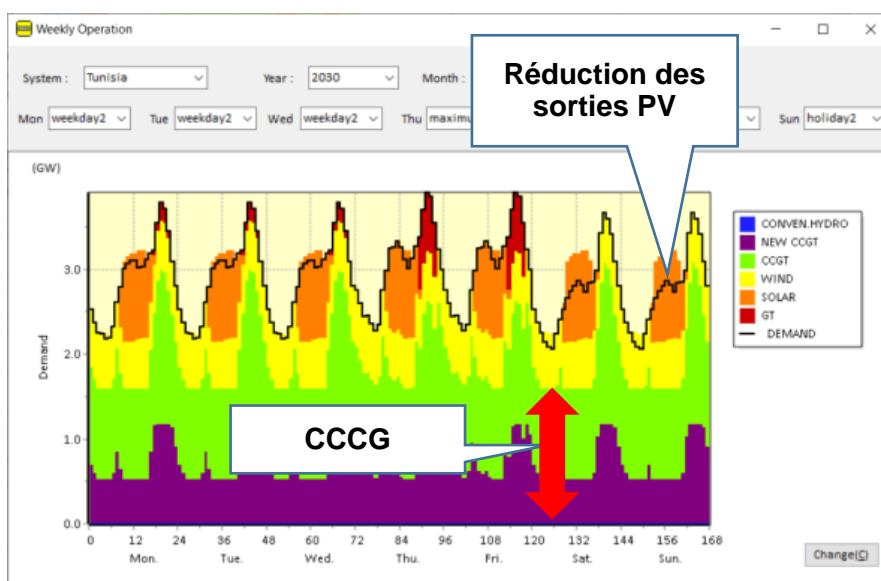
Selon les prévisions de demande pour 2030, la puissance maximale sera générée en juillet et 6000 MW, et la puissance minimale sera générée le matin de février et sera de 2064 MW. Le scénario de base n'inclut pas la centrale hydroélectrique à pompage à vitesse variable (ASPSPP).



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-46 Équilibre offre/demande au plus haut en juillet 2030 (scénario de base)**

Affiche l'offre et la demande en février au moment de la charge minimale. Même à la charge la plus faible, il y a une pièce de plus de 1,2 GW ou plus pour le fonctionnement d'un générateur synchrone.



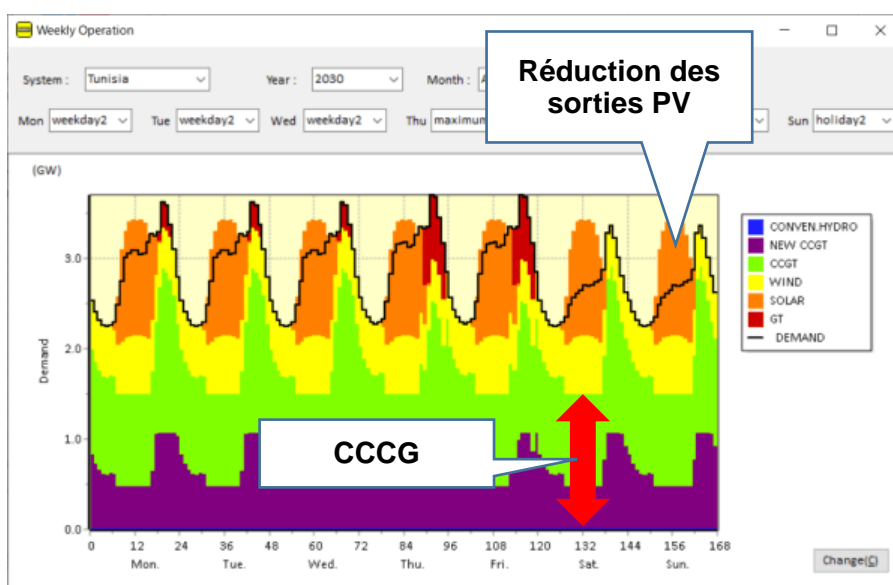
(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-47 Équilibre offre/demande au minimum en février 2030 (scénario de base)**



Étant donné que la sortie PV est importante en avril, afin de tirer le meilleur parti de la sortie VRE, il est nécessaire de réduire la sortie du générateur synchrone pendant les heures de production PV et les heures creuses. Selon le plan de développement actuel de la STEG, même si six générateurs synchrones qui ne peuvent pas être arrêtés fonctionnent à la puissance la plus faible, il est difficile d'utiliser toutes les sorties VRE.

Afin d'utiliser toute la sortie VRE, il est nécessaire d'augmenter le nombre maximum annuel de démarrages de la CCGT nouvellement établie de 26 à 200 ou plus afin que les démarrages et arrêts quotidiens (DSS) puissent être effectués. Alternativement, il est nécessaire d'installer un dispositif de stockage d'énergie tel que ASPSP ou BESS.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-48 Équilibre offre/demande en avril 2030 (scénario de base)**

## (2) Scénario d'installation du BESS

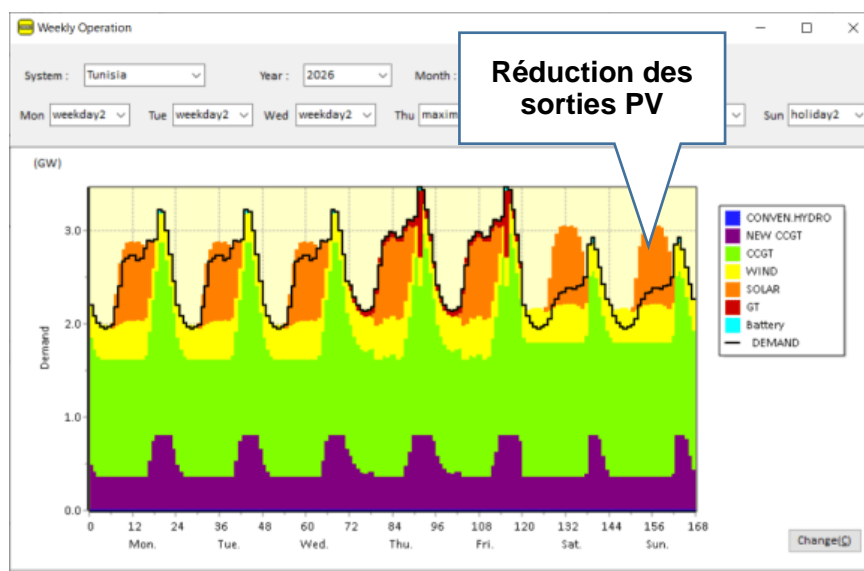
Selon les résultats d'analyse des fluctuations de courte période, il était nécessaire d'introduire BESS avec une puissance de 50 MW et une capacité de 25 MWh ou plus pour les VRE à partir de 2026. En comparant le taux C et le coût de la batterie de stockage, le 1C La batterie de stockage (50MWh) a un avantage sur la 2C (25Mwh), c'est pourquoi BESS (50MW / 50MWh) a fait l'objet de cette étude.

Le BESS 50MW / 50MWh sera introduit en 2026 et le 100MW / 100MWh en 2030, ce qui devrait permettre de résoudre la perturbation de l'approvisionnement pendant les heures de pointe, comme le montrent les résultats de l'analyse des fluctuations à cycle court.

La comparaison économique entre l'introduction du BESS et la réduction des fluctuations des ERV va être finalisée sur la base des résultats de la simulation offre/demande.

### 1) BESS 50MW/50MWh(2026)

L'introduction du BESS 50MW/50MWh en 2026 réduira les pertes d'ERV de 14GWh/an. La réduction de puissance thermique est de 11 GWh/an. Le coût du combustible de la centrale thermique est de 6,1 c / kWh selon la simulation de l'offre et de la demande en utilisant les données de prévision du coût du combustible de la STEG. Parallèlement à cela, l'effet de réduction de la consommation de combustibles fossiles est de 0,671 MUSD / an.



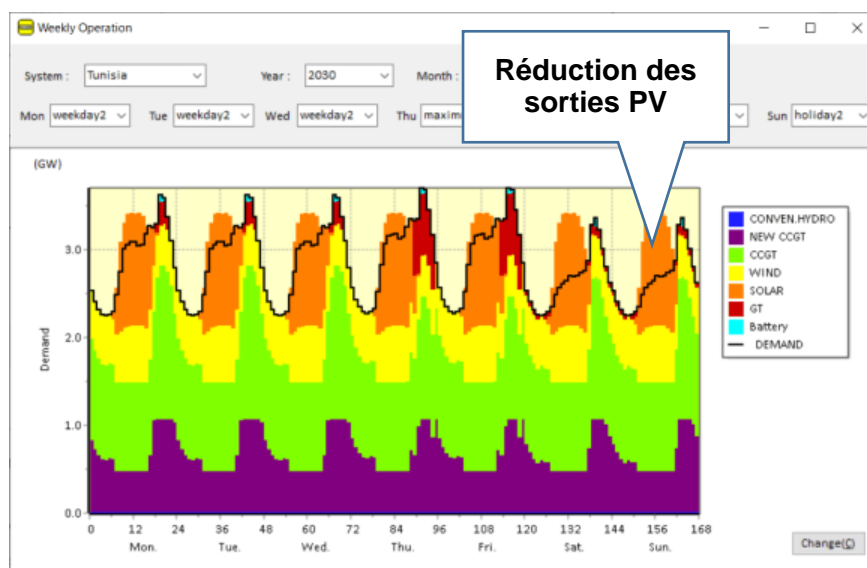
(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-49 Bilan offre/demande en avril 2026 (BESS 50MW/50MWh)**

### 2) BESS 100MW/100MWh (2030)

Le BESS 100MW / 100MWh sera introduit en 2030, et il est prévu que la perturbation de l'approvisionnement pendant les heures de pointe sera résolue, comme le montrent les résultats de l'analyse des fluctuations à court terme. Cette affaire devrait permettre de résoudre la rupture d'approvisionnement pendant les heures de pointe.

L'introduction du BESS 100MW/100MWh en 2030 réduira l'effacement des ERV de 27 GWh/an. La réduction de puissance thermique est de 22 GWh/an. Le coût du combustible de l'énergie thermique est de 7,0 C/kWh selon la simulation de l'offre et de la demande en utilisant les données de prévision du coût du combustible de la STEG. Parallèlement à cela, l'effet de réduction de la consommation de combustibles fossiles est de 1,54 MUSD / an.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-50 Bilan offre/demande en avril 2030 (BESS100MW/100MWh)**

### (3) Calcul de la fiabilité de l'alimentation électrique du scénario de base

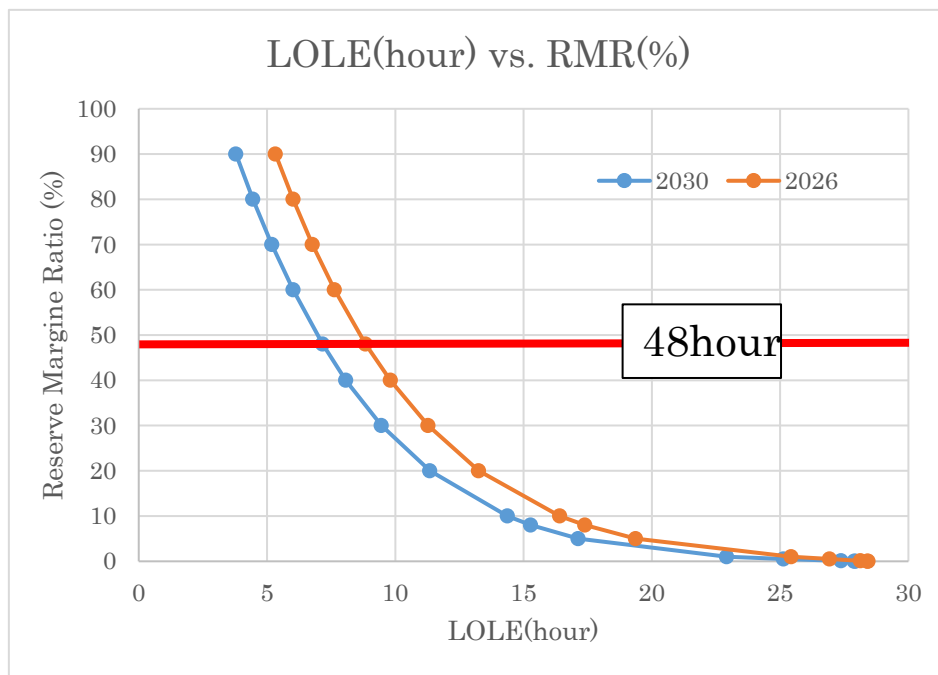
Les fiabilités de l'alimentation électrique en 2026 et 2030 dans le scénario de base sont calculées. LOLE a été calculé avec 50 % de la production PV de VRE comme capacité d'alimentation.

La fiabilité de l'alimentation électrique en 2026 est LOLE = 2,4 heures, réserve de fonctionnement 22,2 % ,

La fiabilité de l'alimentation électrique en 2030 est LOLE = 2,3 heures, réserve d'alimentation 20,6 % ,

La relation entre LOLE et la réserve d'exploitation dans le scénario de base est illustrée dans la figure ci-dessous en fonction de l'état de la demande, du VRE et de la capacité d'approvisionnement. Il a été calculé que le taux de marge de réserve nécessaire pour atteindre l'objectif de fiabilité de l'alimentation électrique de LOLE = 48 heures est de 8,8 % en 2026 et de 7,6 % en 2030.

Si le PV et le WT sont également disposés de manière discrète, une certaine capacité d'approvisionnement peut être attendue. Selon les normes STEG, le WT ne devrait pas être en capacité d'approvisionnement, mais le PV devrait être à 50 % de la capacité d'approvisionnement.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-51 Relation entre LOLE et RMR en 2026 et 2030 (scénario de base)**

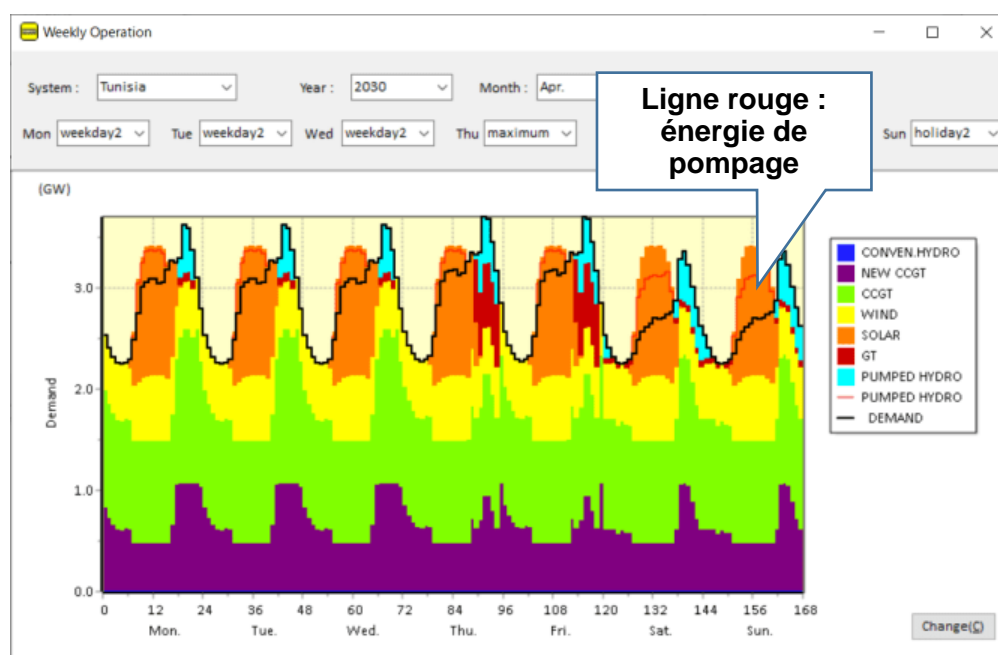
#### 5.4.5 Analyse sensible Équilibre offre/demande en 2030

En 2030, 100 MW / 100 MWh de BESS seront nécessaires avec ou sans ASPSP pour supprimer les fluctuations à cycle court des VRE. Il existe un plan pour développer des ASPSP, 400 MW (200 MW 2 unités), d'ici 2030. Examiner l'impact sur l'équilibre offre/demande lors de l'introduction des ASPSP et du BESS.

##### (1) BESS100MW/100MWh avec boîtier ASPSP 200MW 2 unités

En 2030, 2 unités de BESS 50MW / 50MWh et 2 unités d'ASPSP 200MW sont introduites. L'équilibre offre/demande a été simulé dans le cas où le développement de GT300MW a été annulé en se basant sur le plan STEG.

En conséquence, la suppression de la production VRE est réduite de 528 GWh. L'effacement de 92 GWh demeure. La réduction de puissance thermique est de 399 GWh/an. Le coût du combustible de la centrale thermique est de 7,0c / kWh. Par conséquent, le coût du carburant sera réduit de 27,93 MUSD / an.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-52 Bilan offre/demande en avril 2030 (Avec BESS, ASPSP)**

#### 5.4.6 Résultats de l'analyse de l'équilibre offre/demande

##### (1) Prévision de la demande

Du point de vue de l'analyse des risques pour le plan d'investissement, il est recommandé de définir une demande élevée et une demande faible pour faire face au risque d'investissement afin que la pénurie de capacité d'approvisionnement et le surinvestissement.

## (2) Mesures de stabilisation du système issues de la simulation de l'équilibre offre/demande

Compte tenu du coût d'investissement, BESS a sélectionné la performance 1C et a effectué une simulation de l'offre et de la demande.

À la suite de l'examen du fonctionnement économique par simulation de l'offre et de la demande, la capacité du BESS requise pour la stabilisation du réseau est la suivante.

- 1) D'ici 2026, BESS a besoin de 50MW / 50MWh.
- 2) D'ici 2030, le BESS est requis à 100 MW/100 MWh.

Dans ce cas, la quantité de réduction de suppression de sortie VRE et l'effet de réduction de combustion sont les suivants.

- 1) Effet de l'introduction de BESS 50MW / 50MWh d'ici 2026
  - Réduction de la suppression de la sortie VRE : 14 GWh/an
  - Réduction du coût du carburant en réduisant le chauffage : 0,671 MUSD/an par an
- 2) Effet de l'introduction de 100MW / 100MWh par le BESS d'ici 2030
  - Réduction de la suppression de la sortie VRE : 27 GWh/an
  - Réduction du coût du carburant en réduisant le chauffage : 1,541 MUSD/an par an

## (3) Réduction de la suppression des ERV

Lors de l'examen du scénario de base, seul ASPSP400MW n'a pas été en mesure d'utiliser efficacement la quantité prévue de production d'électricité VRE. Par conséquent, il est nécessaire d'envisager davantage de dispositifs de stockage d'énergie supplémentaires.

De plus, il est nécessaire de revoir le fonctionnement des CCGT (adopter DSS).

## 5.5 Examen de l'emplacement d'installation du BESS

### 5.5.1 But de l'étude

Peu importe où le BESS est installé, l'amélioration de la fréquence ne change pas. Cependant, en ce qui concerne la tension, l'impact sur le système d'alimentation diffère selon le lieu d'installation. Par conséquent, une étude sera menée pour sélectionner un emplacement qui a pour effet de supprimer les fluctuations de tension dues aux ER. De plus, la stabilisation de la tension du système est également bénéfique pour un fonctionnement stable des RE environnants.

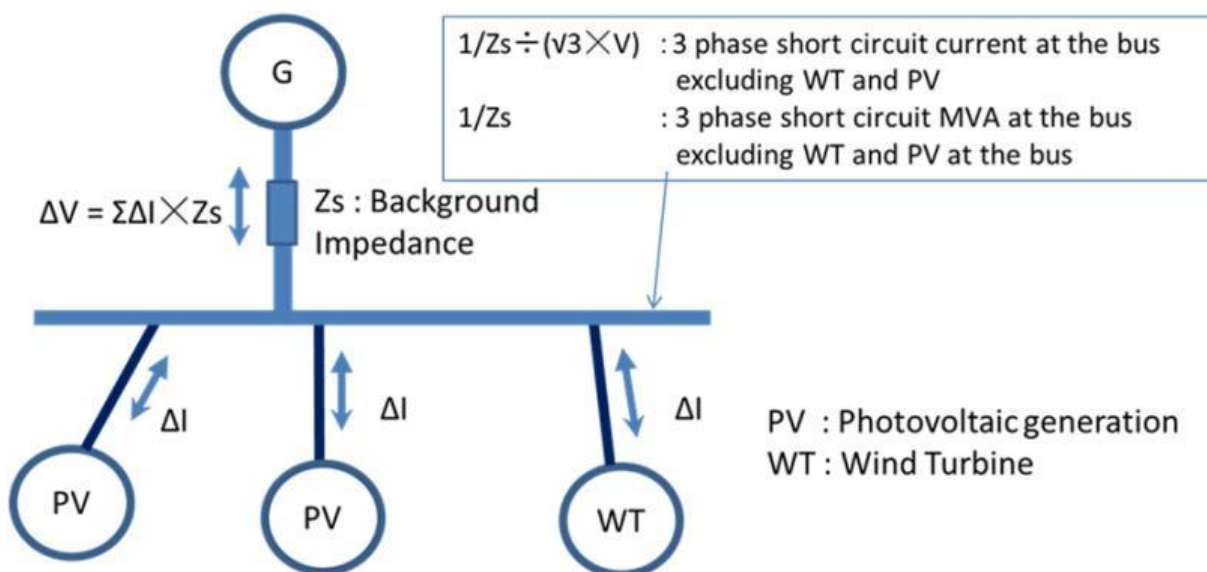
### 5.5.2 Méthode d'examen

Si BESS est installé dans un endroit où la tension du système fluctue considérablement, on peut s'attendre à ce qu'il supprime la fluctuation de tension, alors trouvez cet endroit.

L'endroit où la fluctuation de la tension du système est importante est l'endroit où le courant de court-circuit triphasé est faible par rapport à la quantité d'installation des RE. Il peut être utilisé pour améliorer la fluctuation de tension due à la fluctuation de sortie des énergies renouvelables en utilisant une batterie.

En général, comme indiqué dans エラー! 参照元が見つかりません。, l'amplitude du courant de court-circuit triphasé ou MVA à ce point est inversement proportionnelle à la fluctuation de la tension du système si la même fluctuation de courant devait se produire. On peut également dire que le courant de court-circuit triphasé ou MVA représente la force du système AC. Par conséquent, sélectionner un point avec un petit courant de court-circuit ou MVA pourrait être la méthode de dépistage.

En installant une batterie, il peut supprimer efficacement les fluctuations de tension en fonctionnement normal, en supposant la fluctuation de sortie de RE.



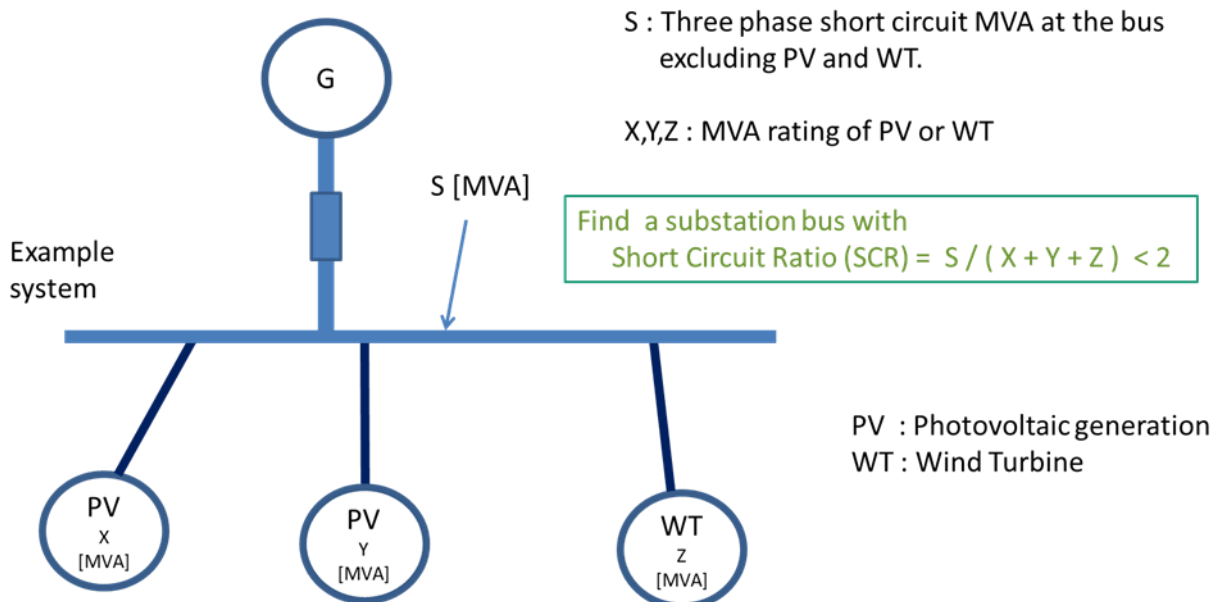
(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-53 Relation entre la fluctuation de courant des ER et la fluctuation de tension**

Ce qui suit montré dans エラー! 参照元が見つかりません。 sont définis comme critères de sélection.

**Critères de sélection SCR**

La MVA de court-circuit triphasé est inférieure à deux fois \* la valeur MVA des énergies renouvelables dans la région.



(Source équipe d'enquête JICA)

**Figure 5-54 Description des critères de sélection SCR**



Au lieu d'utiliser le MVA de court-circuit triphasé, SCR devient le même résultat obtenu en utilisant la valeur de courant (Ampère) généralement utilisée comme résultat du calcul de court-circuit triphasé.

En outre, l'espace d'installation du BESS, la sécurité, la maintenance et les aspects opérationnels seront examinés.

### 5.5.3 Candidat potentiel de SCR

Les emplacements ont été évalués sur la base des critères de sélection SCR décrits dans エラー! 参照元が見つかりません。 .

Lors du calcul du SCR, nous avons considéré qu'il était sévèrement supposé ce qui suit.

- ✓ Les conditions de fonctionnement du générateur de puissance thermique ont été déterminées sur la base de l'ordre de mérite afin que le total de la puissance minimale du générateur de puissance thermique réponde à la demande OFFPEAK (environ 2 000 MW).
- ✓ Le PSPP s'est arrêté.
- ✓ Le courant de court-circuit du VRE n'est pas attendu. (Pour comparaison par SCR)

La méthode de calcul de PSS/E est la suivante.

- ✓ COURANTS DE COURT-CIRCUIT CEI 60909

OPTIONS UTILISÉES :

- CALCULS DU COURANT DE DÉFAUT MAXIMAL, FACTEURS DE CORRECTION D'IMPÉDANCE CALCULÉS ET APPLIQUÉS
- FACTEUR DE TENSION  $C=1,05$  QUAND BUS BASE  $kV \leq 1,0$  kV et  $C=1,1$  QUAND BUS BASE  $kV > 1,0$  kV
- RÉGLER LES PUISSANCES DE LA MACHINE SYNCHRONE/ASYNCHRONE SUR  $P=0,0$ ,  $Q=0,0$
- RÉGLER LES RÉACTANCES DE SÉQUENCE POSITIVE DU GÉNÉRATEUR SUR TRANSITOIRE
- RÉGLER LES RAPPORTS DE PRISE DU TRANSFORMATEUR = 1,0 PU ET LES ANGLES DE DÉCALAGE DE PHASE = 0,0
- RÉGLER LA CHARGE DE LIGNE = 0,0 EN SÉQUENCES +/-
- RÉGLER LES SHUNTS LIGNE/FIXE/COMMUTÉ=0,0 ET ADMISSIBILITÉ DE Magnétisation DU TRANSFORMATEUR=0,0 EN SÉQUENCES +/-
- SET LOAD=0.0 IN +/- SÉQUENCES

Dans le rapport METI 2019, il répertorie le poste de MEDHILLA dans le sud de la Tunisie comme un site candidat potentiel.

エラー! 参照元が見つかりません。 présente les résultats du recalcul du SCR sur la base des données réseau reçues de la STEG en août 2021. La valeur actuelle (Ampère) a été utilisée pour le calcul du SCR.

Le poste MEDHILLA avec un SCR inférieur à 2 est un fort candidat potentiel pour l'installation du BESS, ce qui n'est pas différent du rapport METI 2019.

Le SCR du poste de MEDNINE et du poste de TATAOIN dépasse chacun 2, mais il est d'environ 3, ce qui peut être qualifié de système faible.

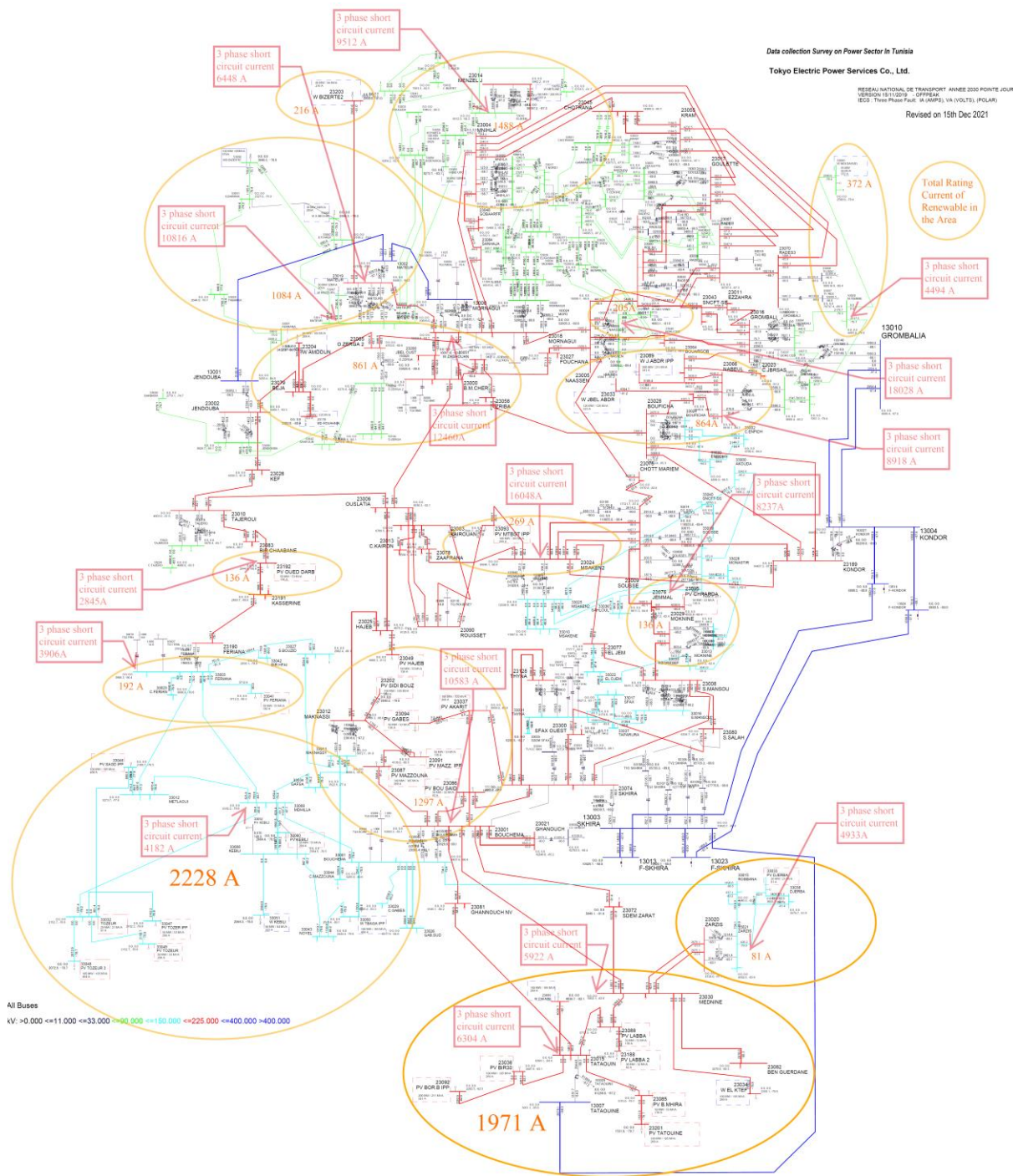
Étant donné que le SCR des autres sous-stations est de 5 ou plus, on peut dire qu'il s'agit d'un système solide.

Une carte du courant de court-circuit triphasé et du courant nominal des REs sont également présentés dans エラー! 参照元が見つかりません。 . (Voir l'ANNEXE 5-3 pour plus de détails)

**Table 5-9 Résultats du calcul du SCR**

Numéro de nœud	Nom de la sous-station	Tension de bus[kV]	Courant de court-circuit[A]( a )	Courant nominal total de Res [Un B )	SCR ( un B )
33009	MEDHILLA	150	4182	2228	1.9
23030	MÉDNINE	225	5922	1971	3.0
23015	TATAOIN	225	6304	1971	3.2
53010	M.JEMIL (MENZEL J)	90	9512	1488	6.4
23001	BOUCHEMA	225	10583	1297	8.2
53011	MATEUR	90	10816	1084	10.0
23066	NABEUL	225	8918	864	10.3
53028	M.TEMIME	90	4494	372	12.1
23018	MORNAGUI	225	12460	861	14.5
33003	FERIANA	150	3906	192	20.3
23192	PV OUED DARB	225	2845	136	20.9
23019	MATEUR	225	6448	216	29,9
23024	MASAKEN2	225	16048	269	59,7
23076	Jemmal	225	8237	136	60,6
33021	ZARZIS	150	4933	81	60,9
53012	NASSEN	90	18028	205	87,9

(Source : équipe d'enquête de la JICA)



(Source : équipe d'enquête de la JICA)

Carte détaillée : ANNEX 5-3

**Figure 5-55 Courant de court-circuit et courant nominal VRE**

#### 5.5.4 Puissance réactive requise pour BESS

La sortie de puissance réactive maximale du BESS est considérée comme suffisante en tant que puissance active à un facteur de puissance nominal d'environ 90 % (44 % de la puissance active maximale).

#### 5.5.5 Recommandation de l'emplacement du BESS du point de vue de la tension du système

Installez le BESS dans un endroit où l'aspect tension du système est faible et a un rapport relativement faible entre le courant de court-circuit triphasé et le courant nominal des RE.

À la suite de l'examen, il est recommandé d'installer d'abord le BESS au poste MEDHILLA. Il est également recommandé d'installer BESS dans des pays tels que MEDNINE et TATAOIN, qui ont un faible SCR compte tenu des changements dans le plan de développement VRE et de la sécurité pour BESS en raison de sa panne.

Une fois les candidats BESS confirmés, une enquête sur le terrain est nécessaire pour examiner de manière approfondie l'espace d'installation, la sécurité, la maintenance et le fonctionnement.

#### 5.5.6 Concernant la stabilité transitoire du système (référence)

Comme mentionné dans 5.2.2, il n'y a aucun problème avec la stabilité transitoire du système. Il n'est donc pas nécessaire de considérer les points candidats BESS de ce point de vue.

## 5.6 Analyse économique de l'installation du BESS

Dans cette étude, une analyse économique a été menée en supposant un projet de construction d'un BESS de 50 MW / 50 MWh en 2026. Les avantages économiques du BESS ont été supposés réduire la suppression de la production de la variable VRE par déplacement de charge, pour ajuster la demande et l'offre à court terme. fluctuation à long terme de la production d'ERV et effet de réduction des émissions de GES. À la suite de l'étude du taux C et du coût de la batterie de stockage, la batterie de stockage 1C présente un avantage de coût par rapport à la 2C ; ainsi, l'avantage économique a été calculé en supposant une batterie de stockage lithium-ion 1C.

### 5.6.1 CÉtat d'aluculation

Table 5-10 montre les conditions préalables à l'évaluation.

La durée du projet a été fixée à 15 ans en fonction de la durée de vie prévue du BESS. Comme la période de construction du BESS est courte, les avantages ont été comptés depuis l'année de construction.

Pour le coût unitaire de production d'électricité de la production d'électricité thermique, le résultat (6,21 centimes/kWh) de la simulation offre et demande du tronçon 2026 par le PDPAT3 a été utilisé. Pour le facteur d'émission de CO<sub>2</sub> du système électrique en Tunisie, la valeur fournie par la STEG (2,8Mt-CO<sub>2</sub>/Mtep) a été retenue. Pour la conversion de l'effet de réduction des émissions de GES en valeur monétaire, la valeur supposée du prix d'échange des émissions de GES de la STEG figurant dans Table 5-11 a été utilisé.

**Table 5-10 Prérequis de calcul**

Non.	symbole	Article	Évaluer	Remarque
1		Période du projet	15 ans	Durée de vie BESS
2	$C_{BESS}$	Capacité du BESS	50MWh	Selon l'étude
5	$CAPEX_{BESS}$	Unité CAPEX du BESS	700 USD/kWh	Taux C = 1C Prise en charge par le Consultant
6	$CAPEX_{GT}$	CAPEX unitaire de GT	600 USD/kW	Prise en charge par la STEG
8	$OPEX_{BESS}$	OPEX du BESS	1% des CAPEX	Prise en charge par le Consultant
9	$OPEX_{GT}$	OPEX de GT	1% des CAPEX	Prise en charge par le Consultant
13	UGC	Coût de génération unitaire TPP	6,21 cent/kWh =0,0621 USD/kWh	Coût unitaire moyen du kWh de la centrale thermique à partir de 2026 calculé par PDPAT3
14	$EF_{CO_2}$	Facteur d'émission de CO <sub>2</sub>	2,8 t-CO <sub>2</sub> /tep =0.24kg/kWh	Prise en charge par la STEG Converti avec 1 tep = 11,63 MWh

(Source : équipe d'étude de la JICA)

La valeur présumée du prix de transaction des crédits d'émissions de GES de la STEG figurant dans Table 5-11 a été utilisé pour convertir l'effet de réduction des émissions de GES en valeur monétaire. La STEG suppose deux scénarios : scénario 1 du n°1 et n°2 en Table 5-11 et le scénario 2 des n° 3, 4 et 5 dans le même tableau.

**Table 5-11 Émission de GES Hypothèse de prix de négociation**

Non.	symbole	Article	Évaluer	Remarque
1	CF <sub>CO</sub> (S <sub>1</sub> <sub>1</sub> )	Sinario 1 (2021-2022)	2,8 DT/t-CO2 =0,979 USD/t-CO2	Prise en charge par la STEG Converti avec 1USD=2.86DT au 07-02-2022
2	CF <sub>CO</sub> (S <sub>1</sub> <sub>2</sub> )	Sinario 1 (2023-2030)	3,66 DT/t-CO2 =1.280 USD/t-CO2	idem
3	CF <sub>CO</sub> (S <sub>2</sub> <sub>1</sub> )	Sinario 2 (2021-2022)	1,25 DT/t-CO2 =0,437 USD/t-CO2	idem
4	CF <sub>CO</sub> (S <sub>2</sub> <sub>2</sub> )	Sinario 2 (2023-2025)	2,25 DT/t-CO2 =0,787 USD/t-CO2	idem
5	CF <sub>CO</sub> (S <sub>2</sub> <sub>3</sub> )	Sinario 2 (2026-2030)	3.29 DT/t-CO2 =1.150 USD/t-CO2	idem

(Source : équipe d'étude de la JICA)

## 5.6.2 Coût économique

### (1) Coût de construction BESS / coût OM

35 MUSD (700 USD x 50 MWh) ont été estimés comme coût de construction du BESS en 2026, et le coût annuel de l'OM a été supposé être de 1 % du coût de construction.

## 5.6.3 Avantage économique

### (1) Effet de réduction de carburant par transfert de charge

La réduction des coûts de carburant due à la quantité de réduction de la production d'énergie thermique avec le transfert de charge du BESS en est un avantage. Dans la section 5.5, la réduction de carburant due au déplacement du pic en 2026 a été calculée comme étant de 11 GWh/an par an. Le coût de la production d'électricité à partir de la production d'énergie thermique a été calculé à 6,1 cents / kWh. Dans cette analyse, l'effet de réduction des coûts de carburant du déplacement de charge annuel a été supposé être de 671,000 USD / an.

### (2) Réduction des CAPEX et OPEX de Turbine à Gaz

L'installation de BESS évitera les CAPEX et OPEX des turbines à gaz en tant que force de régulation pour faire face aux fluctuations à cycle court. L'équipe d'étude a supposé que le CAPEX évitable est de 30 MUSD en 2026 et que l'OPEX est évitable de 0,3 MUSD chaque année par la suite dans l'analyse. Dans cette analyse, le coût de construction unitaire de l'énergie thermique des turbines à gaz a été supposé de 600 USD/kW, et le coût de l'OM a été supposé de 1 % du coût de construction.

### (3) Effet de réduction des émissions de GES

Le montant de la réduction des émissions de GES a été calculé en multipliant le montant de la réduction de la production d'énergie thermique par le facteur d'émission de la Tunisie. La conversion du montant de la réduction des émissions de GES en valeur monétaire a utilisé le prix d'échange des émissions de GES supposé présenté par la STEG. Pour le prix d'échange des émissions de GES après 2030, la valeur de 2030 a été utilisée.

#### 5.6.4 TRE (Taux de rentabilité interne économique)

Le cash-flow économique et le TRE pour la durée du projet de 15 ans ont été calculés en utilisant les conditions de calcul et la méthode de calcul décrites dans la section précédente. les Table 5-12 pour Table 5-14 montrent les résultats du calcul du TRE du projet.

Les résultats du calcul sont de 11,03 % (Table 5-12) pour le TRE, qui ne s'attend pas à un effet de réduction des émissions de GES, 11,14 % (Table 5-13) pour le TRE, qui anticipe un effet de réduction des émissions de GES dans le scénario 1 du prix d'échange des émissions de la STEG, et le prix d'échange des émissions de la STEG. Le TREI, qui devrait avoir un effet de réduction des émissions de GES dans le scénario 2, était de 11,15 % (Table 5-14). Dans chaque cas, il s'est avéré suffisamment économique.

**Table 5-12 Résultat du calcul du TRE(sans effet de réduction des émissions de GES)**

		IRR=					11.03%
Year	Investment [kWh]	Cost [USD]	Benefit [USD]			CF	
	BESS	BESS	Reduced Fuel	Avoided CAPEX and OPEX of GT	Reduced GHG emission		
1	2,026	50,000	35,000,000	671,000	30,000,000	0	-4,329,000
2	2,027		350,000	671,000	300,000	0	621,000
3	2,028		350,000	671,000	300,000	0	621,000
4	2,029		350,000	671,000	300,000	0	621,000
5	2,030		350,000	671,000	300,000	0	621,000
6	2,031		350,000	671,000	300,000	0	621,000
7	2,032		350,000	671,000	300,000	0	621,000
8	2,033		350,000	671,000	300,000	0	621,000
9	2,034		350,000	671,000	300,000	0	621,000
10	2,035		350,000	671,000	300,000	0	621,000
11	2,036		350,000	671,000	300,000	0	621,000
12	2,037		350,000	671,000	300,000	0	621,000
13	2,038		350,000	671,000	300,000	0	621,000
14	2,039		350,000	671,000	300,000	0	621,000
15	2,040		350,000	671,000	300,000	0	621,000

(Source : équipe d'étude de la JICA)



**Table 5-13 Résultat du calcul du TRE  
(avec effet de réduction des émissions de GES (scénario STEG 1))**

IRR= 11.15%

Year	Investment [kWh]	Cost [USD]	Benefit [USD]			CF
	BESS	BESS	Reduced Fuel	Avoided CAPEX and OPEX of GT	Reduced GHG emission	
1 2,026	50,000	35,000,000	671,000	30,000,000	3,389	-4,325,611
2 2,027		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
3 2,028		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
4 2,029		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
5 2,030		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
6 2,031		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
7 2,032		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
8 2,033		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
9 2,034		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
10 2,035		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
11 2,036		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
12 2,037		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
13 2,038		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
14 2,039		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389
15 2,040		350,000	671,000	300,000	3,389	624,389

(Source : équipe d'étude de la JICA)

**Table 5-14 Résultat du calcul du TRE  
(avec effet de réduction des émissions de GES (scénario 2 de la STEG))**

IRR= 11.14%

Year	Investment [kWh]	Cost [USD]	Benefit [USD]			CF
	BESS	BESS	Reduced Fuel	Avoided CAPEX and OPEX of GT	Reduced GHG emission	
1 2,026	50,000	35,000,000	671,000	30,000,000	3,046	-4,325,954
2 2,027		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
3 2,028		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
4 2,029		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
5 2,030		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
6 2,031		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
7 2,032		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
8 2,033		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
9 2,034		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
10 2,035		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
11 2,036		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
12 2,037		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
13 2,038		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
14 2,039		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046
15 2,040		350,000	671,000	300,000	3,046	624,046

(Source : équipe d'étude de la JICA)



### 5.6.5 Analyse d'ensitivité

Les coûts d'équipement futurs et les coûts de production d'électricité, ainsi que les coûts de construction de la production d'énergie thermique par turbine à gaz fluctueront en raison de l'innovation technologique et des changements dans l'environnement externe.

Une analyse de sensibilité a été réalisée avec le cas de base comme condition dans Table 5-15 (sans effet de réduction des émissions de GES) et avec comme variables le coût unitaire de construction du BESS [USD/kWh], le coût unitaire de construction de la turbine à gaz [USD/kWh] et le coût unitaire de production de la turbine à gaz [USD/kWh].

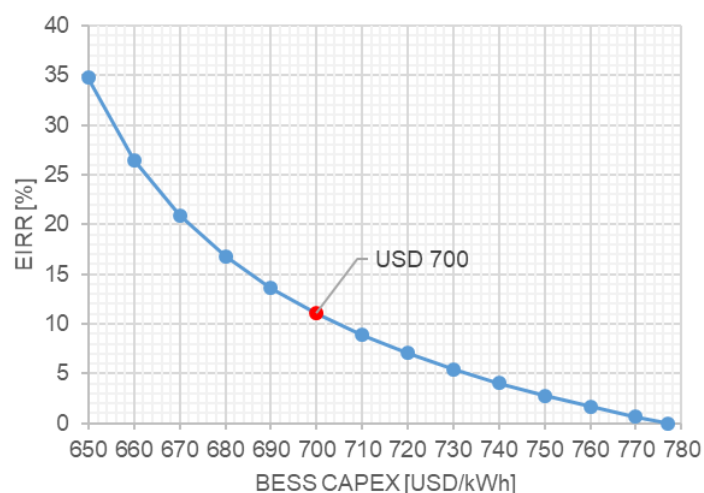
**Table 5-15 Prérequis de calcul (Cas de base dans l'analyse de sensibilité)**

Non.	symbole	Article	Évaluer	Remarque
1		Période du projet	15 ans	Durée de vie BESS
2	$C_{BESS}$	Capacité du BESS	50MWh	Selon l'étude
3	$CAPEX_{BESS}$	Unité CAPEX du BESS	700 USD/kWh	Taux $C = 1C$ Prise en charge par le Consultant
4	$CAPEX_{GT}$	CAPEX unitaire de GT	600 USD/kW	Prise en charge par la STEG
5	$OPEX_{BESS}$	OPEX du BESS	1% des CAPEX	Prise en charge par le Consultant
6	$OPEX_{GT}$	OPEX de GT	1% des CAPEX	Prise en charge par le Consultant
7	UGC	Coût de génération unitaire TPP	6,21 cent/kWh =0,0621 USD/kWh	Coût unitaire moyen du kWh de la centrale thermique à partir de 2026 calculé par PDPATIII

(Source : équipe d'étude de la JICA)

#### (1) Coût unitaire de construction du BESS

Figure 5-56 montre les résultats de l'analyse de sensibilité des coûts de construction du BESS. Le coût de construction du BESS a été fixé à 700 [USD/kWh] dans le cas de base sur la base des résultats des auditions des constructeurs. (Marqueur rouge sur la figure) Lorsque le coût de construction du BESS est de 777 [USD/kWh], le TRE est de 0 %.

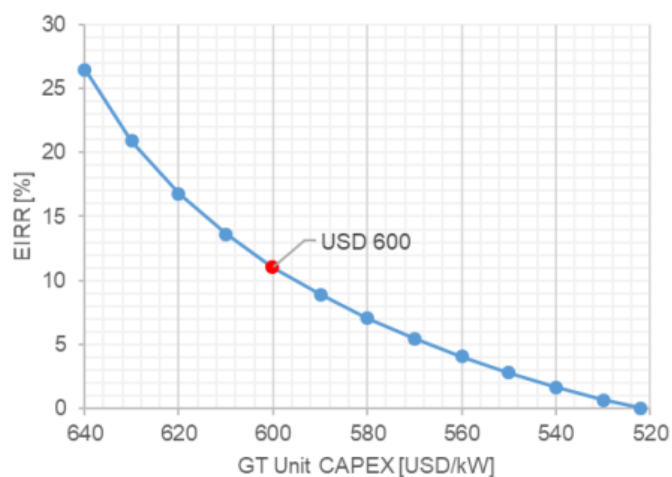


(Source : équipe d'étude de la JICA)

**Figure 5-56 Analyse de sensibilité du coût unitaire de construction du BESS**

## (2) Coût unitaire de construction de la turbine à gaz

Figure 5-57 montre les résultats de l'analyse de sensibilité des coûts de construction de la production d'électricité à turbine à gaz. Le coût de construction de la turbine à gaz a été fixé à 600 [USD/kWh] dans le cas de base sur la base des données fournies par la STEG. (Marqueur rouge sur la figure) Lorsque le coût de construction de la turbine à gaz est de 522 [USD/kWh], le TRE est de 0 %.

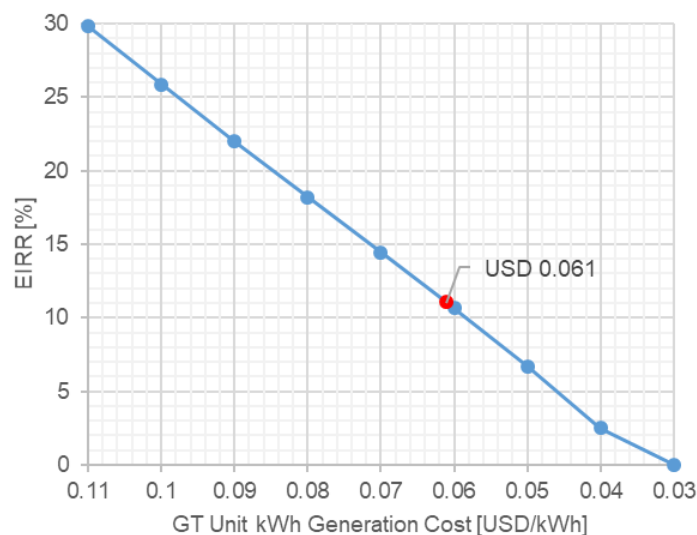


(Source : équipe d'étude de la JICA)

**Figure 5-57 Analyse de sensibilité du coût unitaire de construction d'une turbine à gaz**

### (3) Coût unitaire de production d'une turbine à gaz

Figure 5-58 montre les résultats de l'analyse de sensibilité des coûts de production d'électricité à partir de turbines à gaz. Le coût de production d'électricité de la turbine à gaz était de 6,1 [USD/kWh] dans le cas de base. Lorsque le coût de production d'électricité de la turbine à gaz est de 3,4 [USD/kWh], le TREI est de 0 %.



(Source : équipe d'étude de la JICA)

**Figure 5-58 Analyse de sensibilité en coût de production unitaire kWh de la turbine à gaz**

#### 5.6.6 Le résultat de l'analyse économique

Le projet BESS dans un environnement où le marché de l'ajustement de l'offre et de la demande n'est pas bien développé est difficile à conduire à l'amélioration financière de l'entité commerciale. Cependant, le projet contribue à l'économie nationale en réduisant le carburant importé et contribue également à réduire l'environnement des émissions de GES à l'échelle mondiale.

En Tunisie, le marché de l'ajustement offre-demande n'est pas établi et il est difficile de prédire la trésorerie du projet, comme le révèle l'analyse de sensibilité. Ainsi, il est difficile d'introduire le projet BESS avec des fonds privés. Cependant, BESS contribue à l'économie nationale et à l'environnement mondial en réduisant la consommation de carburant.

Le gouvernement a décidé d'introduire 30% de VRE, et la STEG envisage l'introduction de l'ASPSPP et du BESS comme mesure de stabilisation du système, mais la charge financière est lourde, donc le plan n'a pas été formulé. L'examen du chapitre 5 a révélé qu'il est nécessaire d'introduire un BESS de 50 MW / 50 MWh d'ici 2026 et de 100 MW / 100 MWh d'ici 2030 pour la stabilisation du système.

De plus, BESS peut être introduit sur des sites distribués et, du point de vue de la stabilité de la tension du système, un bon point et deux points candidats sont répertoriés. L'introduction du BESS sur ces sites par étapes selon l'état d'introduction des ERV peut réduire la charge financière de la STEG.

Selon la STEG, à partir de 2022, l'introduction des VRE est retardée d'environ deux ans par rapport au plan en raison du COVID-19. Par conséquent, selon l'avancement de l'introduction de VRE, il peut être une

option de développer BESS 20MW / 20MWh chaque année pendant cinq ans de 2026 à 2030 et de développer un total de BESS 100MW / 100MWh d'ici 2030. Si BESS20MW / 20Mh est introduit en 2026, on peut s'attendre à une réduction de la consommation de carburant de 268 400 USD / an. En envisageant le projet BESS dans le futur, l'introduction progressive du BESS est avantageuse en termes de financement.

Par exemple, le programme de soutien suivant est considéré.

Premièrement, la STEG introduira un BESS de petite capacité (par exemple, 20MW / 20MWh) avec une subvention et acquerra un savoir-faire (planification, spécification, conception, processus d'appel d'offres, construction et OM) sur le BESS. Après cela, en fonction des progrès de l'introduction des ERV, des BESS à grande échelle seront introduits avec une aide sous forme de prêt.

## 5.7 Résultats de l'examen des mesures de stabilisation du système électrique pour l'introduction massive des ERV

### 5.7.1 Examen du plan système

À la suite du calcul, il n'y avait pas d'équipement qui était surchargé (capacité de transmission insuffisante). A partir de là, on considère qu'un plan de transmission de puissance correspondant à l'amélioration de l'alimentation a été réalisé de manière appropriée. De plus, à la suite du calcul de la stabilité transitoire (synchrone) due à l'accident de la ligne de transmission, on considère qu'il n'y a pas de problème.

### 5.7.2 Résultats de l'analyse de la simulation de l'alimentation et de la fréquence de la demande pour les fluctuations de courte période

#### (1) Analyse de simulation de fréquence d'alimentation et de demande d'énergie des fluctuations de fréquence de courte période

Les résultats de l'analyse des fluctuations de fréquence dans la demande du réseau et le modèle de fluctuation à courte période du générateur sont présentés ci-dessous. La plage cible des fluctuations de fréquence en Tunisie est de  $50 \pm 0,3$  Hz, et 50 MW de BESS seront nécessaires en 2026 pour maintenir les fluctuations de fréquence dans cette plage. En 2030, 100 MW de BESS seront nécessaires avec ou sans ASPSP.

**Table 5-16 Résultat du calcul de la fluctuation de fréquence**

CAS	0	1	2	3	4	5	6
An	2030					2026	
ASPSPP (MW)	0	0	0	400	400	0	0
BESS(MW)	50	100	150	50	100	50	100
<b>Valeur centile 99,7 (Hz)</b>	<b>0,3213</b>	<b>0,2778</b>	<b>0,2495</b>	<b>0,3343</b>	<b>0,2750</b>	<b>0,2976</b>	<b>0,2472</b>

(Source : équipe d'étude de la JICA)

#### (2) Résultats du calcul de l'état de charge/décharge du BESS

L'état de charge/décharge pour supprimer les fluctuations de courte période dans le BESS a été calculé et la capacité requise a été obtenue. Les résultats sont les suivants.

- D'ici 2026, BESS 50MW / 25MWh ou plus est requis.
- D'ici 2030, BESS50MW / 25MWh 2 unités ou plus sont nécessaires.

### 5.7.3 Résultats de l'analyse du fonctionnement économique par la simulation d'équilibrage offre/demande

#### (1) Résultats de la simulation de l'équilibre offre/demande

À la suite de l'examen du fonctionnement économique par simulation de l'offre et de la demande, la capacité du BESS requise pour la stabilisation du réseau est la suivante.

- 1) D'ici 2026, BESS a besoin de 50MW / 50MWh.
- 2) D'ici 2030, BESS a besoin de 1000MW / 100MWh.

Dans ce cas, la quantité de réduction de suppression de sortie VRE et l'effet de réduction de combustion sont les suivants.

- 1) Effet de l'introduction de BESS 50MW / 50MWh d'ici 2026
  - Réduction de la suppression de la sortie VRE : 14 GWh/an
  - Réduction du coût du carburant en réduisant le chauffage : 0,671 MUSD/an par an
- 2) Effet de l'introduction de 100MW / 100MWh par le BESS d'ici 2030
  - Réduction de la suppression de la sortie VRE : 27 GWh/an
  - Réduction du coût du carburant en réduisant le chauffage : 1,541 MUSD/an par an

#### (2) Réduction de la suppression des ERV

Lors de l'examen du scénario de base, seul ASPSP400MW n'a pas été en mesure d'utiliser efficacement la quantité prévue de production d'électricité VRE. Par conséquent, il est nécessaire d'envisager plus avant des dispositifs de stockage d'énergie supplémentaires.

De plus, il est nécessaire de revoir le fonctionnement des CCGT (adopter DSS).

### 5.7.4 Nécessité d'un contrôle de la tension du réseau

Le BESS est faible en termes de tension du système et doit être installé dans un endroit où le rapport du courant de court-circuit triphasé au courant nominal du VRE est relativement faible. À la suite de l'étude, il est recommandé d'installer d'abord le BESS au poste MEDHILLA. Il est également recommandé d'installer le BESS dans les sous-stations de MEDNINE et les sous-stations de TATAOIN à faible SCR en tenant compte des changements dans les plans de développement des VRE et des pannes dues aux défaillances du BESS.

### 5.7.5 Efficacité économique des mesures de stabilisation du système électrique

Une analyse économique a été menée en supposant un projet de construction d'un BESS de 50 MW / 50 MWh en 2026. Dans l'étude, les avantages économiques du BESS étaient la réduction de la suppression de la production d'ERV due au déplacement de charge, la puissance d'ajustement (avantage du remplacement de la turbine à gaz), et Effet de réduction des émissions de GES.

À la suite de l'analyse, le TREI était de 11,03 % même dans le modèle où l'effet de réduction des émissions de GES n'était pas prévu, ce qui indique la validité économique du projet. Cependant, une analyse de sensibilité a également révélé que le coût de construction du BESS a augmenté de 11 % et que le TRE a diminué à 0 %.

En Tunisie, le marché de l'ajustement offre-demande n'est pas établi et il est difficile de prédire la trésorerie du projet, comme le révèle l'analyse de sensibilité. Ainsi, il est difficile d'introduire le projet BESS avec des fonds privés. Cependant, BESS contribue à l'économie nationale et à l'environnement mondial en réduisant la consommation de carburant.

### 5.7.6 Impact du Grit Code (GC) annoncé publiquement

En II.4) et III. En ce qui concerne le contrôle de fréquence du GC annoncé publiquement pour MT et HT, lors de la connexion au réseau de l'équipement de production d'électricité utilisant VRE, les installations de réglage de fréquence doivent être installées de la même manière que la centrale électrique existante. Selon le III.1), les TE supérieurs et égaux à 10 MW doivent obligatoirement être équipés d'un dispositif activable par une commande du dispatching afin que  $\Delta P$  de 5 % de la puissance installée puisse être augmenté ou diminué selon une force d'inertie pendant 10 secondes. De plus, selon III.2), lors du raccordement au réseau d'équipements de production d'énergie renouvelable de plus de 10 MW, le schéma de commande du régulateur de fréquence pouvant être utilisé dans les 15 secondes suivant la commande lorsque le centre de répartition est requis est affiché. Selon III.2),

Dans le scénario de base de 2030, le PV est de 1596 MW et le WT est de 1,542 MW, donc si toutes ces installations de production d'électricité sont de 10 MW ou plus, la force d'inertie du WT sera de 77 MW et la force d'ajustement de la fréquence sera de 627 MW. Cependant, étant donné que la sortie du VRE change soudainement en fonction des conditions météorologiques, il n'est pas clair si la sortie prescrite pour le réglage sera assurée.

Il est nécessaire de porter une attention particulière à la construction et à l'utilisation strictes de ce GC.

## Chapitre 6 Cadre de coopération prioritaire

### 6.1 Défis pour l'introduction massive des ERV

Le Table 6-1 résume les enjeux liés à l'introduction massive des ERV. En ce qui concerne l'aspect technique, les problèmes sont les contraintes du système, principalement en raison de la sécurisation de la puissance d'ajustement pour absorber les fluctuations de fréquence dues aux VRE et de la capacité de transmission insuffisante pour transmettre la puissance de la source d'alimentation à la zone de demande. Ces dernières années, les systèmes d'alimentation distribués régionaux utilisant des sources d'alimentation distribuées VRE à petite échelle se sont répandus, et la gestion technique et institutionnelle des systèmes d'alimentation distribués régionaux est devenue un problème.

En ce qui concerne les questions institutionnelles, l'introduction d'un mécanisme de marché pour promouvoir le développement et la diffusion des codes de réseau est également un problème. On s'attend également à ce qu'un organisme de réglementation indépendant soit nécessaire pour maintenir un environnement de marché équitable et transparent.

D'autre part, pour favoriser l'introduction des ERV, il est nécessaire d'améliorer l'environnement des affaires ainsi que l'introduction du mécanisme de marché. Actuellement, la balance revenus-dépenses de la STEG est dans le rouge, et elle dépend fortement des subventions, de sorte qu'elle pourrait ne pas être en mesure d'investir dans le développement du système d'introduction des ERV en raison d'un manque de fonds. Des incitations pour favoriser l'entrée du secteur privé et l'amélioration de la capacité d'examen des projets d'ERV des institutions financières sont également nécessaires.

Dans les entretiens avec des organisations liées à cette enquête, il n'y a eu aucune demande de conception institutionnelle ou d'amélioration de l'environnement des affaires, la partie tunisienne a exprimé son intérêt pour la coopération technique sur l'analyse des fluctuations de fréquence à courte période, la simulation de l'offre et de la demande et les technologies BESS.



**Table 6-1 Enjeux liés à l'introduction massive des énergies renouvelables**

Issues	Countermeasures
<b>&lt;Technology&gt;</b>	
(1) System Stabilization measures Increased frequency fluctuations Insufficient inertial force	BESS installation
	ASPSS installation
	Demand Response
	Strengthening grid interconnection
	Improving grid operation technology
	Forecasting VRE output VRE
(2) Insufficient capacity of power transmission system	Strengthening transmission and distribution network
(3) Development of a regional distributed power system (Micro grid, mini grid, etc.)	Expanding regional distributed power systems
<b>&lt;Institutional&gt;</b>	
(1) No balancing market / capacity market	Establishing balancing and capacity markets
(2) No independent regulatory body	Establishing an independent regulatory body
(3) No grid code for VRE	Developing the grid code
(4) No laws/regulation/codes for minigrid/microgrid	Developing the law on minigrid/microgrid
<b>&lt;Business environment&gt;</b>	
(1) Electric power companies are in the red and highly dependent on subsidies	Management improvement, Subsidy reform
(2) Insufficient experience in VRE projects of financial institutions	Improving financial institutions' VRE project assessment capabilities
(3) Lack of incentives to encourage private entry	Establishing laws/schemes for the utilization of private funds

(Source : équipe d'étude de la JICA)

## 6.2 Programme de coopération (y compris la liste des projets candidats au soutien (y compris les informations sur le délai de mise en œuvre))

### 6.2.1 Demande du gouvernement tunisien

Le gouvernement tunisien a défini une politique visant à introduire de grandes quantités d'ERV dans le réseau et à réduire la consommation de combustibles fossiles importés. Pour cette raison, le ME a demandé au STEG d'envisager des mesures de stabilisation du réseau pour l'introduction de grands volumes d'ERV.

Selon le plan STEG examiné précédemment, la quantité d'ERV introduite en 2030 sera d'environ 30 % de la quantité d'électricité. Compte tenu de la quantité d'ERV introduite, il est considéré comme inévitable de supprimer la production d'ERV afin de maintenir la fréquence et la tension du système.

Dans l'enquête de la JICA "Enquête de recherche sur la façon de soutenir les pays en développement à l'ère de l'introduction massive des énergies renouvelables (recherche de projet)", en juillet 2019, la partie tunisienne et l'équipe d'étude de la JICA ont organisé les problèmes pour introduire une grande quantité de variables énergies renouvelables (ERV). (voir ANNEX 6-1) Bien qu'ils aient une compréhension commune des problèmes, des solutions et de la feuille de route, il n'y a pas eu d'accord et le MIEM a soumis une note conceptuelle (ANNEX 6-2) qui résume les demandes de soutien ultérieurement. La STEG a exprimé des attentes quant à la mise en œuvre d'une assistance technique au Japon pour étudier et mettre en œuvre les mesures de stabilisation du réseau décrites dans la note conceptuelle. Cet élément de demande de note conceptuelle a été limité à l'examen des mesures de stabilisation du système, et il n'y avait pas quelques éléments qui étaient incompatibles avec la portée de cette étude. Pour cette raison, la STEG et l'équipe d'étude de la JICA ont discuté des éléments demandés et les ont organisés en trois parties : les éléments à mettre en œuvre dans cette enquête, ceux à mettre en œuvre dans le projet d'assistance technique, ceux à mettre en œuvre dans l'enquête préparatoire de la projet.

D'autre part, en août 2021, une demande de coopération technique a été émise. Le contenu du projet de coopération technique a été discuté lors de l'enquête sur le terrain en novembre 2021, en tenant compte du contenu de la note conceptuelle basée sur cette demande.

### 6.2.2 Politique de coopération pour l'élaboration et la mise en œuvre de mesures de stabilisation du réseau pour l'introduction massive d'énergies renouvelables

Sur la base des résultats des études du chapitre 5, nous examinerons et organiserons les mesures de soutien aux mesures de stabilisation du système pour l'introduction massive d'ERV.

Selon le plan de développement de la STEG, environ 2 GW de PV et WT VRE seront introduits dans le réseau d'ici 2026. D'ici 2030, il est prévu d'introduire environ 3 GW d'ERV dans le réseau.

D'autre part, nous avons analysé les fluctuations à court terme pour la stabilité de la fréquence et de la tension dans un seul système, examiné les opérations économiques incluant les fluctuations à long terme par la simulation de l'offre et de la demande, et examiné la possibilité de contrôler la tension du système.

En conséquence, il est recommandé d'introduire le BESS 50MW / 50MWh d'ici 2026, et le BESS 100MW / 100MWh d'ici 2030.

En outre, en raison de la nécessité de contrôler la tension du système, nous proposons des dispositifs distribués BESS dans deux sous-stations.

Afin de réaliser ces mesures de stabilisation du système proposées, nous proposons de fournir un soutien dans les étapes suivantes.

#### (1) Soutien à court et moyen terme (2023-2026)

Il est prévu d'introduire environ 2GW d'ERV d'ici 2026, et afin de réaliser ceci, l'introduction de BESS 50MW / 50MWh sera réalisée. À cette fin, il est nécessaire d'améliorer les capacités des éléments suivants. En particulier, en ce qui concerne la capacité de conception du BESS, si la date de livraison du BESS est d'un an à partir de la commande, il ne sera pas à temps pour le début de l'exploitation du BESS en 2026, à moins que la spécification d'achat (document d'appel d'offres) soit achevée en 2024.

##### 1) Amélioration de la capacité de planification du système/de l'alimentation électrique

Plan de développement des équipements électriques Politique de base pour l'établissement de scénarios

Méthode de planification pour les équipements pouvant fournir une réserve instantanée (ASPSPP, BESS)

Méthode de calcul de la fiabilité de l'approvisionnement (LOLE)

Méthode de simulation de l'offre et de la demande

Étude de stabilité du système (ROCOF, etc.)

##### 2) Amélioration de la capacité d'exploitation du système

Méthode de gestion et d'exploitation de la réserve d'approvisionnement (ASPSPP, BESS, suppression de la production VRE)

Méthode d'analyse du contrôle de la tension du système et du flux de puissance

##### 3) Amélioration de la conception et de la capacité d'exploitation du BESS

Formulation de la méthode d'introduction des BESS (placement distribué, introduction par étapes)

Paramètres des spécifications de base du BESS (capacité de la batterie, SOC, méthode de contrôle, etc.)

##### 4) Soutien aux projets de construction de BESS

Mise en œuvre de la FS BESS

Conception détaillée du BESS, création du cahier des charges

Soutien financier

Soutien technique (appel d'offres, construction, essais, O & M)

#### (2) Soutien à moyen et long terme (2026-2030)

Il est prévu d'introduire environ 3GW d'ERV d'ici 2030, et afin de réaliser cela, l'introduction de BESS100MW / 100MWh sera réalisée. À cette fin, il est considéré comme nécessaire de continuer à améliorer les capacités des éléments suivants.

##### 1) Amélioration de la capacité de planification du système/de l'alimentation électrique

Méthode de planification pour les équipements pouvant fournir une réserve instantanée (ASPSPP, BESS)

Étude de stabilité du système (ROCOF, etc.)

2) Amélioration de la capacité d'exploitation du système

Méthode de gestion et d'exploitation de la réserve d'approvisionnement (ASPSPP, BESS, suppression de la production VRE)

Méthode d'analyse du contrôle de la tension du système et du flux de puissance

3) Soutien aux projets de construction de BESS

Soutien financier

(3) Soutien à long terme (après 2030)

À l'heure actuelle, le plan de développement n'a pas été formulé après 2030, de sorte que les exigences en matière d'équipement ne sont pas claires, mais il s'agit d'un plan à moyen et long terme visant à introduire davantage d'ERV au-delà de 30 % de l'énergie générée. Outre les éléments de soutien opérationnel, il semble nécessaire de prendre en compte les éléments suivants.

1) ERV et réserves du marché

Mise en place d'un marché de réserve flash

Création du marché de l'ERV

### 6.2.3 Introduction progressive du BESS

Le gouvernement a décidé d'introduire 30% de VRE, et la STEG envisage l'introduction de l'ASPSPP et du BESS comme mesure de stabilisation du système, mais la charge financière est lourde, donc le plan n'a pas été formulé. L'examen du chapitre 5 a révélé qu'il est nécessaire d'introduire un BESS de 50 MW / 50 MWh d'ici 2026 et de 100 MW / 100 MWh d'ici 2030 pour la stabilisation du système.

De plus, BESS peut être introduit sur des sites distribués et, du point de vue de la stabilité de la tension du système, un bon point et deux points candidats sont répertoriés. L'introduction du BESS sur ces sites par étapes selon l'état d'introduction des ERV peut réduire la charge financière de la STEG.

Selon la STEG, à partir de 2022, l'introduction des VRE est retardée d'environ deux ans par rapport au plan en raison du COVID-19. Par conséquent, selon l'avancement de l'introduction de VRE, il peut être une option de développer BESS 20MW / 20MWh chaque année pendant cinq ans de 2026 à 2030 et de développer un total de BESS 100MW / 100MWh d'ici 2030. Si BESS20MW / 20Mh est introduit en 2026, on peut s'attendre à une réduction de la consommation de carburant de 268 400 USD / an. En envisageant le projet BESS dans le futur, l'introduction progressive du BESS est avantageuse en termes de financement.

Par exemple, le programme de soutien suivant est considéré.

Premièrement, la STEG introduira un BESS de petite capacité (par exemple, 20MW / 20MWh) avec une subvention et acquerra un savoir-faire (planification, spécification, conception, processus d'appel d'offres, construction et OM) sur le BESS. Après cela, en fonction des progrès de l'introduction des ERV, des BESS à grande échelle seront introduits avec une aide sous forme de prêt.

### 6.3 Préparation de la mise en œuvre d'un projet de coopération technique (Demande du gouvernement tunisien)

Le gouvernement tunisien a officiellement demandé un soutien pour un projet de coopération technique qui contribue à la stabilisation du système en août 2021. Sur la base de cette demande et des éléments de soutien technique nécessaires au STEG organisés en 6.2 dans la section précédente, le contenu de la coopération technique a été organisé.

Au moment de l'enquête sur le terrain en décembre 2021, l'analyse des problèmes actuels et le contenu de la coopération technique étaient organisés comme suit. (Voir ANNEX 6-3 Analyse des problèmes, ANNEX 6-4 Projet de PDM)

L'agence d'exécution du projet est prévue pour être le MOE et le STEG.

#### 1. Objectif général

Promouvoir le développement durable pour une société à faible émission de carbone et décarbonée en Tunisie.

#### 2. Objectif du projet

Renforcer la capacité des départements concernés à assurer un approvisionnement stable et à faible teneur en carbone du système électrique en Tunisie.

#### 3. Sortie

1) Améliorer la capacité à exploiter les services publics d'électricité et la capacité de contrôle de l'organisme de réglementation indépendant en partageant les connaissances et l'expérience au Japon.

2) Faire une estimation de la capacité des installations fournissant différents types d'installations d'approvisionnement en marge, telles que les pompes à vitesse réglable, les batteries de stockage.

3) Rendre la planification et l'exploitation capables d'optimiser les différents types d'installations d'approvisionnement en marge.

4) Améliorer l'analyse sophistiquée du rapport de force

5) Établir la capacité du STEG en matière de planification et d'exploitation du réseau avec une analyse sophistiquée du réseau en prévision d'une situation où le taux d'ERV est supérieur à 20%.  
(Renforcement des capacités d'exploitation et de gestion du réseau)

6) Approfondir la compréhension des mesures visant à améliorer la flexibilité du réseau en utilisant le système de gestion de l'énergie (EMS) et la gestion de la demande (DSM) et son environnement favorable, y compris la politique, les institutions (marché des transactions et réglementations) et les technologies.

#### 4. Activité

Les activités liées aux résultats 2) à 5) sont résumées ci-dessous. Les détails seront décidés lors de nouvelles discussions après l'adoption du projet. Le STEG a demandé la mise à disposition d'un programme nécessaire à l'analyse des fluctuations à court terme.

1) Les activités pour "Output 2 : To make estimation ability concerning the facilities providing various types of the margin supply facilities such as adjustable speed pump storage, storage batteries" sont décrites comme suit.

2-1 Vue d'ensemble / Benchmark des technologies / solutions pour assurer la flexibilité du système électrique en tenant compte des coûts et des avantages afin de choisir la solution la plus adaptée au contexte tunisien.

2-2 "Analyse de la stabilité de la fréquence dynamique pour identifier les éventuelles contraintes liées à :

- la part de la réserve primaire qui sera activée en fréquence minimale.
- la valeur du taux de changement de fréquence (ROCOF).
- Proposer un schéma de délestage adaptatif basé sur le taux de changement de fréquence (DF/DT) pour améliorer la stabilité du système électrique.
- autres contraintes à définir"

2-3 "Définir une approche pour identifier les sites potentiels de BESS.

Sélection des sites candidats potentiels de BESS, en considérant les éléments suivants :

- Le critère de stabilité de la tension puisque le BESS peut améliorer la fluctuation de la tension,
- La réduction des pertes électriques dans le système de transmission,
- La capacité de puissance réactive du BESS. Utilisation du BESS pour contrôler le flux de puissance dans les lignes d'interconnexion afin d'éviter leur déclenchement. "

2-4 "Fonction BESS sur l'énergie

Relation entre la fonction BESS et ses spécifications

Questions pour la détermination du cahier des charges

Approche possible de l'installation BESS pour le système tunisien

BESS Système de contrôle pour réaliser la coordination

2) Les activités pour le "Résultat 3 : Rendre la planification et l'exploitation capables d'optimiser les différents types d'installations d'approvisionnement de la marge" sont décrites comme suit.

3-1 Estimation de la réserve opérationnelle (primaire et secondaire) pour le fonctionnement quotidien qui tient compte de la variabilité des SER

3-2 Formation de l'ingénieur opérationnel du centre de contrôle national pour superviser et contrôler le système d'énergie électrique avec une forte intégration des ENR et avec les nouvelles technologies de stockage telles que les BESS et autres.

3-3 "Effectuer l'étude de flexibilité pour une année entière au lieu d'un seul point dans le temps "Jour hors pointe" afin d'estimer :

- Le coût du système d'exploitation
- Le montant de la réduction des énergies renouvelables.

3) Les activités pour "Output 4 : Améliorer l'analyse sophistiquée du rapport de force" sont décrites comme suit.

- 4 Partage des connaissances par le transfert de savoir-faire aux ingénieurs de la STEG. (programme de simulation MATLAB, la méthodologie...)
- 4) Les activités pour le " Résultat 5 : Établir la capacité de la STEG à planifier et exploiter le réseau avec une analyse sophistiquée du réseau en préparation de la situation où le ratio d'ERV est supérieur à 20%. (Renforcement des capacités d'exploitation et de gestion du réseau)" sont décrites comme suit.
- 5-1 Estimation de la réserve opérationnelle (primaire et secondaire) pour 2022-2030 qui prend en compte la variabilité des SER
- 5-2 Analyse de la stabilité dynamique, en particulier de la stabilité de la fréquence et de la tension, afin d'identifier le nombre minimum d'unités (cycles combinés) devant fonctionner pendant l'année de l'étude et de préciser également leur localisation pour assurer la stabilité du système électrique (stabilité transitoire, de la fréquence et de la tension).



## 6.4 Projets de coopération réalisables dans le secteur de l'électricité et lignes directrices pour les soutiens à moyen et long terme

Les plans de développement actuels de la STEG ont été revus en 2026 et 2030. Dans le plan pour 2030, l'équipement de stockage d'énergie n'a pas été planifié pour la quantité d'introduction d'ERV (3 138 MW). Lorsque la simulation de l'offre et de la demande en 2030 est effectuée, la production d'ERV est supprimée, et il est nécessaire de formuler un plan pour développer l'installation de stockage d'énergie afin d'introduire davantage d'ERV à l'avenir. En outre, dans les cas où une grande quantité de WT est introduite, il est considéré pour ASPSPP également nécessaire d'ajuster la durée de production d'électricité et le moment du pompage, et une considération supplémentaire est souhaitée dans les conditions d'exploitation. Par conséquent, il est nécessaire de considérer le développement de l'ASPSPP et du BESS.

Si la poursuite du développement est difficile en raison des restrictions du point de site de l'ASPSPP, il est nécessaire de poursuivre l'étude du BESS.

Il est nécessaire d'introduire l'ASPSPP et le BESS à moyen et long terme sur la base de l'examen des mesures de stabilisation du système pour l'introduction massive des ERV. Parmi celles-ci, les BESS peuvent être distribuées et organisées, il n'est donc pas nécessaire de développer collectivement des points comme dans l'ASPSPP. Par conséquent, il est possible de formuler un plan d'introduction par étapes en fonction du montant des fonds qui peuvent être obtenus.

L'introduction du BESS est une mesure indispensable pour l'introduction de l'ERV, mais elle n'est pas économiquement viable et ne correspond pas à l'investissement privé. Un soutien approprié est donc nécessaire.

Pour cette raison, l'équipe d'étude propose d'envisager un soutien à moyen et long terme pour les spécifications de base et la conception des BESS, y compris les aspects financiers.

En outre, si l'on envisage de participer au marché européen de l'électricité par le biais de la fourniture d'ER, etc. à l'avenir, il sera nécessaire de développer un marché d'approvisionnement en ER et en réserves primaires, et d'établir des normes pour l'interconnexion des réseaux. A long terme, il est nécessaire de soutenir le développement de réglementations, et de structures organisationnelles pour la commercialisation.

## 6.5 Formation dans cette enquête

Dans le cadre de cette enquête, l'équipe d'étude a effectué une formation sur la simulation de l'offre et de la demande/approvisionnement lorsqu'une grande quantité d'ERV a été introduite dans le réseau à la demande de la STEG (Figure 6-1). Le logiciel de simulation utilisé était PDPAT3 développé par TEPCO PG. Le Table 6-2 présente le contenu et le calendrier de la formation.

**Table 6-2 Contenu et calendrier de la formation**

Jour	Contenu de la formation
Jour 1	<p>Aperçu du PDPAT3</p> <p>Installation de PDPAT3</p> <p>Méthode d'entrée des données</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Entrée des données de la demande</li> <li>Entrée des paramètres du générateur</li> <li>Stockage de la batterie Paramètre d'entrée</li> </ul> <p>Méthode de sortie des données</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Sortie de la courbe de charge quotidienne/hebdomadaire</li> <li>Sortie de LOLE</li> <li>Comment lire les données de sortie</li> </ul>
Jour 2	<p>Exercice de simulation utilisant les données de 2026</p> <p>Exercice de simulation utilisant les données de 2030</p> <p>Session d'assurance qualité</p>

(Source : équipe d'étude de la JICA)



**Figure 6-1 Formation à la simulation de l'offre et de la demande**

# **ANNEX**

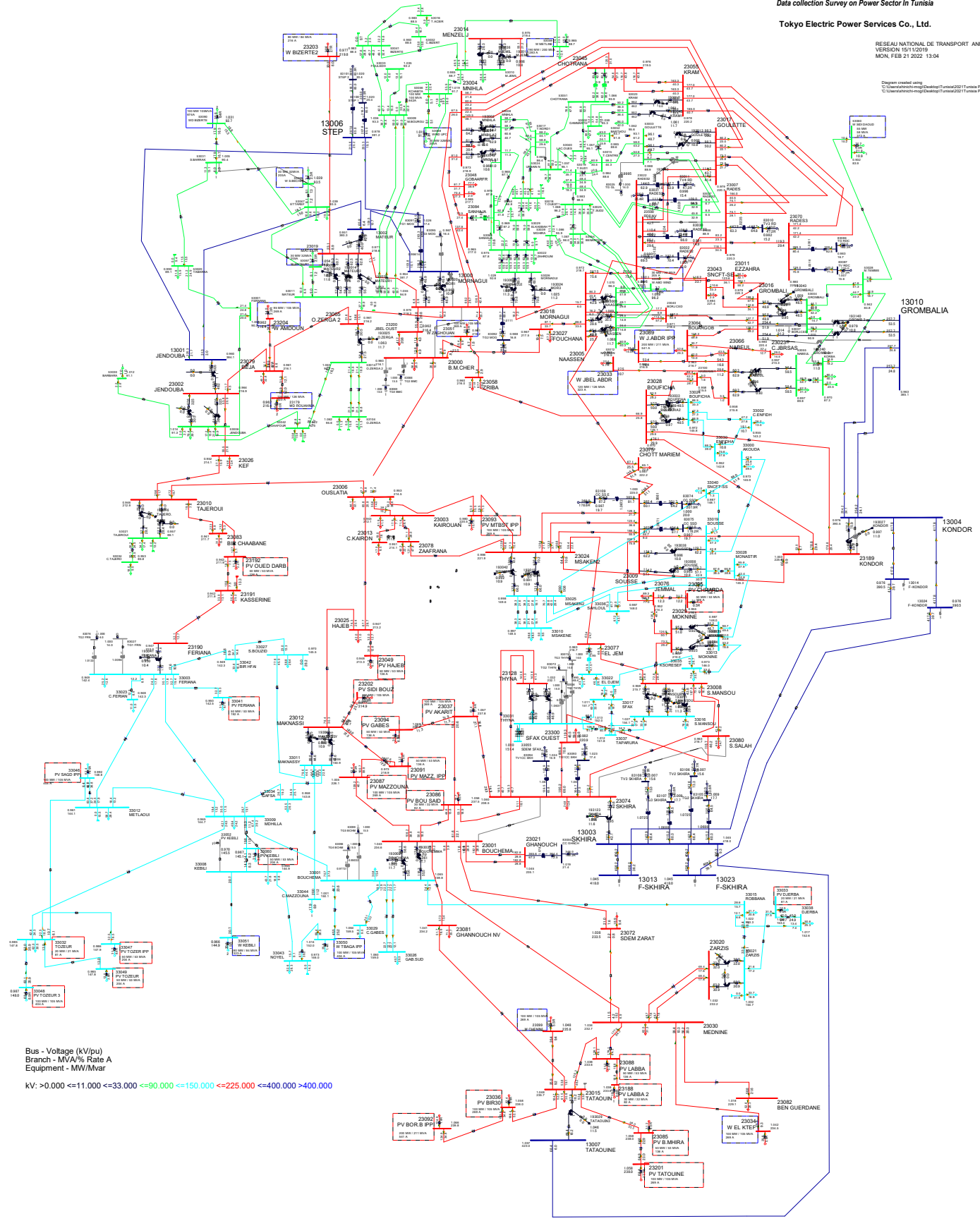


Data collection Survey on Power Sector In Tunisia

Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.

RESEAU NATIONAL DE TRANSPORT ANNÉE 2030 PONTE JOUR  
VERSION 15/11/2019  
MON, FEB 21 2022 13:04

Diagram created using  
C:\Users\aboucheng\Desktop\Tunisia 2021\Tunisia PSSE\PowerFlow\RT2030\Pointe jour-Scenario sans PV avec STEP.vpf  
C:\Users\aboucheng\Desktop\Tunisia 2021\Tunisia PSSE\PowerFlow\Tunisia-3D-PF.pdf



Bus - Voltage (kV/pu)  
Branch - MVA/% Rate A  
Equipment - MW/Mvar  
kV: >0.000 <=11.000 <=33.000 <=90.000 <=150.000 <=225.000 <=400.000 >400.000

( Source : JICA survey team )



# Short circuit current and VRE's rated current

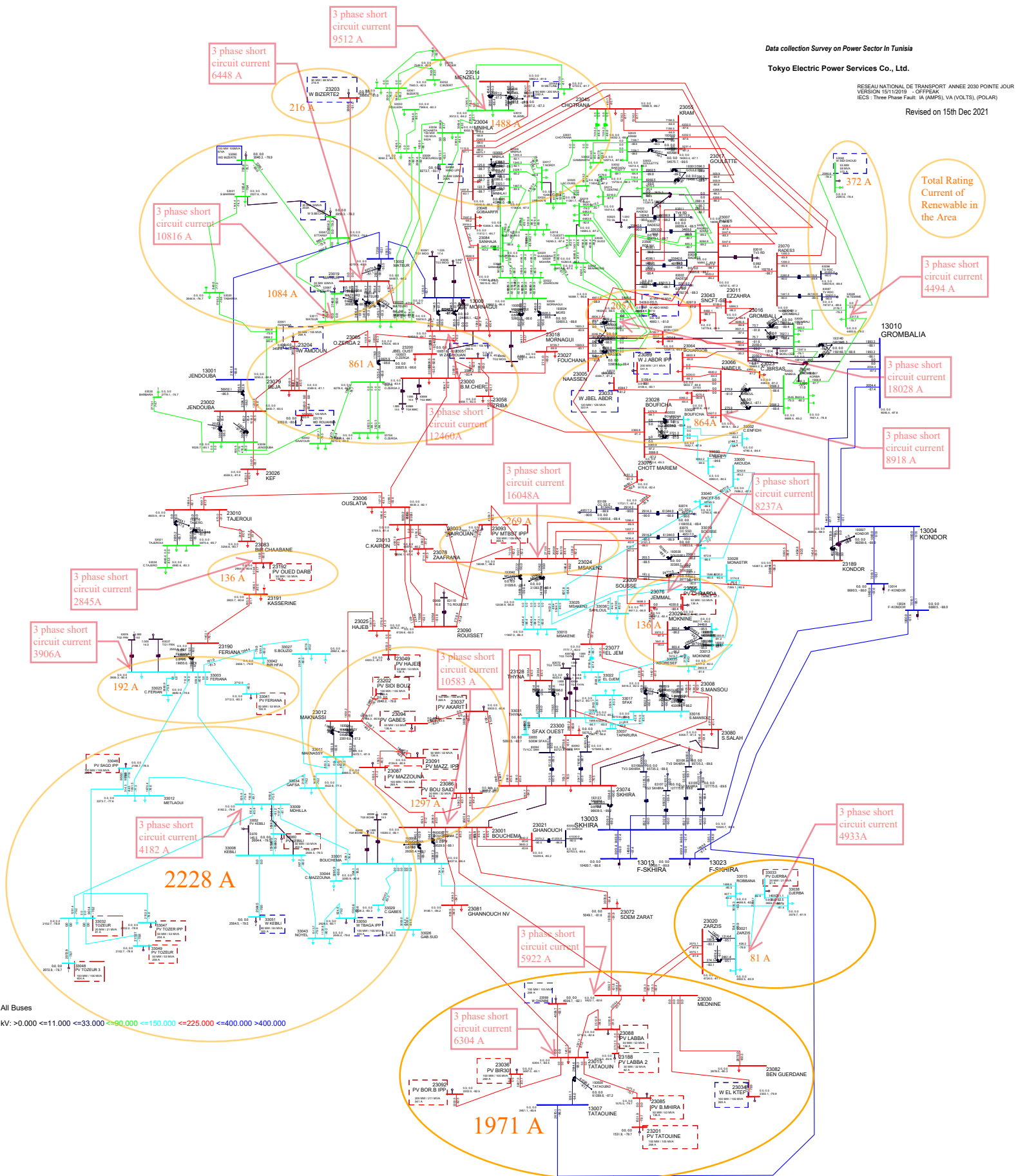
# ANNEX 5-3

Data collection Survey on Power Sector In Tunisia

Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.

RESEAU NATIONAL DE TRANSPORT ANNEE 2030 PENTE JOUR  
VERSION 15/11/2019 - OFFSEAK  
IECS : Three Phase Fault: IA (AMPS), VA (VOLTS), (POLAR)

Revised on 15th Dec 2021



All Buses

kV: >0.000 <=1.1000 <=33.000 <=90.000 <=150.000 <=225.000 <=400.000 >400.000

( Source : JICA survey team )

## Attachment I; Potential Issues and Solutions toward Renewable Energy 30% in 2030

## Potential Challenges → Proposed Solutions

## &lt;&lt;Technical&gt;&gt;

- The significant duck curve will occur due to the massive PV introduction. **(A)**
- Increase in primary and secondary control, peak cut/peak shift
- VREs will cause larger fluctuation of system frequency from around 2022. **(B)**
- Reinforcement of frequency control capability (STEP, Battery Energy Storage System (BESS), small storage batteries and EVs)
- The capacity of transmission lines and substations will become insufficient to transfer electricity from the southern areas (more suitable for VRE) to the northern areas where the load center exists. **(C)** → Reinforcement of the transmission facilities
- The development of regional distributed power systems which ensure the diversity of energy resources and the independent operation of regional grids is still insufficient. **(D)**
- Expansion of regional distributed power systems (Smart city development, etc.)
- Some system operation techniques such as weather and VRE output forecasting methodologies would be improved for optimal operation. **(E)**
- Accumulation of data, refinement of forecasting methods and grid operating systems
- The existing interconnectors is inadequate. In addition, it is important to secure adequate primary frequency control capability (so called, inertia). **(F)**
- Expansion of interconnectors, Optimal operational management of thermal power plants
- Rules and procedures for the dispatch of regulation reserves, the priority dispatch and the curtailment of VRE outputs are unclear. **(G)**
- Clarification of dispatching code
- Any mechanism for secure necessary balancing capacity does not exist. **(O)** → Procurement of balancing capacity

## &lt;&lt;Institutional&gt;&gt;

- Incentives to attract private participation in the self-production are insufficient. **(H)**
- Improvement of incentive mechanisms
- Electricity tariffs and the associated cost burden of industries are being increased. **(I)**
- Incentivize Energy efficiency actions for the Industries
- Electricity business management of STEG might not be self-reliant because of the financial deficit due to electricity pilferage, etc. **(J)**
- Self-reliant management system, performance improvement, subsidy reform and installation of smart meter
- An independent regulator for the electricity industry with clear roles and functions does not exist. **(L)**
- Formulation of an independent regulator
- Rules concerned with smart city operation has not yet been established. **(M)** → Pilot project of smart city
- Network access rules applicable to self-production has not yet been established **(N)** → Establishment of the rules

## &lt;&lt;Business&gt;&gt; (except for those mentioned above)

- The price determination for PPA *of the Authorization regime* are not so clear. **(K)** → Clarification of the process
- Permission procedures are complicated and time-consuming. **(Q)** → Faster process
- Limited access to RE-related information makes it difficult to ensure the foreseeability of new VRE projects. **(R)**
- Disclosure of weather data and curtailment plan
- Lack of experience of local financial institutions in VRE projects might delay VRE development **(S)** → Capacity building
- So far, local businesses are not so active in the electricity. **(T)** → Capacity building, Expansion of Public-Private Finance
- Some of the project risks including the off-taker risks and the foreign exchange risk cannot be mitigated easily. **(U)**
- Development of proprietary insurance/guarantee products
- The number of electricity retailers (*self-production*) is quite limited. **(V)** → Business model development, Capacity building

Add 'of the  
Authorization regime'

add 'self-production'

Add 'Expansion of Public-  
Private Finance'

## **MAIN TASKS RELATED TO THE FLEXIBILITY/STABILITY STUDY OF THE TUNISIAN POWER SYSTEM**

We define by the following tasks, the different aspects that we want to deal with during this study, in order to meet our needs as well as our expectations.

1. Overview/ Benchmark of the technologies / solutions to ensures power system flexibility taking into consideration costs and benefits in order to choose the most suitable solution for the Tunisian context.  
For instance, a comparison between BESS and synchronous compensators in terms of voltage and frequency stability improvement and costs would be appreciated.
2. Estimation of operational reserve (primary and secondary) for 2022-2030 that takes into account the variability of RES.
3. Analysis of the dynamic frequency stability to identify the eventual constraints related to:
  - ✓ the share of primary reserve that will be activated in minimum frequency.
  - ✓ the value of Rate of Change of Frequency (ROCOF).
  - ✓ Propose adaptive load shedding scheme based on the Rate of Change of Frequency (DF/DT) to enhance the stability of the power system.
  - ✓ other constraints to be defined
4. Analysis of the dynamic stability, in particular frequency and voltage stability, in order to identify the minimum number of must run unit (combined cycles) during the year of the study and to precise also their localization to ensure the stability of the electrical system (transient, frequency and voltage stability)
5. Performing the flexibility study for a whole year instead of only one point in time "Day off peak".
6. To establish the flexibility study, taking into account the constraints identified by the frequency and voltage stability, in order to estimate:
  - ✓ The operation system cost.
  - ✓ the amount of renewable curtailment



7. To define an approach to identify the potential sites of BESS.
8. To consider in the transmission analysis both scenarios: isolated case and interconnected case (with Algeria and future interconnection)
9. Selection of the potential candidate sites of BESS, considering the following items:
  - The voltage stability criterion since BESS can improve the voltage fluctuation,
  - The reduction of electrical losses in the transmission system,
  - The reactive power capability amount of BESS. Using the BESS to control the flow of power in the interconnection lines to avoid their tripping.
10. Knowledge sharing by the transfer of know-how to STEG engineers. (MATLAB simulation program, the methodology...).
11. Training of the operational engineer in the national control center to supervise and control the electrical power system with high integration of ENRs and with new storage technologies such as BESS and others.
12. A detailed report of the study would be appreciated.

## Project for Low carbon and stable supply at Power - Issues composition analysis

Japan International Cooperation Agency (JICA)

December 2021

1

### Background

---

- Tunisia relies heavily on oil and natural gas for its domestic primary energy. Imports have increased due to a decrease in domestic production of oil and natural gas and an increase in demand since 2000, and at present, the majority of all energy is dependent on imports.
- In the electric power sector as well, in addition to the conventional-issue of compensating for a loss margin of electricity prices, the burden will increase due to the increase in energy imports, and energy-related spending will be occupied more than half of the government's budget deficit. Reform and efficiency improvement of the electric power sector has become a major issue.
- To remedy this situation, the Tunisian government has decided to cover 30% of its electricity with renewable energy (RE) such as wind power (WT) and solar power (PV) in 2030 under its national energy strategy. This strategy has a policy of utilizing independent power generation companies (IPPs) for more than two-thirds of the introduction of renewable energy.

2



# Requested Technical Cooperation Structure

**Overall Goal**

(Long-term objective)

To promote sustainable development for low-carbon and decarbonized society in Tunisia.

**T/C Purpose**

(Objective expected to be achieved by the end of the project period. Elaborate with quantitative indicators if possible)

- To strengthen the capability of Ministry of Energy, National Dispatching Center and related organizations for low carbon and stable supply at power system in Tunisia.

**Outputs(1)**

To enhance the ability to operate the power utilities business and the monitoring ability of the independent regulatory body by sharing the knowledge and experience in Japan.

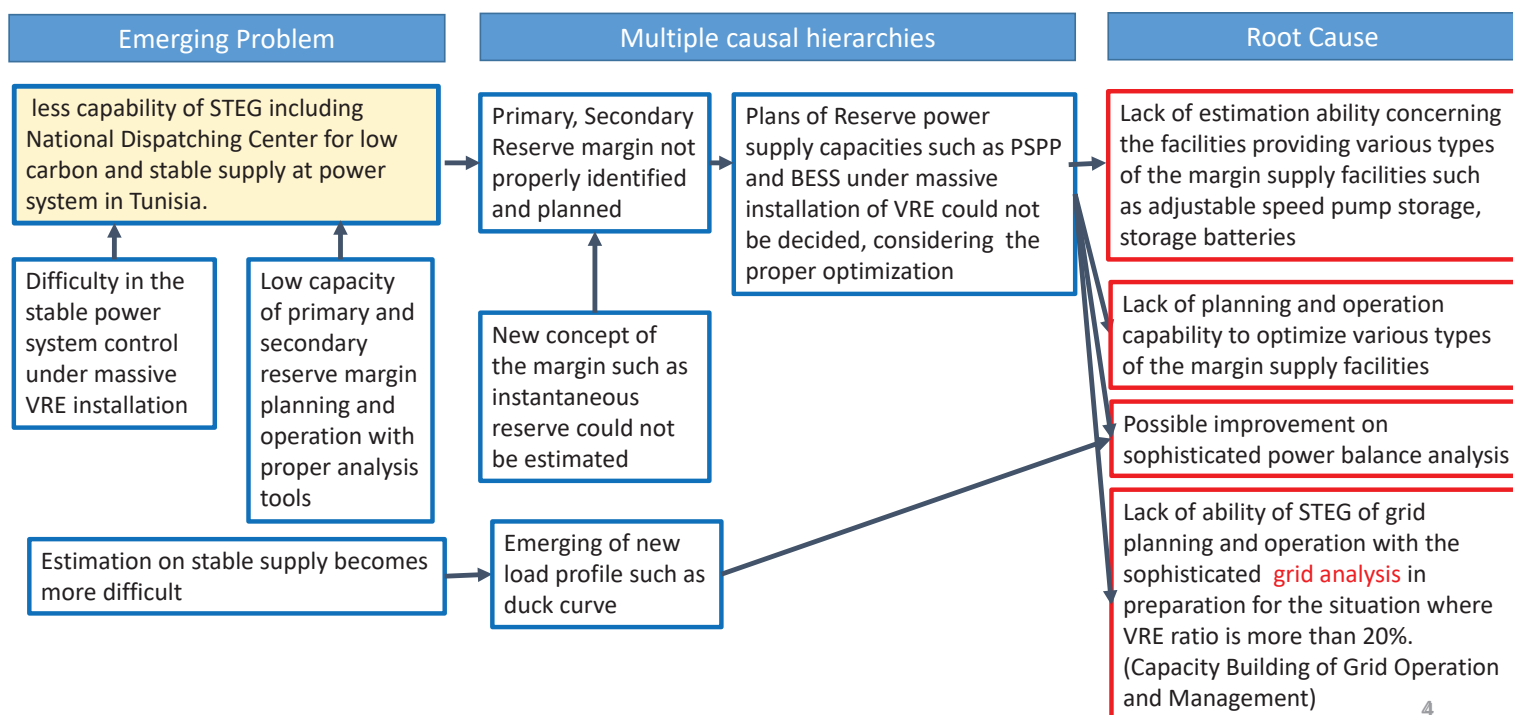
**Outputs(2),(3)**

(2) To make grid operation sophisticated by sharing the knowledge of grid operation in preparation for the situation where VRE ratio is more than 20%. (Capacity Building of Grid Operation and Management)  
 (3) On the premise of introducing adjustable speed pumper storage and storage batteries, to optimize storage battery system and their characteristics by sharing Japan experience and knowledge in this domain.

**Output(4)(5)(6)**

“To deepen understanding on measures for enhancing grid flexibility utilizing energy management system (EMS) and demand side management(DSM) and its enabling environment including policy, institutions (transaction market and regulations), and technologies.”

# Issue Analysis (Including Future Issues)





## Issue Analysis (Framework)

- (2) To make grid operation sophisticated by sharing the knowledge of grid operation in preparation for the situation where VRE ratio is more than 20%. (Capacity Building of Grid Operation and Management)
- (3) On the premise of introducing adjustable speed pumper storage and storage batteries, to optimize storage battery system and their characteristics by sharing Japan experience and knowledge in this domain.

Issues	Policies, Institutions and Organizations	Operation /Technology	Facilities /Financing
Primary, Secondary Reserve margin not properly identified and planned	○	○	○
Plans of Reserve power supply capacities such as PSPP and BESS under massive installation of VRE could not be decided, considering the proper optimization	○	○	○
New concept of the margin such as instantaneous reserve could not be estimated	○	○	
Emerging of new load profile such as duck curve	○		

Outputs and activities of full-scale cooperation are needed.

Lack of estimation ability concerning the facilities providing various types of the margin supply facilities such as adjustable speed pump storage, storage batteries

Lack of planning and operation capability to optimize various types of the margin supply facilities

Possible improvement on sophisticated power balance analysis

Lack of ability of STEG of grid planning and operation with the sophisticated **grid analysis** in preparation for the situation where VRE ratio is more than 20%. (Capacity Building of Grid Operation and Management)

## Issue Analysis (Utility management and regulation)



Power utility's operation and business management ability, and government's monitoring and regulatory ability under de-regulated circumstances are not adequately developed

Power Utility			Power Utility	
Strategy/Leadership	Finance	HRD	Law/Institution	Regulatory Practice
Power utility's overall strategy for competitive circumstances is not formulated / effectively implemented	Power utility's financial status is not in favorable condition	human resources are not adjusted to competitive environment	Legal/regulatory regime is in place but not effectively enforced	New institutions for regulatory works are not established
Power utility's management's leadership / awareness may be insufficient	Power utility's financial analyses and investment plan is not feasible taking into consideration drastic change caused by enormous RE integration and unbundling	HRD development plan and personnel policies are not adequately address the emerging needs	Detailed laws and by-laws, regulatory rules are not prepared	Detailed institutions, rules and guidelines for regulatory works are not prepared
Power utility's organizational Management system may need to be adjusted to competitive environment		HRD development system and resources are not in place for the emerging needs	Platforms for formulating those references and communication with stakeholders are not well functioning	Officers do not have practical skills and experiences in regulatory administration works

## Issue Analysis (Grid flexibility and Demand Side Management)

To deepen understanding on measures for enhancing grid flexibility utilizing energy management system (EMS) and demand side management(DSM) and its enabling environment including policy, institutions (transaction market and regulations), and technologies.

### Policy

Deregulation on power distribution /demand side is underway

Promotion / incentive policy frameworks and risk mitigation measures for DSM is not in place

Benefit /cost sharing of investment for stabilizing power grid is not well coordinated

### Institution/utility

Entities which can organize and carry out DSM business do not exist

Transaction mechanisms including direct trades and markets on supply demand transaction is not designed and enforced

Grid codes for DSM including access, metering, arbitration are not well prepared

Coordinating mechanism for stakeholders are not functioning well

Incentive, benefit and necessity of DSM is not practically shared among policy makers and utilities

### Infrastructure/Technologies

Infrastructure available for DSM is not developed

Technologies used for DSM is not available for practical business

Investment and R&D on DSM is not made for business expansion

Infrastructure for DSM is not systematically planned

<b>Project Name</b>	The Project for low carbon and stable supply at power system in Tunisia	Version: 0
<b>Implementing Agency</b>	Ministry of Energy, Mines and Energy Transition (MEMET) and Tunisian Company of Electricity and Gas (STEG)	Dated: December 2021
<b>Target Group</b>	MEMET staff on power management and planning and STEG staff on power system planning and operation	Those items need further technical discussion with concerned parties
<b>Period of Project</b>	April 2022 - March 2025 (3 years)	
<b>Project Site</b>	Tunis	

Narrative Summary	Objectively Verifiable Indicators	Means of Verification	Important Assumptions
<b>Overall Goal</b>			
To promote sustainable development for low-carbon and decarbonized society in Tunisia.	Contribute to advancement of CO2 reduction and RE integration into electric power system in Tunisia		
<b>Project Purpose</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>To strengthen the capability of departments concerned for low carbon and stable supply of the power system in Tunisia.</li> </ul>	<p>Institutional actions taken to implement the procedures and plans, studies and action plans developed by each working group</p> <p>Share output achievements and proposals among department concerned and establish solid ground for decision makers</p>		
<b>Outputs</b>			
<p>1) To enhance the ability to operate the power utilities business and the monitoring ability of the independent regulatory body by sharing the knowledge and experience in Japan.</p> <p>2) To make estimation ability concerning the facilities providing various types of the margin supply facilities such as adjustable speed pump storage, storage batteries</p> <p>3) To make planning and operation capability to optimize various types of the margin supply facilities</p> <p>4) To improve sophisticated power balance analysis</p> <p>5) To establish ability of STEG of grid planning and operation with the sophisticated grid analysis in preparation for the situation where VRE ratio is more than 20%. (Capacity Building of Grid Operation and Management)</p> <p>6) To deepen understanding on measures for enhancing grid flexibility utilizing energy management system (EMS) and demand side management(DSM) and its enabling environment including policy, institutions (transaction market and regulations), and technologies.</p>	<p>Number of trainees participated in the training Action plans created and implemented</p> <p>Planning Manual for providing various types of the margin supply facilities Capable engineers for performing studies Daily VRE outputs estimation</p> <p>Yearly supply operation plan Capable engineers for performing analyses</p> <p>Guideline for long-term PDP and mid-term System Plan Capable engineers for performing development of those plans Number of trainees participated in the training Action plans created and implemented</p>		

Activity	Inputs	
	Japanese side	Tunisian side
1 Participation to Knowledge Co-Creation Program "Management of Power Utilities."	"Expert members"  Team leader	Counterpart personnels Office space with furniture Local expenses for project implementation
2-1 Overview/ Benchmark of the technologies / solutions to ensures power system flexibility taking into consideration costs and benefits in order to choose the most suitable solution for the Tunisian context.	System planning Short-priod fluctuation analysis Supply /demand nanalysis VRE operation	
2-2 Analysis of the dynamic frequency stability to identify the eventual constraints related to: <input type="checkbox"/> the share of primary reserve that will be activated in minimum frequency. <input type="checkbox"/> the value of Rate of Change of Frequency (ROCOF).	Dispatching of Supply/demand balance Dynamic analysis BESS design BESS Controlle system	
2-3 To define an approach to identify the potential sites of BESS.  Selection of the potential candidate sites of BESS, considering the following items: o The voltage stability criterion since BESS can improve the voltage fluctuation, o The reduction of electrical losses in the transmission system, o The reactive power capability amount of BESS. Using the BESS to control the flow of power in the interconnection lines to avoid their tripping.	Analysis Tools such as MATLAB, AGC30 and so on,	
2-4 BESS function on the energy Relation between BESS function and its specifications Issues for determination of the specifications Possible approach of BESS installation for Tunisian system BESS Control system for realiazing the coordination Approaches on the Phase 2 step	* Input s will be discussed later.	
3-1 Estimation of operational reserve (primary and secondary) for daily operation that takes into account the variability of RES		
3-2 Training of the operational engineer in the national control center to supervise and control the electrical power system with high integration of ENRs and with new storage technologies such as BESS and others.		
3-3 Performing the flexibility study for a whole year instead of only one point in time "Day off peak" in order to estimate: • The operation system cost		
4 Knowledge sharing by the transfer of know-how to STEG engineers. (MATLAB simulation program, the methodology...)		
5-1 Estimation of operational reserve (primary and secondary) for 2022-2030 that takes into account the variability of RES		
5-2 Analysis of the dynamic stability, in particular frequency and voltage stability, in order to identify the minimum number of must run unit (combined cycles) during the year of the study and to precise also their localization to ensure the stability of the electrical system (transient, frequency and voltage stability)		
6 Participation to Knowledge Co-Creation Program "Mass Integration of Variable Renewable Energy and Demand Side Energy Management."		