



Secteur de l'Électricité et du Gaz

FEUILLE DE ROUTE ÉNERGÉTIQUE DE LA TUNISIE

Sécurité d'approvisionnement électrique : actions immédiates « Été 2026 », Plan « Été 2027 » et vision structurelle post-2028, prolongée par le cadre intégré Gaz-Électricité à l'horizon 2035

14 Septembre 2026

Liste des acronymes et abréviations

Acronyme	Signification
ACC	Air-Cooled Condenser (condenseur refroidi par air)
AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique
AMI	Advanced Metering Infrastructure (infrastructure de comptage avancé)
ANME	Agence Nationale de Maîtrise de l'Énergie
AO	Appel d'offres
BESS	Battery Energy Storage System (système de stockage par batteries)
BT	Basse tension
CAPEX	Capital Expenditure (dépenses d'investissement)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières)
CC	Cycle combiné
CPP	Critical Peak Pricing (tarification de pointe critique)
DER	Distributed Energy Resources (ressources énergétiques distribuées)
DLC	Direct Load Control (effacement direct des charges)
DMS	Distribution Management System (système de gestion de la distribution)
DR	Demand Response (réponse à la demande)
DSM	Demand Side Management (gestion de la demande)
EENS	Expected Energy Not Served (énergie non distribuée attendue)
ELMED	Interconnexion électrique sous-marine Tunisie-Italie
EMS	Energy Management System (système de gestion de l'énergie)
ENR	Énergies renouvelables
ETAP	Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières
FACTS	Flexible AC Transmission Systems (systèmes de transmission flexible en courant alternatif)
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit (unité flottante de stockage et de regazéification)
GNL	Gaz naturel liquéfié
GW	Gigawatt
HRSG	Heat Recovery Steam Generator (chaudière de récupération)
HTA	Haute tension A (moyenne tension : 30/15/10 kV)
HTB	Haute tension B (400/225/150/90 kV)
HVAC	High Voltage Alternating Current (courant alternatif haute tension)
HVDC	High Voltage Direct Current (courant continu haute tension)

Acronyme	Signification
IEC 31010	Norme internationale de gestion des risques (International Electrotechnical Commission)
IEC 61850	Norme internationale de communication pour les postes électriques (International Electrotechnical Commission)
IEC 62443	Série de normes internationales de cybersécurité des systèmes industriels (Automation and Control Systems)
IPP	Independent Power Producer (producteur indépendant d'électricité)
ISO 50001	Norme internationale de management de l'énergie
ISO/IEC 27001	Norme internationale de management de la sécurité de l'information
IT	Information Technology (technologies de l'information — réseau informatique de gestion)
kV	Kilovolt
LOLE	Loss of Load Expectation (espérance de défaillance, en heures/an)
MDT	Millions de dinars tunisiens
MES	Mise en service
MUSD	Millions de dollars américains
MVA	Mégavolt-ampère
MW / MWh	Mégawatt / Mégawattheure
N-1 / N-2	Critère de sécurité réseau : maintien du service après perte d'un (N-1) ou deux (N-2) éléments
OIT	Ordre des Ingénieurs Tunisiens
OPEX	Operational Expenditure (dépenses d'exploitation)
OT	Operational Technology (technologies opérationnelles — systèmes de contrôle industriel)
PMO	Project Management Office (cellule de gestion de projet)
PV	Photovoltaïque
RTB	Réglementation thermique du bâtiment
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (durée moyenne de coupure par client et par an)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (fréquence moyenne de coupure par client et par an)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (système de supervision et d'acquisition de données)
SMR	Small Modular Reactor (petit réacteur modulaire nucléaire)
SOC	Security Operations Center (centre de supervision de la sécurité)
SONEDE	Société Nationale d'Exploitation et de Distribution des Eaux
STATCOM	Static Synchronous Compensator (compensateur statique synchrone)

Acronyme	Signification
STEG	Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage
SVC	Static Var Compensator (compensateur statique de puissance réactive)
TAC	Turbine à combustion
TG	Turbine à gaz
ToU	Time of Use (tarification selon la période d'usage)
USD	Dollar américain
VoLL	Value of Lost Load (valeur de l'énergie non distribuée)
VPP	Virtual Power Plant (centrale électrique virtuelle)

Sommaire

Table des matières

Liste des acronymes et abréviations	2
Sommaire.....	5
Liste des figures	6
Liste des tableaux	7
1. Résumé exécutif	8
2. Diagnostic : une crise structurelle devenue critique	16
3. Principes directeurs de la feuille de route	29
4. Horizon 0 : Actions immédiates (semaines / mois).....	31
5. Horizon 2027 : Plan de sécurisation de la pointe estivale	41
6. Horizon structurel (2029 et au-delà) — Réforme en profondeur	70
7. Digitalisation et cybersécurité : un levier transversal.....	84
8. Tableau de synthèse consolidé.....	89
9. Cadre stratégique complémentaire : Comité d'évaluation de l'OIT (Feuille de route nationale 2026-2035)	92
9.1. Diagnostic stratégique : la chaîne de vulnérabilité	92
9.2. Vision stratégique et phasage 2026-2035.....	93
9.3. Planification intégrée Gaz-Électricité.....	93
9.4. Synthèse des 17 piliers d'action.....	94
9.5. Indicateur national de marge de sécurité énergétique	96
9.6. Nouvelle méthode de planification et scénarios obligatoires	96
9.7. Calendrier de mise en œuvre 2026-2035.....	98
9.8. Les 12 décisions prioritaires du Comité	98
9.9. Vision cible 2035 et principes directeurs	99
10. Repères internationaux	100
11. Conclusion et prochaines étapes	100
11.1. Synthèse générale : l'ensemble des piliers et axes de la feuille de route	102
11.2. Les 4 principes directeurs (section 3)	102
11.3. Les 7 axes techniques court terme 2027-2028 (sections 5.1 et 5.2).....	102
11.4. Les 4 axes de réforme structurelle post-2028 (sections 6 et 7)	103
11.5. Les 17 piliers du cadre stratégique du Comité d'évaluation de l'OIT (section 9.4)	103
11.6. Conclusion générale	104

Liste des figures

[Figure 1 : Poids stratégique multicritère des 16 leviers \(section 5.1\)](#)

[Figure 2 : Capacité mobilisée par échéance \(2027, 2028 cumulé\) rapportée au déficit de référence \(section 5.3\)](#)

[Figure 3 : Taux de couverture du déficit brut de référence, par échéance \(section 5.3\)](#)

[Figure 4 : Contribution indicative en puissance des principaux leviers \(section 5.4\)](#)

[Figure 5 : Matrice de risque des principaux leviers et projets \(section 5.4\)](#)

[Figure 6 : Diagramme de programme des actions et investissements \(2026-2040\) \(section 5.5\)](#)

[Figure 7 : Trajectoire indicative de la capacité mobilisée cumulée \(2026-2038\) \(section 5.5\)](#)

[Figure 8 : Radar de décision comparatif des grands projets structurels \(section 6.2\)](#)

[Figure 9 : Courbe de charge journalière : profil normal vs. jour caniculaire >45°C \(section 6.5\)](#)

[Figure 10 : Matrice complexité × efficacité des 8 leviers DSM climatisation \(section 6.5\)](#)

[Figure 10 : Matrice complexité × efficacité des 8 leviers DSM climatisation \(section 6.5\)](#)

Liste des tableaux

[Tableau 1 : Chiffres clés retenus pour la planification 2027-2028 \(section 2.3\)](#)

[Tableau 2 : Portefeuille prioritaire de contributions à la couverture de la pointe en 2027 \(section 5.1\)](#)

[Tableau 3 : Potentiel indicatif de récupération de puissance par gamme de turbines \(section 5.1.1\)](#)

[Tableau 4 : Programmation indicative de la récupération de puissance \(section 5.1.1\)](#)

[Tableau 5 : Programmation indicative des améliorations technologiques \(section 5.1.1\)](#)

[Tableau 6 : Portefeuille indicatif des leviers de sécurisation à l'horizon 2028 \(section 5.2\)](#)

[Tableau 7 : Bilan cumulé du déficit et de la couverture \(2027-2028\) \(section 5.3\)](#)

[Tableau 8 : Catalogue des leviers de maîtrise de la demande liée à la climatisation \(section 6.5\)](#)

[Tableau 9 : Tableau de synthèse consolidé \(section 8\)](#)

[Tableau 10 : Synthèse des 17 piliers d'action \(section 9.4\)](#)

[Tableau 11 : Scénarios obligatoires de planification \(S1-S8\) \(section 9.6\)](#)

[Tableau 12 : Calendrier de mise en œuvre 2026-2035 \(section 9.7\)](#)

1. Résumé exécutif

La Tunisie traverse, depuis 2025, une phase particulièrement critique de son déficit énergétique structurel. Ce déficit, identifié et documenté par le Conseil des Sciences de l'Ingénierie dès 2023 comme relevant d'une problématique structurelle, et non conjoncturelle, s'est fortement accentué au cours de l'été 2026.

Cette situation s'est traduite par un manque de puissance électrique avoisinant 2 000 MW dans les conditions les plus dégradées de l'été 2026, conduisant à des délestages d'une ampleur inédite — contre un manquement prévisionnel qui ne dépassait, il y a quelques années, que quelques centaines de MW et restait fonctionnellement acceptable durant les pointes de consommation. À titre d'illustration, le délestage manuel tournant a atteint, à un instant donné de juillet 2026, plus de 35 % de la production disponible.

Ces niveaux exceptionnels de délestage mettent en évidence la nature et la profondeur de la crise actuelle. Celle-ci ne peut plus être considérée comme résultant d'un déficit ponctuel de production ou d'un déséquilibre temporaire entre l'offre et la demande. Elle traduit désormais une insuffisance structurelle de la marge de sécurité du système énergétique, résultant de l'évolution de la demande, de la disponibilité effective du parc de production, des contraintes d'approvisionnement en combustibles et du rythme insuffisant de développement des nouvelles capacités.

Cette situation impose, à court, moyen et long terme, la mise en œuvre d'une stratégie intégrée de développement du système électrique et gazier, visant à rétablir progressivement les marges de sécurité, sécuriser l'approvisionnement énergétique et garantir l'adéquation entre l'évolution de la demande et les capacités de production, de transport et d'approvisionnement en gaz.

1.1. Objet et objectifs de la feuille de route

La présente feuille de route a pour objet de doter l'ensemble des parties prenantes du secteur de l'énergie électrique et gazière en Tunisie d'un cadre d'action intégré, chiffré, hiérarchisé et séquencé dans le temps, permettant de répondre à la fois à l'urgence opérationnelle actuelle et aux enjeux structurels de développement et de transformation des systèmes électrique et gazier.

Elle vise à assurer, de manière cohérente, les quatre objectifs opérationnels suivants :

- i. **Sécuriser les pointes de consommation des étés 2027 et 2028**, à travers la mise en œuvre d'un portefeuille de leviers immédiatement mobilisables permettant de renforcer rapidement les contributions disponibles à la couverture de la pointe, d'améliorer la flexibilité du système électrique et de restaurer progressivement les marges de sécurité, tout en sécurisant les besoins en gaz nécessaires au fonctionnement du parc de production thermique ;

- ii. **Engager, en parallèle, les réformes structurelles nécessaires à la résilience des systèmes électrique et gazier au-delà de 2028**, notamment en matière de gouvernance, de diversification du mix de production, de développement et de renforcement des réseaux électriques et gaziers, de sécurisation des approvisionnements, de soutenabilité financière, de maîtrise et de gestion intelligente de la demande, d'efficacité énergétique, de développement du Smart Grid, de télé-comptage et de digitalisation ;
- iii. **Constituer une base consolidée d'aide à la décision**, articulant le diagnostic technique établi par l'Ordre des Ingénieurs Tunisiens et le cadre stratégique proposé par le Comité d'évaluation de l'OIT, afin d'assurer la cohérence des orientations et d'éviter la dispersion des efforts entre plusieurs feuilles de route ou plans d'action concurrents ;
- iv. **Mettre en place un dispositif de pilotage et de suivi de la mise en œuvre**, fondé sur des indicateurs de performance clairement définis, permettant de mesurer régulièrement l'avancement des actions, leur contribution effective à la sécurité de l'approvisionnement en électricité et en gaz ainsi que les éventuels écarts par rapport aux objectifs fixés.

La présente version constitue ainsi une synthèse consolidée et arbitrée des travaux disponibles à ce jour. Elle est conçue comme un cadre stratégique évolutif pouvant être décliné en un plan d'action opérationnel, budgétisé, daté et assorti de responsabilités clairement identifiées.

1.2. Fondements et méthode

La présente feuille de route consolide les propositions techniques issues des travaux du groupe de réflexion constitué au sein de l'Ordre des Ingénieurs Tunisiens, les recommandations structurelles de la Note de politique énergétique de 2023, ainsi que le cadre de planification intégrée Gaz-Électricité développé par le Comité d'évaluation de l'OIT (section 9).

Elle repose sur quatre principes directeurs applicables à l'ensemble des recommandations :

- **Réalisme technique et soutenabilité financière**, afin de privilégier des solutions effectivement réalisables au regard des contraintes techniques, industrielles, économiques, financières et institutionnelles ;
- **Séquençage par horizon temporel**, permettant de distinguer les mesures d'urgence, les actions de sécurisation à court terme et les transformations structurelles à moyen et long terme ;
- **Approche intégrée des systèmes électrique et gazier**, considérant conjointement la production, le transport, la distribution, la demande, les approvisionnements en gaz, les infrastructures gazières, les interconnexions

électriques, le stockage, les réseaux, les infrastructures numériques et les dispositifs de pilotage de la demande ;

- **Gouvernance dédiée et pilotage par la performance**, reposant sur des responsabilités clairement définies, un suivi régulier des actions, l'exploitation des données issues du télé-comptage et des systèmes numériques, et un reporting permettant d'anticiper les dérives et d'engager les mesures correctives nécessaires.

1.3. Structure de la feuille de route selon quatre horizons

Le plan d'action est structuré selon quatre horizons temporels complémentaires, correspondant aux sections 4 à 6 du présent document.

a- Horizon 0 : Actions immédiates (section 4)

Cet horizon regroupe les mesures de gestion de crise pouvant être mobilisées à très court terme, sans nécessiter d'investissements lourds. Il couvre notamment la gouvernance de crise, la protection des usages prioritaires et vitaux, la maîtrise immédiate de la demande électrique, la gestion des pointes de consommation, la communication avec les consommateurs ainsi que les actions de diplomatie énergétique et de sécurisation des approvisionnements en gaz.

b- Horizon 2027 : Sécurisation de la pointe estivale (section 5.1)

Cet horizon constitue la première étape de renforcement de la sécurité du système électrique. Il s'appuie sur un portefeuille de **15 leviers complémentaires**, incluant les leviers techniques issus de la présente note stratégique, avec pour objectif de mobiliser environ **1 000 MW** de contributions supplémentaires à la couverture de la demande de pointe.

Ces contributions peuvent provenir de différentes catégories de leviers, notamment le renforcement ou la mobilisation de capacités de production, l'amélioration de la disponibilité des unités existantes, la gestion active de la demande, la réduction des pertes, le stockage et les capacités d'importation.

À moyen terme, le déploiement progressif du télécomptage, des infrastructures de communication et des fonctionnalités **Smart Grid** permettra d'améliorer la connaissance en temps quasi réel de la demande, de cibler les actions de maîtrise de la consommation et de développer des mécanismes de gestion intelligente de la demande.

c- Horizon 2028 : Consolidation de la sécurité des systèmes électrique et gazier (section 5.2)

L'année 2028 constitue une deuxième étape de consolidation de la sécurité d'approvisionnement. Elle vise à compléter les mesures engagées en 2027 par la mise en œuvre de nouveaux leviers de production, de flexibilité, de gestion intelligente de la demande, de stockage, de réduction des pertes et d'interconnexion.

Le développement du **Smart Grid et du télécomptage** doit progressivement permettre de passer d'une logique principalement réactive de gestion des pointes à une logique **préventive, prédictive et pilotée par les données**, favorisant l'effacement, le déplacement des consommations, l'optimisation de la charge et une meilleure intégration des ressources énergétiques décentralisées.

L'objectif est de porter progressivement la contribution cumulée des différents leviers à la couverture de la pointe à un niveau permettant de réduire significativement le déficit résiduel et de restaurer une marge de sécurité suffisante à l'horizon de fin 2028.

d- Horizon structurel post-2028 : Transformation et résilience des systèmes électrique et gazier (sections 6 et 7)

Au-delà de 2028, l'objectif est de traiter les causes structurelles du déficit et de reconstruire durablement les marges de sécurité des systèmes électrique et gazier.

Cet horizon couvre notamment :

- La réforme de la gouvernance du secteur de l'énergie ;
- La diversification et l'évolution du mix de production, incluant notamment le programme concessionnel ENR de **1 700 MW**, la STEP, les nouvelles capacités thermiques, les SMR, le GNL, l'exploration des ressources gazières et le développement de l'hydrogène vert ;
- Le renforcement et la modernisation des réseaux électriques et des interconnexions ;
- Le développement et la sécurisation des infrastructures de transport, de stockage et d'approvisionnement en gaz ;
- Le développement de la flexibilité du système électrique et l'intégration des énergies renouvelables ;
- Le déploiement progressif d'une **infrastructure Smart Grid**, intégrant le télécomptage, les systèmes de communication, l'automatisation des réseaux, la supervision avancée et l'exploitation intelligente des données ;
- La généralisation progressive du **télé-comptage** comme infrastructure essentielle de connaissance, de pilotage et d'optimisation de la demande ;
- Le développement de mécanismes de **gestion intelligente de la demande**, incluant l'effacement, le déplacement des consommations, les tarifs incitatifs et le pilotage des charges flexibles ;
- L'assainissement de la situation financière de la STEG et l'amélioration de sa soutenabilité économique et financière ;
- La maîtrise de la demande et le développement de l'efficacité énergétique ;
- Le développement des ressources humaines et des compétences nationales ;

- La digitalisation et le renforcement de la cybersécurité des systèmes électriques et gaziers.

Ces orientations doivent permettre d'évoluer progressivement vers un système électrique plus flexible, communicant, automatisé et capable d'intégrer une part croissante de production décentralisée, de stockage et de ressources énergétiques distribuées.

1.4. Apports transversaux

La stratégie de sécurisation des horizons 2027–2028 repose sur plusieurs contributions transversales qui irriguent l'ensemble des axes de la feuille de route. Ces contributions ne constituent donc pas des actions isolées, mais des leviers complémentaires contribuant à la sécurisation et au développement intégré des systèmes électrique et gazier.

1.4.1. Maîtrise et gestion intelligente de la demande électrique

L'analyse approfondie de l'évolution récente de la demande met en évidence l'importance croissante de la climatisation dans la formation des pointes de consommation, avec l'apparition d'un double profil de pointe, diurne et du soir.

La feuille de route intègre ainsi un ensemble de leviers de maîtrise, d'effacement et de gestion intelligente de la demande, adaptés aux spécificités du contexte tunisien.

Cette approche ne se limite pas à la réduction de la consommation. Elle vise également à déplacer certaines consommations hors des périodes critiques, à piloter les charges flexibles et à valoriser les capacités d'effacement disponibles chez les consommateurs résidentiels, tertiaires et industriels.

À terme, la gestion intelligente de la demande devra constituer une véritable ressource de flexibilité du système électrique, au même titre que certaines capacités de production, de stockage ou d'importation.

Le développement du télé-comptage constitue à cet égard une infrastructure essentielle pour disposer de données de consommation suffisamment fines et fiables, permettant d'améliorer la prévision de la demande, d'identifier les profils de consommation, de détecter les anomalies et de mettre en œuvre des mécanismes de pilotage adaptés.

1.4.2. Smart Grid et télé-comptage

Le développement du Smart Grid constitue un axe structurant de la transformation du système électrique tunisien. Il doit permettre de faire évoluer progressivement le réseau traditionnel vers un réseau communicant, automatisé, observable et pilotable, capable de gérer des flux d'énergie de plus en plus bidirectionnels.

Cette transformation repose notamment sur :

- Le déploiement progressif du **télé-comptage intelligent** ;

- Le développement des infrastructures de communication sécurisées ;
- L'amélioration de l'observabilité des réseaux de distribution ;
- L'automatisation des fonctions de conduite et de reconfiguration du réseau ;
- L'intégration des ressources énergétiques distribuées ;
- L'intégration des installations photovoltaïques, des BESS et des véhicules électriques ;
- Le développement de mécanismes de gestion active de la demande ;
- L'exploitation des données pour améliorer la prévision, la conduite et la planification du système ;
- La détection plus rapide des défauts, des pertes et des consommations anormales ;
- L'amélioration de la qualité de fourniture et de la continuité de service.

Le **télé-comptage** ne doit donc pas être considéré uniquement comme un outil de relève automatisée des compteurs. Il constitue une **infrastructure numérique stratégique** permettant de disposer d'une connaissance fine et temporelle des consommations et de créer les conditions nécessaires au développement de **nouveaux mécanismes tarifaires, de programmes DSM et de services de flexibilité**.

À moyen et long terme, le Smart Grid doit ainsi contribuer simultanément à la sécurisation de la pointe, à la réduction des pertes, à l'amélioration de l'efficacité énergétique, à l'intégration des ENR décentralisées et à l'optimisation des investissements dans les réseaux et les moyens de production.

1.4.3. Planification intégrée Gaz-Électricité

Le cadre de planification intégrée Gaz-Électricité présenté en section 9 constitue un élément structurant de la feuille de route.

Cette approche vise à assurer une cohérence permanente entre les besoins du système électrique et les capacités d'approvisionnement, de transport et de disponibilité du gaz naturel, en particulier pendant les périodes de pointe et les situations de tension du système.

Le cadre repose sur **17 piliers d'action**, comprenant 13 piliers principaux et 4 piliers complémentaires. Il introduit notamment un **indicateur national de marge de sécurité énergétique**, évalué sur des horizons de 7, 30 et 90 jours, ainsi que **huit scénarios de planification obligatoires (S1 à S8)** et un ensemble de **12 décisions prioritaires**.

1.4.4. Chiffrage détaillé des leviers 2027–2028

Les sections 5.1 et 5.2 présentent un chiffrage détaillé des différents leviers de sécurisation à court terme, par projet et par filière.

Cette analyse couvre notamment la production temporaire ou louée, les solutions de type Powership, la gestion active de la demande (DSM), la réduction des pertes techniques et non techniques, le portefeuille de systèmes de stockage par batteries (BESS), les capacités thermiques à déploiement accéléré ainsi que les opérations de conversion de certaines unités en cycle combiné.

Pour chaque levier, l'évaluation distingue autant que possible :

- La puissance nominale ou installée ;
- la puissance effectivement disponible ;
- La contribution à la couverture de la pointe ;
- Le délai de mobilisation ou de mise en service ;
- Les contraintes d'exploitation et de réseau ;
- Les besoins en combustibles, notamment en gaz naturel ;
- Les coûts d'investissement et d'exploitation.

Cette approche permet d'affiner et de consolider les estimations globales associées au portefeuille initial de 15 leviers, tout en évitant de confondre puissance installée et contribution effective à la sécurité du système.

1.4.5. Digitalisation, Smart Grid et cybersécurité

La digitalisation, le Smart Grid et la cybersécurité sont considérés comme des **leviers transversaux de résilience et de modernisation des systèmes électrique et gazier**, et non comme de simples fonctions de support.

La transformation numérique doit notamment permettre d'améliorer l'observabilité et la conduite des réseaux, d'exploiter les données issues du télé-comptage, d'optimiser la gestion de la demande, d'améliorer la prévision de charge et de production renouvelable et de faciliter l'intégration des ressources énergétiques distribuées.

La feuille de route prévoit ainsi un programme d'actions couvrant :

- La gouvernance numérique du secteur ;
- Le déploiement progressif du téléc-omptage ;
- Les infrastructures de communication nécessaires au Smart Grid ;
- La modernisation des systèmes SCADA/EMS/DMS ;
- L'automatisation et la supervision avancée des réseaux ;

- La gestion intelligente de la demande ;
- La cartographie des risques associés aux infrastructures **SCADA et OT** ;
- La sécurisation des architectures de contrôle et de communication ;
- L'appropriation progressive des référentiels internationaux pertinents, notamment **IEC 62443, IEC 61850 et ISO 27001** ;
- Le développement des compétences nationales dans les domaines du numérique, des réseaux intelligents, de la donnée et de la cybersécurité.

La cybersécurité doit être intégrée dès la conception des nouvelles infrastructures numériques et Smart Grid, selon une approche de sécurité « by design », compte tenu de l'interconnexion croissante entre les systèmes de conduite, les infrastructures de communication, les compteurs intelligents et les systèmes d'information.

1.5. Guide de lecture du document

Le document est structuré selon une **logique chronologique et de criticité décroissante**, permettant de passer progressivement du traitement de l'urgence à la transformation structurelle des systèmes électrique et gazier.

La **section 2** présente le diagnostic de la situation actuelle et caractérise les principaux facteurs à l'origine du déficit énergétique, de la dégradation des marges de sécurité électrique et des contraintes d'approvisionnement en gaz.

La **section 3** définit les principes directeurs et le cadre méthodologique retenu pour l'élaboration de la feuille de route, ainsi que les principaux leviers transversaux relatifs à la maîtrise de la demande, au Smart Grid, au télé-comptage, à la planification intégrée Gaz-Électricité et à la digitalisation.

Les **sections 4 à 6** présentent le plan d'action selon les différents horizons temporels, depuis les mesures immédiates jusqu'aux réformes structurelles postérieures à 2028.

La **section 7** traite spécifiquement de la digitalisation, du Smart Grid, du télécomptage et de la cybersécurité en tant que leviers transversaux de résilience et de modernisation des systèmes électrique et gazier.

La **section 8** consolide l'ensemble des actions proposées dans un tableau de synthèse unique, permettant une lecture globale des mesures, de leur calendrier, de leur contribution attendue et de leurs conditions de mise en œuvre.

La **section 9** présente le cadre stratégique complémentaire du Comité d'évaluation de l'OIT et développe l'approche de planification intégrée Gaz-Électricité.

La **section 10** positionne la trajectoire proposée pour la Tunisie au regard de références et d'expériences internationales pertinentes.

Enfin, la **section 11** présente les conditions de réussite de la feuille de route et propose une synthèse générale des principaux piliers, axes de transformation et mesures correctives nécessaires à la sécurisation, à la modernisation et au développement durable de l'énergie électrique et gazière en Tunisie.

2. Diagnostic : une crise structurelle devenue critique

2.1. Un déficit structurel ancien, documenté depuis 2023

La Note de politique énergétique du Conseil des Sciences de l'Ingénierie, publiée en septembre 2023, établissait déjà que le secteur de l'énergie en Tunisie est confronté depuis plusieurs décennies à une crise structurelle, qui ne saurait être attribuée aux seuls aléas climatiques ou aux évolutions géopolitiques récentes.

En 2022, le déficit en hydrocarbures (pétrole et gaz) atteignait environ 60 % des besoins énergétiques, hors prise en compte de la redevance de transit du gaz algérien. Sur le plan électrique, environ 12 % de la consommation nationale d'électricité était couverte par les importations, traduisant une dépendance croissante du système à l'égard des échanges extérieurs.

Dans le même temps, les énergies renouvelables représentaient environ 9 % de la puissance installée, mais seulement près de 4 % de l'énergie électrique effectivement produite. Cet écart s'explique principalement par le caractère variable et intermittent des filières solaire photovoltaïque et éolienne, dont les facteurs de charge sont sensiblement inférieurs à ceux des moyens thermiques conventionnels.

Cette situation demeurait par ailleurs très éloignée de l'objectif national de développement des énergies renouvelables, initialement fixé à 30 % et révisé à 35 % à l'horizon 2030.

Le diagnostic établi dès 2023 mettait ainsi en évidence une vulnérabilité structurelle reposant notamment sur la forte dépendance aux combustibles fossiles, la prépondérance du gaz naturel dans la production électrique, l'insuffisance des capacités de production disponibles, la faiblesse des marges de réserve, les contraintes des réseaux et la situation financière fragile du secteur.

2.2. Ce que révèle l'été 2026

L'analyse des conditions d'exploitation observées au cours de l'été 2026, et notamment durant le mois de juillet, confirme et actualise ce diagnostic structurel. La crise s'est traduite par une combinaison de facteurs qui affectent simultanément la disponibilité des moyens de production, l'approvisionnement en gaz, les capacités des réseaux et l'évolution de la demande.

2.2.1. Une dépendance quasi totale de la production électrique au gaz naturel

La production électrique tunisienne demeure très fortement dépendante du gaz naturel. Au cours du premier semestre 2026, environ **96 à 97 %** de la production électrique reposait sur ce combustible.

Sur cette période, près de **75 %** des besoins en gaz destinés à la production électrique provenaient d'Algérie, en intégrant la redevance de transit, qui représente de l'ordre de **14 %** des besoins nationaux.

Cette structure du mix énergétique constitue un facteur majeur de vulnérabilité : toute réduction de la disponibilité du gaz naturel, toute contrainte sur les importations ou toute dégradation des conditions financières d'approvisionnement se répercute directement sur la capacité de production électrique effectivement mobilisable.

2.2.2. Une fragilisation de l'équilibre gazier et de la relation d'approvisionnement avec l'Algérie

Les difficultés financières de la STEG se sont structurellement accentuées depuis janvier 2015, avec l'évolution des conditions d'approvisionnement en gaz naturel algérien.

Depuis cette période, le gaz acheté par la STEG, qu'il soit de nature contractuelle, additionnelle ou fiscale, est facturé sur la base de références de prix internationales.

Cette évolution a fortement augmenté le coût d'approvisionnement en gaz naturel et exerce une pression durable sur les équilibres financiers de la STEG, notamment en raison de l'importance du gaz dans le mix de production électrique.

Par ailleurs, depuis fin 2021, les quantités additionnelles de gaz algérien sont soumises à des tensions récurrentes, ce qui accroît l'incertitude concernant la disponibilité des volumes nécessaires à l'alimentation du parc de production électrique, particulièrement pendant les périodes de forte demande.

À titre indicatif, la facture mensuelle adressée par Sonatrach durant la période estivale avoisine, depuis 2022, 130 MUSD et peut dépasser 150 MUSD, lorsque la consommation des moyens de production disponibles atteint ses niveaux maximaux. Le règlement de ces approvisionnements en devises accentue simultanément la pression exercée sur la trésorerie et les besoins en devises de la STEG.

Cette situation met en évidence la nécessité de traiter conjointement les problématiques de sécurité électrique, de disponibilité du gaz naturel, de financement des approvisionnements et de soutenabilité financière du système énergétique.

2.2.3. Une dégradation des performances thermiques précisément au moment de la pointe estivale

Lors des épisodes de fortes chaleurs, l'augmentation de la température ambiante entraîne une dégradation significative des performances des turbines à gaz (TG) et des cycles combinés à gaz (CCGT).

Cette dégradation se traduit simultanément par :

- Une diminution de la puissance électrique disponible ;
- Une augmentation de la consommation spécifique ;
- Une baisse du rendement des unités ;
- Une réduction de la marge de puissance mobilisable pendant les périodes critiques.

Dans les conditions de très fortes températures, la réduction de la puissance disponible peut atteindre, voire dépasser dans certains cas, **25 %** de la puissance nominale de certaines unités.

Ce phénomène présente un caractère particulièrement critique pour le système tunisien : la réduction de la capacité de production intervient au moment même où la demande électrique atteint ses niveaux maximaux, notamment sous l'effet de la climatisation.

Il en résulte un effet de ciseau entre l'augmentation de la demande de pointe et la diminution de la puissance effectivement disponible, aggravant fortement le déficit de capacité pendant les périodes les plus critiques.

2.2.4. Une pointe réelle sous-estimée par les délestages

La puissance effectivement appelée par les consommateurs est partiellement masquée par les opérations de délestage. En situation de déficit de production, la courbe de charge mesurée par le système électrique ne reflète donc pas intégralement la demande réelle, puisqu'une partie de la consommation potentielle n'est pas servie.

La reconstitution de la courbe de charge nationale à partir des puissances effectivement délestées au cours de l'été 2026 permet de mieux apprécier le niveau réel de la demande électrique. Cette analyse fait ressortir une pointe diurne réelle d'au moins 6 500 MW, correspondant à un niveau minimal de demande reconstitué, ainsi qu'une pointe nocturne de l'ordre de 6 200 MW.

Ces niveaux de demande traduisent une augmentation significative de la pointe électrique nationale et confirment que la demande structurelle est sensiblement supérieure aux niveaux observés sur les courbes de charge enregistrées en situation de délestage.

Le délestage constitue ainsi non seulement un mécanisme de sauvegarde visant à préserver l'équilibre instantané du système électrique, mais également un indicateur indirect de l'écart entre la demande réelle et la puissance effectivement disponible. Son analyse permet notamment de mieux caractériser les niveaux de pointe à retenir pour les études d'adéquation, la planification des capacités et le dimensionnement des infrastructures électriques.

2.2.5. Une incertitude sur la disponibilité de l'appoint électrique algérien pendant les épisodes de canicule

Les échanges électriques avec l'Algérie constituent un levier important de sécurisation du système tunisien. Toutefois, leur contribution ne peut être considérée comme totalement ferme dans les situations les plus contraignantes.

En particulier, durant les épisodes de canicule affectant simultanément les deux systèmes électriques, la disponibilité effective de la capacité d'appoint peut être réduite par l'augmentation de la demande, les contraintes de production ou les conditions d'exploitation du réseau algérien.

Par conséquent, la capacité d'importation algérienne ne doit pas être assimilée à une capacité ferme dans les bilans de puissance correspondant aux scénarios les plus dégradés. Les études d'adéquation doivent intégrer des hypothèses prudentes concernant les capacités d'importation effectivement disponibles en situation de pointe extrême.

2.2.6. Un sous-investissement historique dans les moyens de production

Le système électrique tunisien a connu, au cours des dernières années, un niveau d'investissement insuffisant au regard de la croissance de la demande, du vieillissement d'une partie du parc existant et de la nécessité de maintenir des marges de réserve suffisantes.

En effet, une croissance de la consommation d'énergie électrique de l'ordre de 5 % est prévue annuellement, ce qui requiert environ 200 MW de nouvelle capacité de production chaque année pour suivre cette dynamique.

Cette situation a progressivement réduit les capacités disponibles et les marges de sécurité du système, contribuant à l'apparition d'un déficit structurel de capacité particulièrement critique durant les périodes de pointe estivale.

La priorité n'est donc pas uniquement d'augmenter la puissance installée, mais de garantir la disponibilité effective et la capacité réellement mobilisable des moyens de production, en tenant compte des contraintes de maintenance, des conditions climatiques, de la disponibilité du combustible et des limitations du réseau.

Il apparaît ainsi nécessaire d'accélérer la réalisation des nouveaux moyens de production, de sécuriser leur financement et leur approvisionnement en

équipements, et de renforcer parallèlement les programmes de maintenance et de réhabilitation du parc existant.

2.2.7. Des contraintes croissantes sur les réseaux de transport et de distribution

Plusieurs ouvrages des réseaux HTB et HTA, notamment certains transformateurs et liaisons, fonctionnent déjà à des niveaux de charge élevés, voire, dans certaines situations d'exploitation, en conditions de surcharge critique.

À titre d'exemple, l'intégration d'une nouvelle capacité de production de l'ordre de 700 MW planifiée dans la région de Sousse, positionnée dans l'axe de restructuration au-delà de 2029-2030 (section 6), nécessitera un renforcement correspondant de l'infrastructure de transport et des axes interrégionaux, afin de garantir l'évacuation de la production et le respect du critère de sécurité N-1.

Ces contraintes limitent la capacité d'acheminement et d'évacuation de la puissance et peuvent empêcher que la totalité des capacités de production disponibles soit effectivement transférée vers les centres de consommation. Elles réduisent également les marges d'exploitation du réseau et accroissent sa sensibilité aux incidents et aux situations de forte charge.

Par ailleurs, l'évolution du mix électrique, caractérisée par une pénétration croissante des énergies renouvelables raccordées via des convertisseurs électroniques, ainsi que le développement du stockage et des interconnexions, modifie progressivement les caractéristiques dynamiques du système. La réduction de la part relative des groupes synchrones conventionnels peut notamment conduire à une diminution de l'inertie électromécanique effectivement disponible, avec des conséquences sur la dynamique de fréquence en cas de perte de production ou de déséquilibre brutal entre production et consommation.

Dans ce contexte, la maîtrise de la stabilité de fréquence doit constituer un axe spécifique des études de développement et d'exploitation du réseau. Il convient notamment d'évaluer l'inertie disponible, les taux de variation de fréquence (RoCoF), la réponse primaire, les réserves de réglage et la capacité du système à maintenir la fréquence dans les limites admissibles après des contingences significatives. Le développement de moyens de soutien adaptés peut notamment inclure le maintien en service de groupes synchrones appropriés, l'utilisation de compensateurs synchrones, ainsi que la mise en œuvre de fonctionnalités de grid-forming au niveau des systèmes de stockage et, lorsque cela est techniquement pertinent, des installations renouvelables à convertisseurs.

En parallèle, la croissance des transits, l'intégration des ENR et les évolutions de la topologie du réseau rendent nécessaire une attention accrue à la stabilité de tension et à la gestion de la puissance réactive. Selon les résultats des études de flux de puissance, de court-circuit et de stabilité statique et dynamique, le renforcement du système pourra nécessiter l'installation de moyens de compensation et de soutien

de tension tels que des batteries de condensateurs, des bobines de réactance, des compensateurs synchrones, des SVC, des STATCOM, ainsi que d'autres solutions adaptées aux caractéristiques locales du réseau.

Le renforcement du réseau doit ainsi être envisagé de manière globale, en intégrant simultanément la capacité de transit, la tenue de tension, l'inertie, la stabilité de fréquence, la stabilité transitoire et la robustesse dynamique du système. Ces exigences doivent être coordonnées avec le développement des capacités de production, des ENR, des BESS, des interconnexions et des dispositifs de gestion intelligente du réseau.

Les limitations du réseau ne constituent donc pas uniquement une contrainte de transit ; elles représentent également un enjeu majeur de stabilité et de sécurité d'exploitation. Le développement des infrastructures de transport et de distribution, complété par des moyens appropriés de compensation réactive, de soutien de tension, de maintien de l'inertie et de soutien de fréquence, doit être considéré comme un élément indissociable de la sécurisation et de la résilience du système électrique tunisien.

2.2.8. Un niveau élevé de pertes techniques et non techniques

Les pertes globales du système électrique sont estimées à environ **20 %** de l'énergie produite, dont plus de **10 %** seraient associées aux pertes non techniques, notamment à la fraude et aux branchements illicites.

Ce niveau de pertes constitue une charge importante pour le système électrique et réduit la quantité d'énergie effectivement disponible pour couvrir la demande.

La réduction des pertes doit par conséquent être considérée comme un levier de capacité virtuelle, permettant de réduire la demande nette à satisfaire sans recourir exclusivement à de nouvelles capacités de production.

À moyen terme, le développement du télé-comptage, des réseaux intelligents (Smart Grid) et de l'analyse avancée des données de consommation doit contribuer à améliorer la détection des anomalies, réduire les pertes non techniques, renforcer le suivi des consommations et améliorer la maîtrise de la demande.

2.2.9. Une explosion de la demande de climatisation lors des épisodes de canicule

La multiplication des épisodes de forte chaleur constitue désormais un facteur déterminant dans la formation des pointes de consommation électrique.

Lorsque les températures atteignent ou dépassent **40 °C** pendant plusieurs jours consécutifs, la consommation associée à la climatisation augmente fortement en raison de l'intensification des besoins de refroidissement des bâtiments résidentiels, tertiaires et industriels.

Cette situation est amplifiée par le niveau insuffisant d'isolation thermique d'une partie du parc immobilier et par l'application encore insuffisante des exigences de performance énergétique des bâtiments.

Une mauvaise isolation entraîne une augmentation des apports thermiques et une élévation excessive de la température intérieure. Durant les épisodes de canicule, les équipements de climatisation doivent alors fonctionner plus longtemps et à des puissances plus élevées pour maintenir des conditions de confort acceptables.

Il en résulte une augmentation importante de la puissance appelée, pouvant contribuer directement à la formation des pointes estivales.

Ce phénomène est aggravé par la diffusion d'appareils de climatisation non conformes aux normes nationales de classification énergétique, notamment issus de circuits d'importation informels, dont le rendement médiocre contribue fortement à la consommation lors des pointes.

La maîtrise de ce phénomène constitue donc un levier stratégique de premier ordre. Elle doit combiner efficacité énergétique des bâtiments, renforcement de l'isolation thermique, amélioration de l'efficacité des équipements de climatisation, tarification incitative, gestion intelligente de la demande, effacement et pilotage des charges flexibles.

À moyen et long terme, ces actions devront être soutenues par le télé-comptage et les fonctionnalités Smart Grid, permettant de mieux caractériser les profils de consommation, d'anticiper les situations de pointe et de mettre en œuvre des mécanismes de gestion active de la demande.

2.3. Chiffres clés retenus pour la planification 2027-2028

Tableau 1 : Chiffres clés retenus pour la planification 2027-2028

Indicateur	Valeur estimée / retenue	Horizon / période
Pointe de charge diurne	≈ 6 800 MW	Été 2027
Pointe de charge nocturne	≈ 6 400 MW	Été 2027
Progression de la demande	≈ +5 %	2027 → 2028
Pointe de charge diurne	≈ 7 100 MW	Été 2028
Pointe de charge nocturne	≈ 6 700 MW	Été 2028
Puissance effectivement disponible à 40 °C	≈ 4 500 MW	Situation de forte chaleur
Déficit de puissance sans mesures correctives	≥ 2 300 MW	Été 2027
Déficit de puissance sans mesures correctives	≥ 2 600 MW	Été 2028
Délestage observé en l'absence	≈ 1 000 MW	Été 2025

Indicateur	Valeur estimée / retenue	Horizon / période
d'appoint algérien		
Délestage observé en conditions fortement dégradées	≈ 2 000 MW	Été 2026

Ces systèmes de refroidissement consomment eux-mêmes de l'énergie et nécessitent des équipements auxiliaires ; leur faisabilité technique et leur rentabilité économique devront être confirmées au cas par cas, sur la base d'une garantie de performance apportée par le fournisseur.

La puissance délestée a dépassé 2 000 MW durant les périodes de plus forte demande en juillet 2026, représentant environ 40 % de la puissance de production effectivement disponible au moment des situations les plus critiques.

2.4. Retour d'expérience de la crise de l'été 2026

La crise de l'été 2026 constitue un retour d'expérience majeur pour la planification, le pilotage et la gouvernance des systèmes électrique et gazier tunisiens. Elle met en évidence non seulement l'ampleur du déficit de puissance observé, mais également la nécessité de renforcer l'anticipation des besoins, le suivi de la mise en œuvre des projets planifiés et, surtout, la concrétisation effective des investissements dans les délais requis.

Elle confirme qu'une capacité planifiée, annoncée ou même contractualisée ne constitue pas, à elle seule, une contribution au renforcement de la sécurité d'approvisionnement. Seule une capacité effectivement réalisée, raccordée, mise en service et opérationnelle à la date prévue peut être prise en compte de manière fiable dans le bilan de puissance et dans l'évaluation des marges de sécurité du système.

Les retards dans la réalisation des projets ont des conséquences directes et multiples sur le fonctionnement des systèmes électrique et gazier :

- Réduction des marges de réserve et aggravation du déficit de puissance, particulièrement pendant les pointes estivales ;
- Augmentation du recours au délestage, avec des conséquences économiques et sociales importantes ;
- Accroissement de la dépendance aux importations d'électricité et de combustibles, notamment lorsque les capacités nationales prévues ne sont pas disponibles ;
- Augmentation de la pression sur les approvisionnements en gaz naturel, lorsque les nouveaux moyens de production ou les infrastructures gazières ne sont pas réalisés dans les délais ;

- Sollicitation excessive et prolongée du parc existant, pouvant conduire à davantage d'indisponibilités, de maintenance corrective et de vieillissement accéléré des équipements ;
- Augmentation des coûts d'exploitation et d'approvisionnement, notamment par le recours à des solutions d'urgence, à des importations ou à des combustibles plus coûteux ;
- Report de la diversification du mix énergétique, retardant la montée en puissance des ENR, du stockage et des autres solutions de flexibilité ;
- Aggravation des contraintes sur les réseaux de transport et de distribution, lorsque les renforcements associés aux nouveaux moyens de production et à la croissance de la demande ne sont pas réalisés à temps ;
- Retard dans l'amélioration de la flexibilité et de la résilience du système, notamment en matière de stockage, de gestion intelligente de la demande, de Smart Grid et de digitalisation ;

Perte de crédibilité des trajectoires de planification, lorsque des capacités annoncées depuis plusieurs années ne se concrétisent pas et continuent néanmoins à être intégrées dans les scénarios de disponibilité future.

Pour le système gazier, les conséquences peuvent être tout aussi critiques : le retard d'une infrastructure d'approvisionnement, de transport, de stockage ou de renforcement du réseau gazier peut limiter la capacité à alimenter les centrales thermiques au moment où celles-ci sont sollicitées au maximum. Il en résulte un couplage direct entre le retard des projets gaziers et la dégradation de l'adéquation du système électrique.

Ces retards ont également une conséquence majeure sur la qualité de la planification : lorsque des projets non réalisés restent intégrés aux bilans prévisionnels, ils peuvent conduire à une surestimation artificielle des capacités futures et à une sous-estimation des besoins réels en mesures correctives.

La crise de l'été 2026 souligne ainsi la nécessité de passer d'une logique fondée principalement sur la programmation des projets à une logique de réalisation effective et de pilotage par les résultats, avec des jalons de mise en œuvre vérifiables, des responsabilités clairement établies et un suivi rapproché des délais.

À ce titre, tout projet stratégique devrait faire l'objet d'un suivi distinguant explicitement les étapes suivantes : **projet planifié → projet engagé → financement sécurisé → travaux en cours → raccordement réalisé → mise en service → capacité effectivement disponible et mobilisable.**

Tout retard significatif par rapport au calendrier de référence doit être immédiatement intégré dans les études d'adéquation et déclencher, lorsque nécessaire, des mesures compensatoires afin de préserver les marges de sécurité du système.

La leçon principale de la crise de 2026 est donc claire : la sécurité énergétique ne dépend pas uniquement de la qualité de la planification, mais de la capacité collective à transformer les projets planifiés en infrastructures effectivement réalisées, dans les délais compatibles avec l'évolution de la demande et les exigences de sécurité des systèmes électrique et gazier.

2.4.1. Une crise largement anticipable

L'un des enseignements majeurs de l'été 2026 est que l'apparition d'un déficit de puissance pouvant atteindre de l'ordre de 1 000 MW avait été identifiée à l'avance.

La crise ne peut donc pas être considérée comme un événement totalement imprévisible. Elle constitue plutôt la matérialisation d'un risque d'adéquation déjà identifié, dont l'ampleur a finalement été aggravée par la combinaison de plusieurs facteurs : indisponibilités de production, dégradation des performances thermiques sous fortes températures, contraintes d'approvisionnement en gaz naturel, limites du réseau et progression de la demande de pointe.

Ce retour d'expérience souligne la nécessité de faire évoluer la planification vers une approche davantage fondée sur des scénarios de risque, des marges de sécurité explicites et un suivi rapproché des capacités effectivement mobilisables, plutôt que sur les seules capacités installées ou annoncées.

2.4.2. Un déficit lié à des capacités planifiées mais non réalisées dans les délais

Une part importante du déficit observé résulte du décalage entre les capacités de production initialement planifiées et les capacités effectivement disponibles au moment des besoins.

Plusieurs projets qui devaient contribuer au renforcement de l'offre n'ont pas été réalisés dans les délais initialement envisagés, notamment :

- Environ 1 000 MW associés aux deux centrales à cycle combiné de Skhira ;
- 300 MW photovoltaïques et 80 MW éoliens prévus dans le programme propre de la STEG, conformément au programme national de développement des ENR ;
- Environ 500 MW photovoltaïques et 500 MW éoliens correspondant à de grands projets privés annoncés.

Ces reports représentent un écart significatif entre le portefeuille de capacités planifiées et la puissance effectivement mobilisable par le système. Ils constituent ainsi un facteur important du déficit constaté et montrent que la planification ne peut plus reposer uniquement sur des capacités programmées ou annoncées : seules les capacités disposant d'un calendrier de réalisation crédible, d'un niveau d'avancement vérifiable et d'une date de mise en service suffisamment sécurisée doivent être intégrées aux bilans de puissance comme contributions futures.

Cette situation renforce la priorité accordée, dans la section 5.1, à l'accélération de la réalisation des projets d'énergies renouvelables déjà approuvés ou engagés, en particulier ceux susceptibles de contribuer à court et moyen termes à la couverture de la pointe et à la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles.

Pour les projets privés confrontés à des difficultés de réalisation, il est nécessaire de mettre en place un dispositif d'accompagnement et de suivi renforcé, visant à réduire les délais administratifs, techniques et de raccordement, tout en sécurisant les conditions nécessaires à leur mise en service dans les délais impartis.

Cette démarche de facilitation doit toutefois s'inscrire dans un cadre technique, réglementaire et contractuel rigoureux, garantissant notamment :

- Le respect des exigences de raccordement, de protection, de stabilité, de qualité de l'énergie et de sécurité du système ;
- La conformité aux exigences réglementaires et aux prescriptions techniques applicables ;
- Un suivi périodique de l'avancement physique et financier des projets ;
- Des échéances de réalisation clairement définies et assorties d'engagements vérifiables ;
- Une évaluation régulière de la capacité effective du projet à contribuer à la sécurité d'approvisionnement.

En cas de retards injustifiés, de dérive significative du calendrier ou de non-respect répété des engagements, des mesures correctives et contractuelles appropriées devront être envisagées. Il est notamment essentiel d'éviter que des capacités simplement annoncées, mais dont la réalisation n'est pas suffisamment sécurisée, continuent d'être comptabilisées dans les projections de puissance disponible du système ; cette exigence visant les retards de mise en œuvre des projets, et non l'indisponibilité normale liée à l'intermittence des filières ENR une fois celles-ci effectivement raccordées.

Dans ce contexte, l'élaboration d'une feuille de route opérationnelle pour l'accélération du développement des énergies renouvelables sur la période 2026-2030 apparaît nécessaire. Cette feuille de route devra constituer, au-delà d'un simple cadrage, un véritable cadre stratégique de mise en œuvre directement opérationnel, permettant de passer des orientations stratégiques à un plan d'action priorisé, daté et suivi.

Pour chaque mesure prioritaire, le plan d'action devra notamment préciser :

- L'institution ou l'entité responsable ;
- Les actions à engager et les conditions préalables ;
- L'échéance cible de réalisation ;

- Les ressources financières, humaines et techniques nécessaires ;
- Les principales contraintes et risques de mise en œuvre ;
- Les indicateurs de performance et de suivi ;
- La contribution attendue à la sécurité d’approvisionnement et à la couverture de la pointe.

Un tel dispositif constituerait un véritable outil de pilotage et d’aide à la décision pour le Gouvernement et les acteurs du secteur, en permettant de suivre l’écart entre les capacités planifiées, les capacités en cours de réalisation et les capacités effectivement mises en service, et d’engager rapidement les mesures correctives nécessaires.

2.4.3. Une vulnérabilité aggravée par la température : la double contrainte

La période estivale constitue une situation particulièrement critique pour le système électrique tunisien en raison de la convergence de plusieurs effets défavorables. D’une part, l’augmentation des températures entraîne une hausse rapide de la demande électrique, principalement sous l’effet de la climatisation. D’autre part, ces mêmes températures provoquent une dégradation des performances des moyens thermiques, notamment des turbines à gaz et des cycles combinés, se traduisant par une réduction de leur puissance effectivement disponible et une dégradation de leur rendement.

À ces deux effets s’ajoute la faible contribution de la production éolienne durant certaines périodes estivales, alors même que le solaire photovoltaïque ne contribue que pendant les heures d’ensoleillement et ne permet donc pas, à lui seul, de couvrir la totalité des pointes de demande, notamment en soirée.

Le système est ainsi confronté à une double contrainte particulièrement défavorable : la demande augmente précisément au moment où une partie de la puissance conventionnelle disponible diminue. Cette situation est susceptible d’être aggravée lorsque la disponibilité du gaz naturel est elle-même contrainte, puisque la réduction des volumes disponibles se traduit directement par une diminution de la puissance thermique mobilisable.

La combinaison de ces facteurs réduit fortement les marges de sécurité du système pendant les épisodes de canicule. Elle doit donc être explicitement intégrée dans les études d’adéquation et les scénarios de planification, en considérant notamment les effets de température sur la demande, le derating des moyens thermiques, la disponibilité des ENR, la disponibilité du gaz naturel et les capacités d’importation réellement mobilisables.

Cette approche conduit à considérer les épisodes de forte chaleur non comme un simple facteur d’augmentation de la demande, mais comme un risque systémique

affectant simultanément l'offre, la demande et les conditions d'exploitation du réseau.

2.4.4. Le facteur gaz-électricité : vers un indicateur de suivi dédié

La très forte dépendance de la production électrique au gaz naturel signifie qu'une tension sur l'approvisionnement gazier peut se transformer rapidement en contrainte sur la production électrique, voire en risque direct pour la sécurité d'approvisionnement.

Cette interdépendance entre les deux systèmes justifie la mise en place d'un indicateur de vulnérabilité Gaz-Électricité, suivi mensuellement et intégré au dispositif global de surveillance de la sécurité énergétique. Cet indicateur doit compléter l'indicateur de marge de sécurité à 7, 30 et 90 jours proposé en section 9.5 et permettre d'identifier suffisamment tôt une dégradation de la capacité du système gazier à soutenir la production électrique.

Il est proposé de construire cet indicateur à partir de deux ratios complémentaires :

Ratio 1 – Taux de dépendance de la production électrique au gaz :

Ratio 1 = Gaz consommé pour la production électrique / Gaz naturel total disponible

Ce ratio mesure la part des ressources gazières disponibles mobilisée pour satisfaire les besoins de production électrique. Plus sa valeur est élevée, plus la vulnérabilité du système électrique à une réduction de la disponibilité du gaz est importante.

Ratio 2 – Couverture gazière de la pointe électrique :

Ratio 2 = Gaz disponible pour les centrales électriques / Gaz nécessaire pour couvrir la pointe électrique

Ce ratio mesure la capacité du système gazier à fournir les volumes nécessaires au fonctionnement des centrales thermiques pendant une situation de pointe. Une valeur inférieure à 1 traduit une insuffisance potentielle de couverture gazière et doit constituer un signal d'alerte pour la planification et l'exploitation.

L'analyse conjointe de ces deux ratios permet de distinguer deux dimensions complémentaires de la vulnérabilité :

- La pression exercée par la production électrique sur les ressources gazières disponibles ;
- La capacité réelle du système gazier à assurer l'alimentation des moyens thermiques nécessaires à la couverture de la pointe électrique.

Afin d'en faire un véritable outil de pilotage, cet indicateur devra être suivi sur plusieurs horizons temporels et rapproché notamment de la demande électrique prévisionnelle, de la puissance thermique disponible, des capacités d'importation, des niveaux de stockage lorsqu'ils existent, des contraintes du réseau gazier et des prévisions de température.

L'objectif est de disposer d'un signal d'alerte anticipé sur le risque de transmission d'une contrainte gazière vers le système électrique, permettant de déclencher suffisamment tôt les mesures appropriées : sécurisation des approvisionnements, mobilisation des capacités alternatives, optimisation du dispatching, gestion de la demande, stockage, importation d'électricité ou autres mesures d'urgence.

3. Principes directeurs de la feuille de route

Quatre principes directeurs, cohérents avec les axes de réforme du Conseil des Sciences de l'Ingénierie, structurent l'ensemble des recommandations de la présente feuille de route. Ils visent à concilier l'urgence de sécurisation du système avec les impératifs de soutenabilité financière, de transformation structurelle et de résilience à long terme.

3.1. Réalisme, efficacité et soutenabilité financière

La feuille de route doit reposer sur des solutions techniquement réalisables, financièrement soutenables et rapidement mobilisables, en tenant compte des contraintes réelles du système électrique et gazier.

L'objectif est de minimiser progressivement la quantité et la durée du délestage, par une séquence d'actions urgentes suivies de renforcements puis de projets structurants, jusqu'à l'objectif de zéro délestage — tant en conditions normales d'exploitation que lors d'épisodes climatiques sévères —, appuyé sur la reconstitution d'une marge de réserve de 10 à 15 %, ou équivalente à la plus grande unité de production (critère N-1), conformément aux pratiques internationales des opérateurs de réseaux électriques. Cette trajectoire mobilise un portefeuille diversifié de leviers complémentaires : amélioration de la disponibilité du parc existant, nouveaux moyens de production, ENR, stockage, importations, renforcement des réseaux, réduction des pertes et gestion intelligente de la demande.

Les choix d'investissement doivent être évalués non seulement au regard de la puissance installée, mais également de leur contribution effective à la couverture de la pointe, de leur disponibilité, de leurs coûts d'investissement et d'exploitation, de leurs besoins en combustible et de leurs contraintes d'intégration au réseau.

3.2. Séquençage et priorisation par horizon

Les actions doivent être hiérarchisées selon leur urgence, leur délai de mise en œuvre, leur impact sur la sécurité d'approvisionnement et leur caractère structurant.

La feuille de route est organisée selon quatre horizons complémentaires :

- **Action 0 – Très court terme (2026-2027)** : mesures d'urgence destinées à sécuriser les périodes critiques, réduire le risque de délestage et préserver les marges de sécurité ;
- **Court terme (2028-2029)** : consolidation de l'offre, renforcement des réseaux et déploiement des premiers leviers structurels ;
- **Moyen terme (2030-2035)** : transformation progressive du mix énergétique, développement des ENR, du stockage, des interconnexions, de la flexibilité et des infrastructures électriques et gazières ;
- **Long terme (au-delà de 2035)** : évolution vers un système électrique et gazier plus diversifié, flexible, résilient, digitalisé et durable.

Cette approche doit permettre d'éviter les ruptures entre les différentes phases et de garantir la continuité entre les mesures d'urgence et les investissements structurants.

3.3. Approche intégrée des systèmes électrique et gazier

La feuille de route doit être fondée sur une « **approche système** », et non sur une vision sectorielle séparée de l'électricité et du gaz.

La sécurité d'approvisionnement électrique dépend directement de la disponibilité du gaz naturel pour l'alimentation des moyens thermiques. Les décisions relatives à la production, au gaz, aux réseaux, aux interconnexions, au stockage et à la demande doivent donc être planifiées de manière coordonnée.

Cette approche intégrée doit couvrir notamment :

Production – approvisionnement gazier – transport électrique et gazier – stockage – interconnexions – ENR – BESS – stabilité du système – réduction des pertes – gestion intelligente de la demande – Smart Grid – digitalisation.

L'objectif est d'assurer une cohérence permanente entre l'adéquation offre-demande, les capacités réellement disponibles, les infrastructures nécessaires et les ressources énergétiques permettant leur exploitation.

3.4. Gouvernance, responsabilité et transparence du suivi

La réussite de la feuille de route repose sur une gouvernance clairement définie, permettant de transformer les orientations stratégiques en actions effectivement réalisées.

Un dispositif de pilotage dédié devra assurer la coordination entre les institutions et acteurs concernés, avec :

- Une responsabilité clairement attribuée pour chaque action prioritaire ;
- Un calendrier de mise en œuvre assorti de jalons et d'échéances vérifiables ;

- Un suivi régulier de l'avancement physique, financier et technique ;
- Des indicateurs de performance permettant de mesurer les résultats effectivement obtenus ;
- Une réévaluation périodique des besoins et des risques ;
- Des mécanismes permettant de prendre rapidement des mesures correctives en cas de retard ou de dérive.

La transparence du suivi doit notamment permettre de distinguer en permanence les projets planifiés, engagés, financés, en cours de réalisation, mis en service et effectivement disponibles pour le système.

Ainsi, la feuille de route ne doit pas être considérée comme un simple document de programmation, mais comme un instrument de pilotage et de décision, permettant de suivre les résultats obtenus, d'anticiper les écarts par rapport aux objectifs et d'ajuster les actions en fonction de l'évolution des besoins des systèmes électrique et gazier.

4. Horizon 0 : Actions immédiates (semaines / mois)

4.1. Gouvernance de crise

La gestion d'une situation de tension sur les systèmes électrique et gazier nécessite un dispositif de gouvernance de crise permanent, réactif et doté d'une capacité de décision clairement établie. Ce dispositif doit permettre d'anticiper les situations critiques, de coordonner les acteurs concernés et de déclencher rapidement les mesures appropriées. Ce dispositif se distingue du pilotage opérationnel déjà assuré par la STEG ; dont le rôle opérationnel doit être conforté et non dilué ; en ce qu'il vise une coordination interinstitutionnelle — associant notamment les autorités de tutelle, les acteurs du secteur gazier et les services d'urgence — et une capacité de décision exécutoire sur des mesures qui dépassent le seul périmètre d'action de la STEG (arbitrages intersectoriels, mobilisation diplomatique, priorisation nationale des usages vitaux).

4.1.1. Activation d'une cellule nationale de crise

- Activation d'une cellule nationale de crise opérationnelle 24 h/24 et 7 j/7 pendant les périodes de risque élevé, notamment durant les épisodes de forte demande estivale ;
- Représentation des principaux acteurs concernés par la production, le transport, la distribution, le gaz, les interconnexions et la sécurité énergétique ;
- Centralisation des informations relatives à la demande, à la puissance disponible, aux indisponibilités, aux approvisionnements en gaz, aux importations, aux contraintes de réseau et aux prévisions météorologiques ;

- Prise de décisions coordonnées et immédiatement applicables selon les responsabilités et procédures préétablies ;
- Activation des mesures d'urgence selon des scénarios et niveaux de criticité prédéfinis.

4.1.2. Mise en place d'un dispositif permanent de reporting

Un dispositif de communication et de reporting doit permettre de disposer d'une vision transparente et actualisée de l'état réel du système électrique et gazier.

Il est proposé de prévoir :

- Un bulletin mensuel gouvernemental présentant l'état du système, les principaux indicateurs de sécurité d'approvisionnement, les capacités disponibles, les indisponibilités, les besoins en gaz, les importations et les principaux risques identifiés ;
- Un reporting hebdomadaire durant les périodes de forte sollicitation du système ;
- Un reporting quotidien, voire plusieurs fois par jour, pendant les épisodes de canicule ou lorsque les marges de sécurité deviennent critiques.

Le reporting devra notamment faire apparaître l'écart entre la demande prévisionnelle, la puissance disponible, la puissance effectivement mobilisable et la marge de sécurité résiduelle, ainsi que les éventuelles contraintes d'approvisionnement en gaz naturel.

4.1.3. Définition de niveaux gradués de vigilance et d'alerte

Afin d'éviter une gestion essentiellement réactive de la crise, des seuils de déclenchement gradués doivent être définis sur la base de la marge de puissance disponible et du niveau de déficit anticipé.

À titre indicatif, les niveaux suivants peuvent être retenus :

Niveau	Situation indicative	Mesures principales
Vigilance	Marge de sécurité fortement réduite ou risque de déficit identifié à court terme	Renforcement de la surveillance, mobilisation des réserves, optimisation du dispatching, préparation des mesures de flexibilité
Alerte	Déficit potentiel de l'ordre de 500 à 1 000 MW	Activation renforcée de la cellule de crise, mobilisation des moyens disponibles, imports supplémentaires, gestion active de la demande, préparation du délestage si nécessaire
Crise majeure	Déficit > 1 000 MW en situation normale ou pouvant atteindre 2 500 à 3 000 MW en conditions fortement dégradées	Activation complète du dispositif de crise, mesures d'urgence sur la production, le gaz et les échanges, effacement/délestage gradué et protection prioritaire des usages essentiels

Ces seuils devront être calibrés à partir des études d'adéquation et des capacités réellement mobilisables. Ils ne doivent pas être considérés comme de simples niveaux de délestage, mais comme des seuils de criticité du système, intégrant également la marge de réserve, la disponibilité du gaz naturel, les contraintes du réseau, les possibilités d'importation et les conditions météorologiques.

L'objectif est de passer d'une gestion principalement corrective du déficit à une gestion anticipative fondée sur des seuils d'alerte, des indicateurs mesurables et des actions prédéfinies, permettant de réduire l'ampleur et la durée des situations de délestage.

4.2. Protection des usages vitaux

En situation de déficit de puissance, la continuité d'alimentation des installations essentielles à la sécurité des personnes et au fonctionnement des services publics vitaux doit constituer une priorité absolue. La protection de ces usages doit être organisée de manière préventive et intégrée au dispositif national de gestion du délestage.

- Interdiction stricte du délestage des établissements hospitaliers et des installations de santé critiques, notamment les services et équipements dont l'interruption de l'alimentation électrique pourrait compromettre la sécurité des patients. Cette exigence suppose, sur le plan technique, un raccordement sur une alimentation dédiée ou prioritaire ainsi que l'équipement de ces établissements en groupes électrogènes de secours, une interdiction seule ne garantissant pas la continuité d'alimentation en cas de délestage automatique généralisé.
- Protection prioritaire des stations de pompage, de refoulement et de traitement de l'eau de la SONEDE, avec, lorsque cela est nécessaire, l'installation urgente de groupes électrogènes de secours, de systèmes d'alimentation de secours et de dispositifs permettant d'assurer une autonomie minimale en cas d'interruption du réseau. La sécurité hydrique constitue un élément essentiel de la sécurité nationale et doit, à ce titre, être intégrée au même niveau de priorité que les autres usages vitaux.
- Établissement par chaque direction régionale d'un inventaire exhaustif et régulièrement actualisé des installations critiques, avec une classification selon leur niveau de priorité et les conséquences d'une interruption de leur alimentation électrique. Cet inventaire devra notamment couvrir les établissements de santé, les infrastructures hydrauliques, les installations de télécommunications, les centres de données, les infrastructures de sécurité et de secours, ainsi que les autres installations dont le fonctionnement est indispensable à la continuité des services essentiels.
- Révision et mise à jour du plan de délestage tournant, afin d'identifier de manière exhaustive les consommateurs critiques et de les exclure des départs susceptibles d'être délestés, dans la mesure techniquement possible.

Une liste de priorités formalisée, géoréférencée et tenue à jour devra être établie par région, puis consolidée au niveau national et soumise à une approbation de haut niveau, afin de garantir la cohérence et l'opposabilité de la liste de priorité de délestage intégrée au plan opérationnel.

- Vérification régulière des moyens d'alimentation de secours des installations prioritaires : groupes électrogènes, alimentation redondante, autonomie en carburant, procédures de démarrage et dispositifs de maintenance. La désignation d'une installation comme « prioritaire » ne doit pas se limiter à son exclusion du plan de délestage ; sa capacité réelle à maintenir son fonctionnement en situation de crise doit également être vérifiée.
- Mise en place d'une procédure de coordination entre STEG, SONEDE, les autorités régionales et les gestionnaires des infrastructures critiques, afin de garantir la cohérence entre le plan de délestage, les besoins de fonctionnement des services essentiels et les capacités d'alimentation de secours.

L'objectif est de garantir que, même en situation de déficit électrique majeur, les conséquences du délestage soient limitées aux usages pouvant supporter une interruption temporaire, tout en assurant la continuité des fonctions vitales, la sécurité des personnes et la continuité des services essentiels.

4.3. Maîtrise de la demande et sobriété énergétique

En période de forte sollicitation du système électrique, notamment lors des épisodes de canicule, la maîtrise de la demande constitue un levier immédiat de réduction de la pointe et permet de limiter le recours au délestage. Les actions doivent combiner sobriété, efficacité énergétique, gestion des usages et réduction des pertes non techniques.

- Lancer une campagne nationale de sobriété énergétique, coordonnée par les pouvoirs publics et relayée par les médias, les administrations, les entreprises, les collectivités locales et la société civile. Cette campagne devra cibler en priorité les périodes de pointe et promouvoir les comportements permettant de réduire les consommations sans affecter les usages essentiels. Les campagnes de sensibilisation menées par le passé n'ayant pas produit de résultats concrets et durables, cet effort de communication devra être poursuivi dans la durée et articulé avec des mesures structurelles (tarification incitative, normes d'équipement, dispositifs de pilotage de la demande) plutôt que reconduit ponctuellement sans effet cumulatif.
- Adapter temporairement les horaires de fonctionnement de certaines administrations, établissements publics et activités professionnelles pendant les épisodes de forte chaleur, afin d'éviter la concentration des consommations sur les périodes de pointe. Le recours au télétravail, lorsque

l'activité le permet, pourra constituer un levier complémentaire de réduction de la demande.

- Réduire ou programmer l'éclairage public et les enseignes lumineuses non essentiels pendant les périodes de forte sollicitation du réseau, tout en maintenant les niveaux nécessaires à la sécurité des personnes et à la circulation.
- Généraliser l'usage de solutions LED et d'équipements basse consommation, tout en renforçant l'interdiction d'importation des équipements à faible rendement et forte consommation, en cohérence avec le programme de l'ANME déjà engagé sur ce volet.
- Charger la STEG d'étudier les solutions permettant de réduire les pertes techniques, en particulier sur le réseau basse tension (BT), et de mettre en œuvre celles économiquement rentables.
- Renforcer les mesures d'encouragement à l'autoproduction photovoltaïque domestique et industrielle.
- Renforcer les actions de lutte contre les pertes non techniques, notamment la fraude électrique, les branchements clandestins et les consommations non comptabilisées. La réduction de ces pertes constitue un levier direct d'amélioration de l'efficacité du système et permet de diminuer la demande nette devant être satisfaite par les moyens de production.
- Accélérer le déploiement du télé-comptage, en priorité auprès des consommateurs à fort impact sur la pointe, afin de disposer de données de consommation plus fines, d'améliorer la détection des anomalies et de permettre la mise en œuvre progressive de mécanismes de gestion intelligente de la demande.
- Mettre en place des dispositifs de gestion active de la demande, notamment l'effacement volontaire de certaines charges, le déplacement des consommations hors des périodes de pointe et le pilotage des charges flexibles. Ces dispositifs devront progressivement être intégrés dans une approche Smart Grid, permettant de transformer une partie de la demande en ressource de flexibilité pour le système électrique.
- Renforcer le cadre réglementaire de lutte contre la fraude électrique, notamment par l'examen de mesures législatives permettant de mieux sanctionner les branchements clandestins et les manipulations frauduleuses des dispositifs de comptage.
- Mettre en place une structure spécialisée de lutte contre la fraude électrique, associant les compétences techniques, administratives et de contrôle nécessaire, en coordination avec les autorités compétentes, afin d'améliorer la détection, le contrôle, la qualification des infractions et le recouvrement des pertes associées.

Ces mesures doivent être considérées comme un levier complémentaire aux actions portant sur la production, le réseau et le stockage. Leur efficacité devra être évaluée en termes de MW effectivement effacés ou déplacés pendant les périodes critiques, et non uniquement en termes d'économies annuelles d'énergie.

À moyen terme, la maîtrise de la demande devra évoluer vers une gestion intelligente, préventive et pilotée par les données, reposant sur le télé-comptage, les prévisions de charge, les mécanismes d'effacement et de déplacement des consommations, ainsi que le développement progressif des fonctionnalités Smart Grid.

4.4. Organisation du délestage et communication avec les usagers

La gestion du délestage doit évoluer d'une logique essentiellement réactive vers un dispositif prévisible, transparent, équitable et anticipé, permettant de réduire son impact sur les usagers, d'améliorer l'acceptabilité des mesures et de faciliter la gestion opérationnelle du système.

- Abandonner progressivement le modèle de coupure non programmée et non annoncée, au profit d'un délestage tournant, planifié et annoncé à l'avance, dans la mesure permise par les conditions d'exploitation. La rotation des zones devra être organisée selon des règles transparentes et équitables, tout en garantissant la protection des installations critiques et des usages vitaux.
- Établir et publier un programme prévisionnel de délestage, précisant autant que possible les zones concernées, les créneaux horaires et la durée indicative des coupures. Ce programme devra être actualisé en fonction de l'évolution de la situation du système et des prévisions de demande, de production et de disponibilité des moyens de production.
- Déployer des outils numériques d'alerte et d'information du public, permettant une diffusion rapide et ciblée des informations : SMS, application mobile, site web, notifications géolocalisées et autres canaux numériques. Ces outils devront permettre d'informer les usagers des coupures prévues, des modifications du programme et, lorsque cela est possible, des éventuelles prolongations ou rétablissements.
- Mettre en place une stratégie nationale de communication pérenne sur la maîtrise de la demande et la gestion des pointes, pilotée en amont de la période estivale et non limitée aux situations de crise. La campagne devra mobiliser l'ensemble des relais susceptibles d'atteindre efficacement la population : écoles, lycées, administrations, centres commerciaux, entreprises, festivals et manifestations publiques, réseaux sociaux, télévision, radio et médias numériques.
- Lancer chaque année la campagne de sensibilisation dès le mois de février, afin de préparer les citoyens et les entreprises aux périodes de forte demande, promouvoir les comportements de sobriété énergétique et expliquer les mécanismes de gestion de la pointe. Cette anticipation doit

permettre d'instaurer progressivement une culture de maîtrise de la consommation, plutôt que de recourir uniquement à des campagnes déclenchées lorsque la crise est déjà installée.

- Mettre en place un dispositif permanent d'information sur l'état du système, permettant de communiquer de manière simple et régulière sur les périodes de forte sollicitation, les niveaux de vigilance et les mesures adoptées par les autorités et les opérateurs.

L'objectif est de faire du délestage, lorsqu'il demeure inévitable, une mesure de dernier recours, maîtrisée et prévisible, tout en renforçant progressivement les dispositifs de maîtrise de la demande, d'effacement et de gestion intelligente des consommations afin de réduire la fréquence, l'ampleur et la durée des coupures.

4.5. Sécurisation, diversification et positionnement régional des approvisionnements énergétiques

La forte dépendance de la Tunisie vis-à-vis des approvisionnements extérieurs en gaz naturel et de l'électricité importée constitue un facteur majeur de vulnérabilité du système énergétique. La sécurisation des approvisionnements doit donc reposer simultanément sur le renforcement du dialogue stratégique avec les pays fournisseurs et interconnectés, le développement d'une diplomatie énergétique proactive, la diversification des sources et des infrastructures d'approvisionnement, ainsi que le positionnement de la Tunisie dans les grands projets énergétiques régionaux.

Compte tenu de sa position géographique stratégique au cœur de la Méditerranée, à l'interface entre l'Europe, le Maghreb et l'espace arabe, la Tunisie dispose d'un potentiel particulier pour devenir un point de convergence des futurs corridors énergétiques entre l'Afrique et l'Europe. Cette opportunité doit être intégrée dès aujourd'hui dans la politique énergétique nationale et dans les plans de développement des systèmes électrique et gazier.

4.5.1. Diplomatie énergétique, coopération régionale et intégration aux grands projets

La Tunisie doit développer une diplomatie énergétique structurée, proactive et de long terme, visant à sécuriser ses approvisionnements, diversifier ses partenariats, renforcer sa capacité de négociation et accroître son intégration dans les dynamiques énergétiques régionales.

Cette diplomatie énergétique devra être conduite à plusieurs niveaux :

- Renforcer le dialogue stratégique de haut niveau avec l'Algérie, notamment sur la sécurisation des volumes de gaz naturel, les conditions d'approvisionnement, la prévisibilité des quantités disponibles en période de pointe et la sécurisation des échanges électriques dans les situations critiques.

- Renforcer la coopération énergétique avec les pays d'Afrique du Nord, notamment l'Algérie, la Libye, l'Égypte et le Maroc, dans les domaines du gaz naturel, des échanges d'électricité, des interconnexions, des énergies renouvelables, du stockage et des infrastructures énergétiques régionales.
- Consolider le positionnement de la Tunisie dans l'espace méditerranéen, en développant des partenariats avec les pays riverains de la Méditerranée et les acteurs énergétiques européens dans les domaines des échanges d'électricité, des infrastructures gazières, des interconnexions, des ENR, du stockage, de l'efficacité énergétique et de l'hydrogène vert.
- Renforcer la coopération énergétique avec les pays arabes, notamment dans le cadre de la Ligue des États arabes et des partenariats bilatéraux, afin de favoriser les investissements, les échanges d'expertise, les financements et le développement de projets énergétiques structurants.
- Développer une coopération élargie avec les institutions énergétiques régionales et internationales, afin de faciliter l'accès aux financements, aux technologies, à l'expertise et aux mécanismes de coopération nécessaires à la transformation du système énergétique tunisien.
- Identifier et suivre de manière proactive les grands projets énergétiques régionaux et transfrontaliers, afin de positionner la Tunisie dès les phases de planification et de conception, plutôt que d'intervenir uniquement après la définition des corridors et des infrastructures.
- Rechercher systématiquement les possibilités d'intégration de la Tunisie dans les futurs corridors énergétiques reliant l'Afrique à l'Europe, notamment les corridors gaziers, les interconnexions électriques, les infrastructures d'hydrogène et les nouveaux réseaux énergétiques régionaux.
- Positionner la Tunisie comme un acteur potentiel et un point de convergence des futurs échanges énergétiques euro-méditerranéens, en valorisant sa position géographique, ses infrastructures existantes, ses interconnexions avec les pays voisins et son potentiel de développement des énergies renouvelables.
- Mettre en place un mécanisme permanent de diplomatie et de veille énergétiques, chargé de suivre les projets stratégiques, les évolutions géopolitiques et réglementaires, les opportunités d'investissement et les risques susceptibles d'affecter les intérêts énergétiques nationaux.

Cette démarche doit permettre de faire évoluer la Tunisie d'une logique principalement centrée sur la sécurisation de ses propres besoins énergétiques vers une logique de participation active aux infrastructures et aux flux énergétiques régionaux.

4.5.2. Diversification des sources, des infrastructures et des corridors énergétiques

La diversification doit porter simultanément sur les sources d'énergie, les fournisseurs, les infrastructures, les voies d'approvisionnement et les capacités d'échange, afin de réduire la vulnérabilité à une rupture ou à une limitation d'une source unique.

Les actions prioritaires comprennent notamment :

- Étudier la relance du projet d'interconnexion gazière avec la Libye, notamment sous la forme d'un gazoduc, en évaluant sa faisabilité technique, économique, réglementaire et géopolitique ainsi que sa contribution potentielle à la diversification des approvisionnements. La coentreprise « Joint Gas » constituée à cet effet entre la Tunisie et la Libye, aujourd'hui à l'arrêt, devra faire l'objet d'une relance portée par une volonté politique affirmée au plus haut niveau.
- Étudier la possibilité d'un approvisionnement en gaz auprès de l'Italie ou d'autres opérateurs européens, notamment à travers les infrastructures associées au TransMed, en analysant les capacités disponibles, les conditions commerciales, les possibilités de réservation de capacités, les contraintes réglementaires et contractuelles, les implications pour l'Algérie compte tenu du tracé du gazoduc, ainsi que le recours à des mécanismes d'achat de type SWAP.
- Examiner les opportunités de raccordement ou de participation de la Tunisie aux futurs corridors gaziers reliant l'Afrique du Nord et, à terme, d'autres régions productrices d'Afrique aux marchés européens, en évaluant les possibilités de transit, de connexion au réseau national, de stockage et de services énergétiques.
- Renforcer les interconnexions électriques de la Tunisie avec les pays voisins, en particulier dans les axes permettant de développer les échanges avec l'Algérie, la Libye et l'Europe.
- Anticiper les futurs corridors électriques HVAC et HVDC susceptibles de structurer les échanges entre l'Afrique du Nord et l'Europe. La Tunisie devra notamment étudier les possibilités de devenir un nœud intermédiaire d'interconnexion et de transit électrique entre les systèmes nord-africains et européens.
- Capitaliser sur ELMED et les futures infrastructures associées pour préparer une montée en puissance du rôle de la Tunisie dans les échanges électriques euro-méditerranéens, en accompagnant progressivement ces infrastructures par les renforcements nécessaires du réseau national, des postes, des protections, des systèmes de conduite et des moyens de stabilité.

- Étudier les besoins de développement du réseau électrique national associés à des flux transfrontaliers importants, notamment en matière de capacité de transit HTB, de stabilité de tension, de compensation réactive, d'inertie, de stabilité de fréquence, de protections et de conduite du système.
- Évaluer le potentiel de la Tunisie dans les futurs corridors d'électricité renouvelable, notamment dans le cadre des échanges d'électricité renouvelable et du développement de l'hydrogène vert et de ses dérivés entre l'Afrique du Nord et l'Europe.
- Relancer et intensifier la prospection du gaz naturel conventionnel en Tunisie, afin d'identifier les ressources présentant un potentiel techniquement et économiquement exploitable et de réduire progressivement la dépendance aux importations. Un cadre d'investissement attractif pourrait favoriser de nouvelles découvertes, la situation financière de la STEG constituant elle-même un frein à l'effort de prospection. À cet égard, il convient de noter que les infrastructures de transport et de traitement existantes disposent d'une capacité substantielle non exploitée : le gazoduc de 24 pouces de Nawara a été dimensionné pour un débit de 10 millions de m³/jour, alors que le transport et le traitement actuels au niveau du complexe de traitement de gaz (GTP) de Gabès ; lui-même dimensionné pour environ 2,7 millions de m³/jour, avec possibilité d'extension ; ne mobilisent qu'environ 1 million de m³/jour.
- Évaluer le potentiel national des ressources de gaz non conventionnel, notamment du gaz de schiste, au moyen d'études géologiques, environnementales, hydriques, technologiques et économiques approfondies. Toute décision éventuelle d'exploitation devra être fondée sur une évaluation rigoureuse de sa viabilité économique et environnementale et de sa compatibilité avec les ressources hydriques et les exigences de sécurité.
- Étudier les capacités de stockage et les solutions de flexibilité du système gazier et électrique, afin de disposer d'une capacité accrue d'absorption des fluctuations d'approvisionnement et de demande.

4.5.3. Positionnement de la Tunisie comme nœud énergétique euro-méditerranéen

À moyen et long termes, la Tunisie doit chercher à valoriser pleinement sa position géographique stratégique entre l'Afrique du Nord et l'Europe. Cette orientation suppose d'anticiper les futurs corridors énergétiques plutôt que de les considérer uniquement comme des infrastructures externes au système national.

La stratégie nationale devra ainsi viser à :

- Identifier les corridors énergétiques susceptibles de traverser ou de desservir directement la Tunisie ;
- Préparer les infrastructures électriques et gazières nationales nécessaires à leur raccordement ;

- Évaluer les bénéfices économiques, industriels et énergétiques d'un rôle de transit ou de hub ;
- Développer les capacités nationales dans l'ingénierie, la construction, l'exploitation et la maintenance des grandes infrastructures énergétiques ;
- Favoriser la participation des entreprises et compétences tunisiennes aux projets régionaux ;
- Rechercher des mécanismes permettant de transformer les flux de transit en retombées économiques, industrielles et technologiques pour le pays.

La Tunisie devra notamment anticiper les évolutions futures des réseaux régionaux en intégrant dans ses études de développement des scénarios de multiplication des interconnexions HVAC et HVDC, augmentation des échanges transfrontaliers d'électricité, développement de corridors gaziers, intégration des ENR à grande échelle, stockage, hydrogène vert et nouvelles infrastructures énergétiques méditerranéennes.

Cette orientation ne signifie pas que tous ces projets se réaliseront nécessairement selon les mêmes tracés, capacités ou échéances. Elle impose toutefois de préparer suffisamment tôt les options techniques et institutionnelles permettant à la Tunisie de saisir les opportunités qui se concrétiseront.

La diversification des approvisionnements doit enfin être menée en parallèle avec la transformation structurelle du système énergétique : développement des ENR, efficacité énergétique, maîtrise et gestion intelligente de la demande, stockage, renforcement des réseaux, interconnexions et réduction progressive de la dépendance de la production électrique au gaz naturel.

L'objectif à moyen et long termes est ainsi de faire évoluer la Tunisie vers un système énergétique plus diversifié, flexible et résilient, tout en permettant au pays de passer progressivement d'une position de dépendance énergétique à celle d'un acteur intégré aux grands flux et infrastructures énergétiques de l'espace euro-méditerranéen, nord-africain et arabe.

5. Horizon 2027 : Plan de sécurisation de la pointe estivale

Le plan de sécurisation de la pointe estivale 2027 repose sur un portefeuille diversifié de leviers techniques, opérationnels et de gestion de la demande, destinés à mobiliser environ 1 000 MW de contributions supplémentaires à la couverture de la pointe.

L'objectif n'est pas de rechercher 1050 MW (1.05 GW) exclusivement sous forme de nouvelles capacités de production, mais de combiner plusieurs leviers permettant d'augmenter la puissance effectivement disponible et mobilisable au moment des situations critiques : amélioration des performances du parc existant, maintenance et remise en état, nouvelles capacités à délai réduit, moyens de production

temporaires, autoproduction décentralisée, maîtrise de la demande et réduction des pertes.

La contribution de chaque levier devra être évaluée selon sa puissance effectivement mobilisable pendant les périodes critiques, et non selon sa seule puissance nominale ou installée. Cette distinction est essentielle pour éviter de surestimer la marge de sécurité du système.

5.1. Phase 2027 : Environ 1 050 MW de contributions mobilisables

Figure 1 — Poids stratégique multicritère des 16 leviers (échelle 1-5)

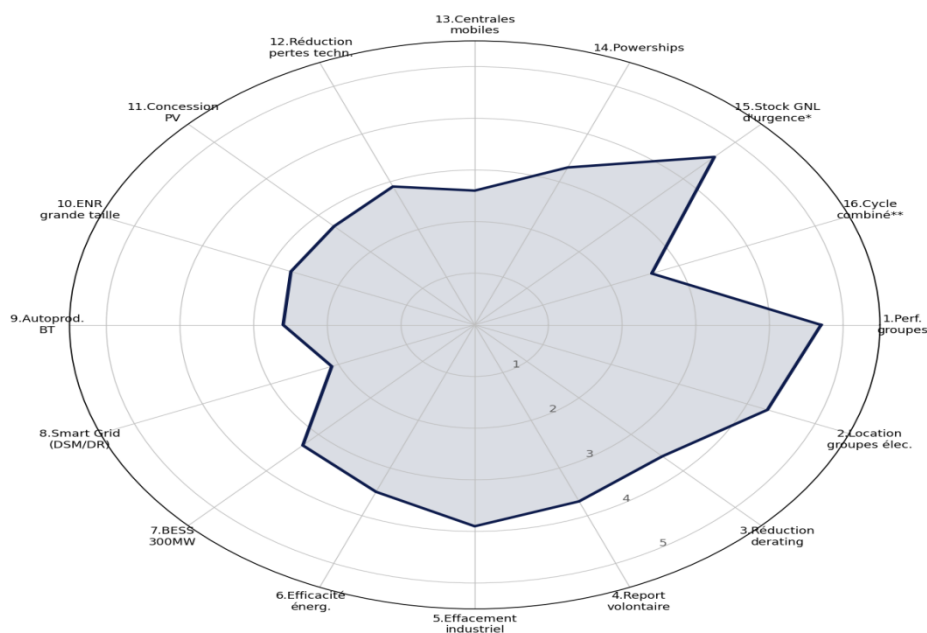


Figure 1 : Poids stratégique multicritère des leviers de sécurisation (échelle 1 à 5), établi selon des critères combinés : contribution potentielle à la pointe, délai de mise en œuvre, coût, complexité technique, dépendance au gaz, contraintes de raccordement et risque de réalisation.

** Levier « Cycle combiné » ajouté à ce radar (absent du portefeuille initial de 15 leviers) ; score indicatif ($\approx 2,6$) estimé à partir des caractéristiques déjà décrites dans le texte (délai moyen terme, investissement significatif, technologie éprouvée) et à valider par le groupe de travail STEG/OIT.

Tableau 2 : Portefeuille prioritaire de contributions à la couverture de la pointe en 2027

Levier prioritaire	Contribution indicative à la pointe 2027	Nature du levier	Conditions principales
Amélioration des performances des groupes existants et réduction du derating estival	≈ 200 MW	Optimisation du parc existant	Refroidissement de l'air d'admission, optimisation des conditions d'exploitation, maintenance ciblée
Effacement et déplacement volontaire de consommation, notamment industrielle	≈ 100 MW	Gestion de la demande	Dispositifs contractuels, activation pendant les périodes critiques

Efficacité énergétique et maîtrise ciblée de la demande	≈ 100 MW	Gestion de la demande	Actions ciblées sur les usages de pointe, en particulier la climatisation
Autoproduction photovoltaïque décentralisée – première tranche	≈ 100 MW	Production décentralisée	Accélération des raccordements et mobilisation du potentiel BT/MT
Autoproduction photovoltaïque grand projet	≈ 100 MW	Production Centralisé	Production prévue
Location de moyens de production temporaires (2027) 1^{ère} phase	≈ 200 MW	Mesure d'urgence	Disponibilité en période estivale, raccordement et logistique sécurisés
Nouvelles turbines à gaz / moteurs à gaz en déploiement accéléré (« fast-track »)	≈ 250 MW	Capacité de production additionnelle	Réalisation accélérée et sécurisation de l'alimentation en gaz
Total des contributions prioritaires	≈ 1 050 MW	—	—

Cette cible doit toutefois être considérée comme un objectif de mobilisation, et non comme une garantie automatique de disponibilité simultanée. Chaque levier devra faire l'objet d'un suivi spécifique permettant de vérifier sa capacité réelle à contribuer à la pointe estivale.

5.1.1. Récupération de puissance sur le parc thermique existant

L'amélioration des performances du parc thermique constitue l'un des leviers les plus rapides pour augmenter la puissance effectivement disponible sans attendre la réalisation de nouvelles centrales.

Deux familles d'actions sont à distinguer :

- Réduction du derating lié aux fortes températures, notamment par l'installation de systèmes de refroidissement de l'air d'admission ;
- Améliorations technologiques des turbines et optimisation de leurs conditions de fonctionnement, permettant d'accroître leur puissance disponible et, dans certains cas, leur rendement.

a- Installation de systèmes de refroidissement de l'air d'admission

L'installation de systèmes de refroidissement de l'air d'admission des turbines à gaz permet de limiter la dégradation de leurs performances liée à l'élévation de la température ambiante et de récupérer une partie de la puissance perdue par derating estival.

Le potentiel technique indicatif identifié sur les principales unités concernées est présenté dans le tableau suivant.

Tableau 3 : Potentiel indicatif de récupération de puissance par gamme de turbines

Parc concerné	Nombre d'unités	Gain unitaire indicatif	Gain total à 45 °C
TG gamme 120 MW	13	≈ 20 MW/unité	≈ 260 MW
TG gamme 300 MW	2	≈ 50 MW/unité	≈ 100 MW
Cycles combinés (CC) single shaft	3	≈ 30 MW/unité	≈ 90 MW
Total	18 unités	—	≈ 450 MW

Le potentiel technique global est ainsi estimé à environ 450 MW à 45 °C. Cette valeur constitue un potentiel de récupération et devra être confirmée par des études détaillées et des essais de performance pour chaque unité.

Compte tenu des délais d'études, d'approvisionnement, d'installation et de mise en service, le déploiement devra être programmé progressivement sur 2027 et 2028 et, si nécessaire, prolongé jusqu'en 2029.

Un programme permettant de traiter jusqu'à environ 360 MW de potentiel de récupération pourra être engagé sur cette période, sous réserve de la faisabilité technique et de la disponibilité des équipements.

Pour l'été 2027, la contribution retenue dans le portefeuille de sécurisation est estimée à environ 200 MW, correspondant à la puissance pouvant effectivement être récupérée, vérifiée et rendue disponible dans les conditions critiques de la période estivale.

Tableau 4 : Programmation indicative de la récupération de puissance

Horizon	Contribution / potentiel indicatif	Objectif
Été 2027	≈ 200 MW	Contribution sécurisée à la pointe 2027
2027–2028	Jusqu'à ≈ 360 MW	Déploiement progressif du programme
2029, si nécessaire	Complément	Finalisation du programme selon les priorités
Potentiel technique global	≈ 450 MW à 45 °C	Potentiel maximal indicatif identifié

b- Améliorations technologiques des turbines à gaz

En complément du refroidissement de l'air d'admission, des améliorations technologiques ciblées des turbines à gaz peuvent permettre d'accroître leur puissance disponible et d'améliorer leur rendement, sans augmentation proportionnelle de la consommation de gaz.

Le potentiel global identifié est de l'ordre de 250 MW au minimum, avec une montée en puissance progressive :

Tableau 5 : Programmation indicative des améliorations technologiques

Horizon	Gain de puissance indicatif	Observation
2027	≈ 50 MW	Actions prioritaires à mise en œuvre rapide
2028	≈ 150 MW	Poursuite des programmes de modernisation
2029–2030	≈ 50 MW	Solde à programmer selon les priorités
Potentiel global	≈ 250 MW minimum	À confirmer unité par unité

Les interventions pourront porter sur la modernisation des systèmes de contrôle-commande, l'optimisation des systèmes d'admission et de combustion et la rénovation de composants critiques, selon l'état et le potentiel de chaque unité.

Chaque action fera l'objet d'une évaluation technico-économique portant sur le gain de puissance, le rendement, le coût, le délai de réalisation et les conditions de disponibilité.

Les gains issus du refroidissement de l'air d'admission et des améliorations technologiques seront évalués séparément par unité afin d'éviter tout double comptage.

Comme pour le refroidissement de l'air d'admission, ces améliorations devront faire l'objet d'une consultation et d'une mise en œuvre par le fournisseur d'origine, ainsi que d'une confirmation de leur rentabilité économique.

Seule la puissance effectivement réalisée, vérifiée et mobilisable à la pointe sera retenue dans le bilan de sécurisation. Ces actions présentent l'avantage d'un délai de mise en œuvre relativement court et permettent de valoriser rapidement le potentiel du parc thermique existant.

5.1.2. Conversion des centrales à cycle ouvert en cycles combinés

La conversion de certaines centrales à turbines à gaz fonctionnant en cycle ouvert vers des cycles combinés constitue un levier structurant permettant de valoriser les actifs de production existants, d'accroître la puissance électrique disponible et d'améliorer significativement le rendement des installations.

Le principe consiste à récupérer une partie de l'énergie thermique contenue dans les gaz d'échappement des turbines à gaz au moyen d'une chaudière de récupération (HRSG) alimentant une ou plusieurs turbines à vapeur. Cette configuration permet de produire une puissance électrique additionnelle à partir d'une chaleur actuellement rejetée, avec une augmentation limitée de la consommation de gaz rapportée à l'énergie produite.

Le potentiel de conversion devra être étudié en priorité pour les centrales multi-turbines à gaz existantes, notamment : Feriana, Mornaguia, Thyna Bouchamma, et Bir Mcherga.

Pour chaque site, une étude de faisabilité technico-économique détaillée devra déterminer la configuration optimale et confirmer la pertinence de la conversion.

L'étude devra notamment porter sur :

- Le type, le nombre, l'âge et les caractéristiques des turbines à gaz existantes ;
- La configuration optimale du cycle combiné et de la récupération de chaleur ;
- Le gain de puissance nette effectivement disponible, notamment à 40–45 °C ;
- L'amélioration du rendement et de la consommation spécifique de gaz ;
- Le coût d'investissement et le coût d'exploitation ;
- Le délai de réalisation et la disponibilité prévisible de l'installation ;
- Les possibilités d'intégration avec les infrastructures existantes ;
- Les capacités d'évacuation du réseau électrique ;
- Les besoins en gaz naturel et la capacité du système gazier à assurer ces besoins ;
- Les contraintes environnementales et notamment les besoins en eau.
- Choix d'une solution de refroidissement à faible consommation d'eau

Le choix du système de refroidissement constitue un paramètre déterminant compte tenu des températures estivales élevées en Tunisie et de la contrainte croissante sur les ressources hydriques.

L'étude devra donc privilégier les solutions à faible consommation d'eau, en comparant notamment :

- **Condenseur refroidi par air – ACC (Air-Cooled Condenser)** : consommation d'eau très faible, voire quasi nulle en fonctionnement normal ;
- **Système hybride sec/humide** : compromis permettant de limiter fortement la consommation d'eau tout en améliorant les performances lors des épisodes de très forte température ;
- **Refroidissement humide conventionnel** : à retenir uniquement lorsque les ressources en eau disponibles, les conditions locales et le bilan technico-économique le justifient.

Dans le contexte tunisien, la solution ACC ou une solution hybride à dominante sèche devra être étudiée en priorité. Le choix final devra être effectué sur la base d'une analyse multicritère intégrant notamment : **Consommation d'eau + puissance auxiliaire + performance à 40 - 45 °C + puissance nette à la pointe + CAPEX + OPEX + disponibilité + fiabilité.**

L'analyse devra être réalisée dans les conditions climatiques critiques de l'été tunisien, et non uniquement dans les conditions nominales, afin de vérifier la capacité réelle de la solution retenue à maintenir un niveau de puissance satisfaisant pendant les périodes de pointe.

Potentiel et programmation

Le potentiel à retenir à ce stade est la conversion d'au moins une centrale à cycle ouvert en cycle combiné, avec récupération d'une puissance additionnelle d'au moins 120 MW. Ce potentiel constitue un objectif minimal à confirmer par une étude de faisabilité technico-économique détaillée pour les centrales candidates. Cette conversion ne doit toutefois pas conduire à convertir l'ensemble du parc : les unités à cycle ouvert, moins performantes que le cycle combiné mais capables d'un démarrage rapide, demeurent nécessaires pour répondre aux appels de pointe, à la différence des unités de base. L'équilibre entre les deux technologies devra être déterminé par des études de planification de la production (l'offre), en fonction de la nature et de la capacité des besoins identifiés.

La sélection de la ou des centrales à convertir devra s'appuyer sur une analyse comparative prenant notamment en compte : **gain de puissance à la pointe / investissement / délai de réalisation / économie de gaz / consommation d'eau / contraintes réseau.**

Les études de faisabilité devront être engagées dès 2027, avec pour objectif de permettre la réalisation de la première conversion à partir de 2028, sous réserve de la faisabilité technique, du financement et du respect du calendrier de réalisation.

La conversion des centrales multi-turbines en cycles combinés constitue ainsi un levier structurant de valorisation des actifs existants, permettant d'accroître la puissance disponible, d'améliorer l'efficacité énergétique du parc thermique et de réduire la consommation spécifique de gaz, tout en privilégiant des solutions de refroidissement adaptées aux contraintes hydriques et climatiques de la Tunisie.

5.1.3. Extension « fast-track » de centrales à turbines à gaz existantes

L'extension accélérée de centrales à turbines à gaz existantes constitue une option permettant de créer des capacités additionnelles pérennes dans des délais plus courts que la construction d'une nouvelle centrale complète.

Selon le site retenu, une extension pourrait permettre d'ajouter de l'ordre de 250 MW à 500 MW, au moyen d'une ou plusieurs unités selon la configuration retenue (par exemple deux turbines de la gamme 120 MW, une turbine de la gamme 300 MW, ou une turbine de la gamme 500 MW).

Ce levier doit être analysé en complément de la location de moyens temporaires, avec une différence stratégique importante :

- La **location** permet une réponse rapide et temporaire ;

- L'extension **fast-track** crée une capacité pérenne pouvant contribuer durablement à l'adéquation du système.

La faisabilité devra notamment prendre en compte la capacité du réseau d'évacuation, la disponibilité du gaz, les infrastructures auxiliaires, les délais de raccordement et les exigences de stabilité du réseau.

5.1.4. Maintenance, disponibilité et remise en état du parc existant

a- Sécurisation de la maintenance et de la disponibilité

La conversion des gains théoriques de puissance en puissance réellement disponible à la pointe dépend directement de la qualité et de la ponctualité de la maintenance.

Il est donc indispensable de :

- Sécuriser l'acquisition et la disponibilité des **pièces de rechange critiques** ;
- Anticiper les approvisionnements à long délai ;
- Réaliser les opérations de maintenance préventive et curative conformément aux exigences des constructeurs ;
- Établir un programme spécifique de maintenance avant la période estivale ;
- Identifier les équipements dont l'indisponibilité pourrait limiter la puissance disponible en période de pointe.

Une amélioration de puissance qui ne serait pas accompagnée d'un dispositif de maintenance adapté ne garantit pas un gain équivalent de disponibilité effective.

b- Maintenance et remise en état des anciennes unités

Une attention particulière doit être accordée aux anciennes unités présentant encore un potentiel d'exploitation, notamment :

- Les **turbines à vapeur de Radès** ;
- Les petites turbines à gaz de **20 et 30 MW** ;
- Les autres unités anciennes dont le maintien en service peut contribuer à la couverture des pointes jusqu'à l'horizon 2030.

Un programme ciblé de maintenance, de remise en état et, lorsque cela est techniquement et économiquement justifié, de rénovation devra être établi.

La priorisation des interventions devra prendre en compte : **état des équipements – fiabilité – coût des travaux – rendement – disponibilité des pièces – durée de prolongation possible – puissance effectivement mobilisable – contribution à la pointe.**

5.1.5. Procédure d'acquisition spécifique pour les actions d'urgence

La mise en œuvre des mesures destinées à sécuriser les étés 2027 et 2028 nécessite des délais compatibles avec l'urgence du système.

Il est donc recommandé d'examiner la mise en place d'une procédure d'acquisition accélérée et spécifique, dans le strict respect du cadre juridique applicable, permettant de réduire les délais incompatibles avec l'urgence énergétique.

Cette procédure devrait notamment permettre :

- De réduire les délais de consultation et de contractualisation lorsque cela est légalement possible ;
- De prioriser les équipements critiques à long délai d'approvisionnement ;
- De sécuriser les financements et les autorisations nécessaires ;
- De mettre en place un suivi renforcé des marchés ;
- De contrôler l'exécution technique et financière pendant et après la réalisation.

Toute adaptation exceptionnelle du processus de passation des marchés devra être strictement circonscrite aux besoins de sécurisation identifiés dans la feuille de route, limitée dans le temps et soumise aux mécanismes de contrôle et de traçabilité prévus par la réglementation.

5.1.6. Autres mesures techniques prioritaires pour 2027

En complément des mesures de récupération de puissance sur le parc existant, les actions prioritaires suivantes devront être engagées :

a- Moyens de production à mise en œuvre rapide

Développer des moteurs ou turbines à gaz à mise en œuvre accélérée, permettant de mobiliser rapidement de nouvelles capacités. Un objectif de l'ordre de **200 à 250 MW** peut être étudié, en distinguant clairement la puissance installée de la puissance effectivement disponible et mobilisable à la pointe.

La disponibilité du gaz naturel et les capacités du réseau électrique devront constituer des conditions préalables à la décision d'investissement.

b- Autoproduction photovoltaïque décentralisée

Accélérer le développement de **l'autoproduction photovoltaïque BT et MT**, avec un objectif de **150 MW/an** ou davantage, afin de réduire la demande nette appelée sur le réseau et de contribuer à la couverture de la demande diurne.

Cette contribution doit être évaluée en tenant compte du profil horaire de production photovoltaïque et de son adéquation avec la pointe de consommation.

c- Planification multi-scénarios et renforcement des réseaux de transport et de distribution

Engager dès 2027 une planification multi-scénarios du développement des réseaux de transport et de distribution, coordonnée avec les prévisions de demande, le développement des moyens de production, des ENR, des BESS et des interconnexions.

L'objectif est de déterminer, pour chaque scénario de développement et d'exploitation, la capacité du réseau à acheminer les puissances produites vers les centres de consommation avec les niveaux de fiabilité, de sécurité et de qualité requis, y compris dans les situations de pointe et les conditions dégradées.

Les études devront couvrir notamment :

- Les flux de puissance et les capacités de transit des lignes et transformateurs ;
- Les situations de pointe diurne et nocturne et les différents niveaux de production ENR ;
- Les scénarios d'indisponibilité d'ouvrages et les contingences N-1 ;
- Les possibilités d'évacuation des nouvelles capacités de production ;
- Les surcharges des lignes et transformateurs ;
- La stabilité de tension et les besoins en compensation de puissance réactive ;
- L'inertie du système et la stabilité de fréquence, notamment avec l'intégration croissante des ENR et BESS ;
- L'impact des interconnexions HVAC/HVDC et des flux transfrontaliers ;
- Les besoins de renforcement liés au développement des BESS et des ressources décentralisées ;
- Les besoins en systèmes de protection, contrôle-commande, supervision et conduite du réseau.

La planification devra notamment intégrer des scénarios de forte demande, forte pénétration ENR, faible production éolienne, indisponibilité de moyens de production, conditions de canicule, indisponibilité d'ouvrages de réseau et différents niveaux d'importation/exportation.

Les renforcements seront ainsi dimensionnés non seulement selon les capacités installées, mais surtout selon les puissances effectivement produites, les flux susceptibles d'être transportés et les contraintes de sécurité du système.

L'objectif est d'éviter qu'une capacité de production nouvellement installée ou une nouvelle source d'énergie ne puisse être pleinement valorisée en raison de limitations d'évacuation ou de transit du réseau, et de garantir la capacité du

système à acheminer l'énergie produite vers les consommateurs avec la fiabilité, la sécurité et la robustesse requises.

5.1.7. Sécurisation et diversification de l'approvisionnement gazier

La sécurisation de l'alimentation en gaz naturel constitue une condition indispensable à la fiabilité du système électrique tunisien, compte tenu de la forte dépendance de la production électrique aux moyens thermiques. Elle doit porter à la fois sur l'adéquation entre les besoins des centrales et les ressources disponibles, ainsi que sur la diversification des sources et des infrastructures d'approvisionnement.

a- Sécurisation de l'approvisionnement gazier

L'accroissement ou la modernisation des capacités de production thermique doit être systématiquement accompagné d'une évaluation de la capacité du système gazier à assurer leur alimentation, notamment pendant les périodes de pointe électrique et de forte température.

La planification devra être menée selon une approche intégrée Gaz–Électricité et multi-scénarios, en vérifiant, pour chaque scénario de demande et de production, l'adéquation entre :

Besoins en gaz des centrales → volumes disponibles → capacités de transport gazier → contraintes du réseau → volumes effectivement mobilisables à la pointe électrique.

Les nouvelles capacités de production ne devront être intégrées au bilan de puissance sécurisé qu'après vérification de la disponibilité du gaz naturel, des capacités d'acheminement et des conditions d'exploitation du réseau gazier dans les situations critiques.

Une attention particulière devra être portée aux scénarios de pointe estivale, de forte température, de disponibilité réduite du gaz algérien, d'indisponibilité d'infrastructures gazières et de forte sollicitation simultanée des centrales thermiques.

Cette approche permettra d'éviter que des capacités de production théoriquement disponibles soient considérées comme fermes alors qu'elles pourraient être limitées par une insuffisance de combustible ou de capacité d'acheminement gazier.

b- Préparation du projet de terminal GNL

Engager dès 2027 les études et actions préparatoires relatives à la mise en place d'un **terminal de GNL**, notamment sous la forme d'une **solution FSRU à Skhira**, afin de disposer d'une source complémentaire et flexible d'approvisionnement en gaz naturel. Cette solution pourra être envisagée de façon permanente ou saisonnière, et le choix du site — Skhira ou tout autre port disposant des caractéristiques requises, tel que la baie de Tunis — devra résulter d'une évaluation technique et logistique comparative ; à ce stade, le port de Skhira apparaît comme le

site le plus adapté, la baie de Tunis présentant a priori des contraintes logistiques et de coûts plus importantes.

L'étude devra notamment porter sur la faisabilité technique, économique, réglementaire et contractuelle, les capacités de réception et de regazéification, les conditions de raccordement au réseau national, les besoins éventuels de renforcement du réseau gazier et les modalités de sécurisation des approvisionnements en GNL.

Le projet devra être évalué au regard de sa contribution à la diversification des fournisseurs, à la flexibilité de l'approvisionnement et à la sécurisation de l'alimentation des centrales électriques pendant les périodes de pointe.

Le terminal GNL constitue ainsi un levier structurel de diversification et de résilience du système gazier, complémentaire à la sécurisation des approvisionnements existants et au développement des ressources nationales. Il ne doit toutefois pas être considéré comme une solution immédiate au déficit de l'été 2027, mais comme une composante d'une stratégie progressive de sécurisation des systèmes gazier et électrique à moyen et long termes.

5.1.8. Maîtrise de la demande et gestion intelligente de la pointe

La gestion de la demande constitue un levier complémentaire de premier ordre. Elle permet de réduire la puissance appelée pendant les périodes critiques sans nécessiter systématiquement de nouvelles capacités de production.

Un **plan d'action d'urgence de gestion de la demande**, mobilisable dès 2027, devra être mis en place autour des axes suivants :

- **Effacement et déplacement de charge**, notamment auprès des grands consommateurs industriels et tertiaires ;
- **Gestion ciblée de la climatisation**, qui constitue l'un des principaux contributeurs à la pointe estivale ;
- Adaptation temporaire des horaires de certaines activités pendant les épisodes critiques ;
- Développement de mécanismes de **tarification de pointe et d'incitation à l'effacement** ;
- Sensibilisation permanente des consommateurs, en complément des campagnes de crise ;
- Développement progressif du **télé-comptage**, permettant de disposer de profils de consommation suffisamment fins pour cibler les actions ;
- Mise en œuvre progressive de mécanismes de **gestion intelligente de la demande** dans le cadre du développement du Smart Grid.

L'objectif indicatif est d'étudier la possibilité de mobiliser, à terme, une contribution de l'ordre de **5 % de la demande de pointe**, sous réserve d'une étude de faisabilité technique, économique et réglementaire permettant de déterminer les volumes effectivement mobilisables.

Cette contribution devra être exprimée en MW effectivement effaçables ou déplaçables pendant les périodes critiques, et non uniquement en économies annuelles d'énergie.

5.1.9. Réduction des pertes techniques et non techniques

La réduction des pertes constitue un levier permettant de diminuer la demande nette devant être satisfaite par les moyens de production.

Un **plan d'urgence de maîtrise des pertes** devra être lancé à partir de 2027, avec une priorité donnée aux pertes non techniques liées à la fraude, aux branchements clandestins et aux consommations non comptabilisées.

L'objectif indicatif pourra être d'atteindre une réduction d'au moins **25 %** des pertes actuellement estimées, sous réserve de validation par un programme de mesure et de suivi.

Il convient de rappeler que ce taux porte sur les pertes énergétiques globales estimées à plus de **20 %** de l'énergie produite, et ne constitue pas directement une réduction équivalente de la puissance de pointe.

Les actions devront notamment inclure :

- Renforcement du contrôle et de la détection des fraudes ;
- Déploiement prioritaire du smart grid **et le télé-comptage** ;
- Amélioration de la qualité et de la fiabilité des données de comptage ;
- Analyse des profils de consommation et détection des anomalies ;
- Renforcement du contrôle des branchements ;
- Amélioration de la performance des réseaux HTA/BT ;
- Suivi territorial des pertes et fixation d'objectifs par zone.

La réduction des pertes doit ainsi être considérée comme une « capacité virtuelle », venant compléter les capacités de production, le stockage et la gestion de la demande.

5.2. Phase 2028 : Renforcement et consolidation du système

L'année 2028 constitue une étape de consolidation et de renforcement du système électrique et gazier. Elle doit permettre d'accroître la marge de sécurité, de poursuivre la réduction du déficit de puissance et de préparer la transition vers les investissements structurants à moyen et long termes.

Le portefeuille 2028 repose sur des contributions complémentaires provenant de la valorisation du parc thermique existant, du développement de capacités de production rapidement mobilisables, des énergies renouvelables, de la gestion intelligente de la demande, du renforcement des réseaux et du stockage.

Les capacités ou contributions déjà prises en compte au titre de 2027 ne sont pas recomptabilisées comme contributions additionnelles en 2028. Les valeurs présentées ci-dessous constituent des ordres de grandeur de planification et devront être confirmées par les études détaillées, les conditions de réalisation et les bilans d'adéquation.

Tableau 6 : Portefeuille indicatif des leviers de sécurisation à l'horizon 2028

Levier	Contribution / capacité estimée en 2028	Nature
Améliorations technologiques des unités de production (TAC)	≈ 150 MW	Optimisation / modernisation du parc existant
Systèmes de refroidissement de l'air d'admission	≈ 160 MW	Récupération du derating estival
Conversion d'au moins une centrale à cycle ouvert en cycle combiné	≥ 120 MW	Valorisation d'actifs existants
Moteurs à gaz	≈ 200 MW	Nouvelle capacité thermique flexible
Location de moyens de production temporaires	+200 MW additionnels	Capacité temporaire
Concession photovoltaïque	≈ 300 MW	ENR
Programme ENR propre STEG	50 MW PV + 30 MW éolien = 80 MW	ENR – STEG
Autoproduction photovoltaïque BT	≈ 100 MW	ENR décentralisée
Smart Grid et gestion intelligente de la demande	≈ 100 MW*	DSM / digitalisation
Réduction des pertes	**	Efficacité énergétique / réseau
BESS – première tranche	300 MW / 600 MWh	Stockage / flexibilité — hors bilan de puissance
Total des contributions et capacités quantifiées hors BESS	≈ 1 410 MW	

(*) La contribution de 100 MW correspond à un objectif indicatif de puissance effaçable ou déplaçable pendant les périodes critiques et devra être confirmée par une étude de faisabilité.

(**) Les pertes doivent faire l'objet d'un programme de réduction quantifié, avec des objectifs chiffrés et un suivi régulier des gains effectivement réalisés.

N.B les puissances ENR installées ne doivent pas être assimilées automatiquement à des puissances fermes de pointe. Leur contribution au bilan doit être déterminée à partir de leurs profils horaires de production et des scénarios de demande retenus.

5.2.1. Récupération et optimisation de puissance du parc thermique existant

Le programme engagé sur le parc thermique doit être poursuivi en 2028 afin de maximiser la puissance effectivement disponible pendant les périodes de forte température.

Deux leviers complémentaires sont retenus :

a- Améliorations technologiques des unités de production (TAC)

Un gain de puissance de l'ordre de **150 MW** est visé en 2028 à travers des actions de modernisation ciblées sur les turbines à gaz.

Les gains seront déterminés unité par unité et ne seront retenus dans le bilan qu'après réalisation, vérification des performances et confirmation de la disponibilité à la pointe.

b- Installation de systèmes de refroidissement de l'air d'admission

Un gain de l'ordre de **160 MW** est visé en 2028 par la poursuite du programme d'installation de systèmes de refroidissement de l'air d'admission.

L'objectif est de réduire l'impact du derating estival et de récupérer une partie de la puissance perdue lors des périodes de forte température.

5.2.2. Conversion d'une centrale à cycle ouvert en cycle combiné

La conversion d'au moins une centrale à cycle ouvert en cycle combiné, permettant de récupérer une puissance additionnelle d'au moins **120 MW**, constitue un levier structurant de la phase 2028.

La sélection de la centrale devra être établie à partir d'une étude technico-économique comparative, notamment pour les centrales multi-turbines identifiées : Feriana, Bouchamma, Thyna, Bir Mcherga et Mornaguia.

L'étude devra intégrer : **gain de puissance à la pointe + investissement + délai de réalisation + économie de gaz + consommation d'eau + contraintes réseau.**

Le choix de la technologie de refroidissement devra privilégier les solutions à faible consommation d'eau, notamment les solutions à dominante sèche, sous réserve de leur performance dans les conditions climatiques tunisiennes.

5.2.3. Moteurs à gaz à mise en œuvre rapide

La mise en place d'environ **200 MW de moteurs à gaz** à déploiement rapide constitue un levier de renforcement de la capacité de production à court délai. Les moteurs à gaz reposent sur une technologie à combustion interne distincte de celle des turbines à gaz ; ils se distinguent notamment par une meilleure efficacité à charge partielle et une plus grande modularité, pour une gamme de puissance

unitaire généralement inférieure. Le rendement électrique du moteur à gaz se situe typiquement entre 40 et 50 %, contre 30 à 40 % pour une turbine à gaz en cycle simple ; sur certaines unités de forte puissance, le moteur à gaz peut atteindre 45 à 50 % de rendement, la combustion et la détente dans les cylindres permettant une conversion plus efficace de l'énergie du combustible.

Cette solution doit permettre de répondre à une partie du déficit jusqu'à la mise en service des capacités structurantes.

La décision devra être conditionnée par :

- La disponibilité du gaz naturel ;
- Les capacités d'alimentation du site ;
- Les capacités d'évacuation du réseau ;
- Les délais réels de réalisation ;
- Les performances attendues à haute température.

La puissance retenue dans le bilan devra correspondre à la puissance effectivement disponible et mobilisable à la pointe.

5.2.4. Location de moyens de production temporaires

La deuxième phase de location permettra de porter la capacité louée à environ **400 MW en 2028**, soit une contribution additionnelle de **200 MW** par rapport au niveau mobilisé précédemment.

Ces moyens ont vocation à constituer une solution transitoire, permettant de sécuriser la couverture de la pointe pendant la période de mise en service des capacités pérennes.

Le recours à la location devra être réévalué régulièrement en fonction : du déficit résiduel + de la disponibilité du parc + de l'avancement des projets pérennes + du coût de la solution.

La procédure de sélection devra être menée dans un cadre de marché adapté à l'urgence (le cas échéant de gré à gré), avec une discussion préalable permettant de retenir un fournisseur sérieux et fiable. Le choix devra également intégrer les conditions d'alimentation en gaz et de raccordement au réseau, ces deux contraintes conditionnant la disponibilité effective de la capacité louée.

5.2.5. Développement des énergies renouvelables

Le développement des ENR constitue un axe majeur de la consolidation du système en 2028.

Les principales capacités à mettre en service ou à accélérer sont :

- Environ **300 MW** de photovoltaïque dans le cadre des projets en concession ;

- **50 MW** photovoltaïques à Beni Mhira ;
- **30 MW éoliens** dans le cadre du programme propre de la STEG ;
- Environ **100 MW** d'autoproduction photovoltaïque en basse tension.

Le programme propre STEG représente ainsi 80 MW de nouvelles capacités ENR.

La contribution des ENR au bilan de puissance devra être calculée en fonction du profil horaire de production, en distinguant notamment la pointe diurne et la pointe nocturne.

Le développement des ENR devra être synchronisé avec les renforcements du réseau et les besoins de flexibilité, afin d'éviter que les capacités installées ne soient limitées par des contraintes d'évacuation ou d'exploitation.

5.2.6. Déploiement progressif du stockage BESS

Le stockage BESS constitue un levier de flexibilité du système et non une capacité de production conventionnelle.

- Une première tranche de : **300 MW / 600 MWh** est envisagée pour 2028.
- Une tranche supplémentaire de : **300 MW / 600 MWh** pourra être envisagée sur 2029–2030, portant la trajectoire indicative à : **600 MW / 1 200 MWh à l'horizon 2030.**

Ces niveaux constituent des objectifs indicatifs de planification. Leur dimensionnement définitif devra être confirmé par des études détaillées d'adéquation, de stabilité et d'intégration des ENR, en fonction notamment :

- De la pénétration réelle des ENR ;
- De l'évolution de la demande ;
- des besoins de flexibilité;
- des congestions du réseau;
- des services système nécessaires.

NB : Le BESS n'est pas intégré au bilan de puissance du tableau 7. Il est traité séparément comme une ressource de flexibilité permettant notamment le déplacement de l'énergie, l'intégration des ENR, la réserve rapide, le réglage de fréquence et certains services de soutien du réseau.

5.2.7. Smart Grid et gestion intelligente de la demande

En 2028, la maîtrise de la demande devra évoluer vers une gestion active et pilotée par les données.

Les actions prioritaires comprennent:

- Déploiement du télé-comptage;

- Effacement et déplacement de consommation ;
- Gestion ciblée de la climatisation ;
- Tarification et mécanismes d'incitation en période de pointe ;
- Pilotage des charges flexibles;
- Développement progressif des fonctions **Smart Grid**.

Une contribution indicative d'environ 100 MW pourra être recherchée en 2028 sous forme de puissance effaçable ou déplaçable pendant les périodes critiques.

Cette contribution devra être confirmée par une étude détaillée portant sur les consommateurs ciblés, les mécanismes contractuels, les moyens de pilotage et la puissance réellement mobilisable.

5.2.8. Réduction des pertes

Le programme de réduction des pertes techniques et non techniques devra être poursuivi en 2028, notamment à travers :

- La lutte contre la fraude ;
- Le renforcement du contrôle des branchements ;
- Le télé-comptage ;
- L'amélioration de la performance des réseaux ;
- L'analyse des profils de consommation et la détection des anomalies.

La réduction des pertes sera comptabilisée principalement en énergie annuelle économisée. Une contribution en MW ne pourra être intégrée au bilan de puissance que lorsqu'elle sera démontrée sur les périodes de pointe.

5.2.9. Renforcement coordonné des réseaux électrique et gazier

Le développement des capacités 2028 doit être accompagné d'une planification multi-scénarios des réseaux électrique et gazier, intégrant la demande, les ENR, le stockage, les interconnexions et les moyens thermiques.

Les études devront vérifier la capacité de transit, l'évacuation des productions, les contingences, la stabilité de tension et de fréquence, les besoins de compensation réactive et la sécurité d'exploitation.

La capacité du réseau gazier à alimenter les moyens thermiques devra également être vérifiée dans les mêmes scénarios.

L'objectif est de garantir que les capacités installées soient effectivement acheminables, évacuables et mobilisables, et que le bilan de sécurité repose sur les puissances réellement disponibles dans les conditions critiques : température, parc disponible, gaz, ENR, imports et contraintes réseau.

5.3. Bilan cumulé et points de vigilance

5.3.1. Hypothèses de planification

Le bilan 2027–2028 est établi à partir d'un scénario de forte sollicitation estivale, fondé sur des conditions climatiques sévères comparables à celles observées durant l'été 2026, notamment des épisodes prolongés de très fortes températures.

Pour la planification, la pointe diurne est retenue à environ 6 800 MW en 2027 et 7100 MW en 2028, tandis que la pointe nocturne est estimée respectivement à environ 6 400 MW et 6 700 MW.

La puissance effectivement disponible à 40 °C est retenue à titre de référence à environ 4 500 MW, avant prise en compte des différentes mesures de sécurisation.

Sur cette base, le déficit brut est estimé à environ 2 300 MW pour l'été 2027 et 2 600 MW pour l'été 2028.

Ces valeurs constituent des hypothèses de planification et devront être régulièrement actualisées en fonction de l'évolution de la demande, des conditions climatiques, de la disponibilité du parc et de l'avancement effectif des projets.

Tableau 7 : Bilan cumulé du déficit et de la couverture (2027-2028)

Indicateur	Été 2027	Été 2028
Pointe de charge diurne retenue	≈ 6 800 MW	≈ 7 100 MW
Puissance disponible de référence à 40 °C	≈ 4 500 MW	≈ 4 500 MW
Déficit brut avant mesures de sécurisation	≈ 2 300 MW	≈ 2 600 MW
Contributions quantifiées du portefeuille	≈ 1 050 MW	≈ 1 410 MW
Déficit résiduel indicatif	≈ 1 250 MW	≈ 1 190 MW

NB : les contributions de 1 050 MW en 2027 et 1 410 MW en 2028 correspondent aux capacités et contributions quantifiées des portefeuilles de sécurisation, hors BESS et hors gains encore à quantifier au titre de la réduction des pertes. Elles constituent des ordres de grandeur de planification et ne représentent pas automatiquement une puissance ferme disponible simultanément.

5.3.2. Interprétation du bilan

Le bilan montre que le portefeuille 2027 permet de réduire sensiblement le déficit brut, mais ne suffit pas à rétablir, à lui seul, une marge de sécurité satisfaisante dans le scénario de forte sollicitation retenu.

En 2028, la réduction du déficit doit reposer sur une combinaison équilibrée de nouvelles capacités, récupération de puissance du parc existant, développement des ENR, stockage, maîtrise de la demande, efficacité énergétique et renforcement des réseaux.

Une attention particulière doit être accordée à la gestion active de la demande, qui constitue une ressource complémentaire permettant de réduire la puissance appelée pendant les périodes critiques. Les actions devront notamment porter sur l'effacement et le déplacement des consommations, la gestion des charges flexibles, la maîtrise de la climatisation, l'efficacité énergétique des bâtiments et le développement de l'autoproduction.

La réduction des pertes doit également être considérée comme un levier de réduction de la demande nette à satisfaire par le système. Les pertes doivent faire l'objet d'un programme de réduction quantifié, avec des objectifs chiffrés et un suivi régulier des gains effectivement réalisés.

5.3.3. Accélération du Smart Grid, du télécomptage et de la gestion intelligente de la demande

Le développement du **Smart Grid** doit être accéléré afin de disposer progressivement des infrastructures nécessaires à une gestion plus fine et plus flexible du système électrique.

Le télécomptage doit constituer l'un des premiers axes de déploiement, en priorité auprès des consommateurs à fort impact sur la pointe et dans les zones présentant des niveaux élevés de pertes.

Le déploiement du Smart Grid devra permettre :

- Une meilleure connaissance des profils de consommation ;
- L'amélioration des prévisions de charge ;
- L'identification et le pilotage des charges flexibles ;
- La mise en œuvre de mécanismes d'effacement et de déplacement de consommation ;
- L'intégration des ENR décentralisées et des BESS ;
- L'amélioration de l'observabilité et de l'automatisation des réseaux de distribution.

L'objectif est de faire évoluer progressivement le système d'une gestion principalement réactive des pointes vers une gestion préventive, prédictive et pilotée par les données.

La chaîne fonctionnelle à mettre en place est : **télécomptage → données de consommation → prévision → anticipation des pointes → pilotage de la demande → effacement/déplacement → réduction de la puissance appelée.**

Cette évolution permettra de transformer progressivement la demande en ressource de flexibilité du système électrique.

5.3.4. Rôle du BESS dans la trajectoire de sécurisation

Le BESS n'est volontairement pas intégré au bilan de puissance ferme présenté dans le tableau 7.

La trajectoire indicative prévoit :

- 300 MW / 600 MWh à l'horizon 2028 ;
- 300 MW / 600 MWh supplémentaires sur 2029–2030 ;
- Soit une cible indicative de 600 MW / 1 200 MWh à l'horizon 2030.

Ces valeurs devront être confirmées ou ajustées par des études détaillées, notamment en fonction de la pénétration effective des ENR, de l'évolution de la demande, des besoins de flexibilité et des contraintes du réseau.

Le BESS doit être considéré comme une ressource de flexibilité, notamment pour le déplacement de l'énergie, l'intégration des ENR, la réserve rapide et les services système. Sa contribution spécifique à la couverture de la pointe sera évaluée séparément selon les conditions d'exploitation retenues.

5.3.5. Sensibilité au risque gazier

Le bilan de référence considère les 4 500 MW de puissance effectivement disponible comme intégralement mobilisables dans les conditions de forte température, sans appliquer de correction liée à un risque de disponibilité du gaz naturel.

Conformément au principe de planification intégrée Gaz–Électricité retenu en section 9.3, cette hypothèse devra être testée au moyen d'un scénario spécifique de contrainte gazière, intégrant notamment une réduction ou une limitation prolongée des approvisionnements en gaz algérien, des tensions sur les quantités additionnelles disponibles ou des contraintes sur le réseau de transport gazier, telles que déjà identifiées depuis 2021.

Un scénario combinant forte température et contrainte gazière devra également être étudié séparément du scénario climatique de référence afin d'évaluer la robustesse de la marge de sécurité obtenue à l'horizon 2028. Cette analyse correspond au principe du scénario combiné S7 – Gaz–Climat présenté en section 9.6 et permet de représenter une situation comparable à celle observée lors de la crise de l'été 2026.

L'analyse devra vérifier que la puissance thermique retenue dans le bilan électrique peut effectivement être alimentée en gaz dans les situations critiques, et permettre d'identifier, le cas échéant, les mesures compensatoires nécessaires pour maintenir la sécurité d'approvisionnement du système électrique et gazier.

5.3.6. Point de jonction 2029–2030

La période 2029–2030 constitue un second jalon majeur de vigilance, situé entre les mesures de sécurisation 2027–2028 et la mise en service progressive des capacités structurantes à partir de 2035.

Cette phase devra notamment être marquée par :

- La mise en service de la centrale à cycle combiné d'environ 400 à 650 MW prévue à l'horizon 2029–2030 ;
- La concrétisation et la mise en service des projets ENR déjà programmés, avec l'objectif de disposer à l'horizon 2030 des capacités effectivement réalisées et raccordées ;
- La poursuite du déploiement du BESS, en fonction de la pénétration réelle des ENR ;
- L'accélération du Smart Grid, du télécomptage et de la gestion intelligente de la demande ;
- La poursuite des renforcements des réseaux électrique et gazier ;
- La mise en œuvre et la sécurisation d'ELMED, ainsi que les renforcements du réseau national associés.

Cette période de transition devra être suivie avec attention, car la croissance de la demande peut progressivement absorber les gains obtenus en 2027–2028 et 2029–2030 si les projets prévus ne sont pas réalisés dans les délais.

5.3.7. Décision immédiate et lancement des préparatifs

Le risque de resserrement de la marge à l'horizon 2029–2030 impose de lancer dès 2027 les études, décisions et procédures nécessaires à la concrétisation des projets structurants à long délai de réalisation.

Une préparation anticipée doit notamment être engagée pour :

- la STEP, en vue d'une mise en service à partir de 2035 ;
- les nouvelles capacités de production structurantes, nécessaires à l'évolution du mix et à l'adéquation du système ;
- les projets de production thermique ou charbon, envisagés à partir de 2035 ;
- le programme SMR, également envisagé à partir de 2035, sous réserve des décisions nationales, des études de faisabilité et du cadre réglementaire et de sûreté ;
- les renforcements structurants des réseaux électrique et gazier ;
- les infrastructures nécessaires à l'augmentation des échanges régionaux.

En parallèle, la concrétisation des projets ENR programmés à l'horizon 2030 doit être considérée comme une priorité, avec un suivi rigoureux des calendriers, des raccordements et des capacités effectivement mises en service.

Chaque projet structurant devra disposer d'un calendrier sécurisé, de jalons de décision go/no-go, d'un responsable clairement identifié et d'un dispositif de suivi des risques et des délais.

Tout retard susceptible d'affecter la marge de sécurité devra être immédiatement répercuté dans les études d'adéquation et conduire, si nécessaire, à la mise en œuvre de mesures compensatoires ou de substitution.

La période 2029–2030 doit ainsi assurer la continuité entre le programme de sécurisation 2027–2028, la concrétisation des projets ENR à l'horizon 2030 et la préparation des capacités structurantes attendues à partir de 2035

5.3.8. Principe de pilotage du bilan

Le bilan montre que le portefeuille 2027 permet de réduire le déficit brut d'environ **2300 MW** à un déficit résiduel indicatif de l'ordre de **1 250 MW** dans le scénario considéré.

En 2028, les contributions quantifiées atteignent environ **1 410 MW**, ce qui permettrait de ramener le déficit résiduel théorique à environ **1 190 MW**, avant prise en compte des gains supplémentaires liés à la réduction des pertes et de l'évolution de la puissance effectivement disponible.

Ces résultats montrent que les mesures 2027–2028 permettent une **réduction significative du déficit**, mais ne permettent pas, à elles seules, de rétablir une marge de réserve confortable dans le scénario de forte sollicitation retenu.

La sécurisation durable du système nécessite donc de poursuivre simultanément les actions sur la production, les ENR, les réseaux, l'approvisionnement gazier, le stockage, l'efficacité énergétique et la gestion intelligente de la demande.

Une attention particulière doit être accordée à la maîtrise de la demande, qui constitue une ressource de flexibilité et une capacité virtuelle du système. L'effacement, le déplacement des consommations, la maîtrise de la climatisation, l'efficacité énergétique des bâtiments, l'autoproduction et la réduction des pertes doivent être développés et quantifiés en termes de contribution effective à la pointe.

La lecture combinée des Figures 2 et 3 illustre la progression du plan de sécurisation entre 2027 et 2028. À l'été 2027, les $\approx 1\,050$ MW de contributions quantifiées représentent environ 46 % du déficit brut de référence de 2 300 MW, ramenant le déficit résiduel indicatif à environ 1 250 MW.

À l'horizon 2028, les $\approx 1\,410$ MW de contributions quantifiées, hors BESS et hors gains encore à quantifier au titre de la réduction des pertes, représentent environ 54 % du déficit brut de référence de 2 600 MW. Le déficit résiduel indicatif est ainsi ramené à environ 1 190 MW, sous réserve de la réalisation effective des projets et de la disponibilité des contributions dans les conditions critiques.

Ces résultats montrent que le portefeuille 2027–2028 permet une réduction significative du déficit, mais ne permet pas, à lui seul, de rétablir une marge de sécurité confortable dans le scénario climatique de référence. La sécurisation durable du système nécessite donc la poursuite des actions sur la production, les réseaux, le gaz, les ENR, la gestion intelligente de la demande, l'efficacité énergétique et la flexibilité.

Tout retard susceptible d'affecter la marge de sécurité devra être intégré immédiatement dans les études d'adéquation et conduire, lorsque nécessaire, à la mise en œuvre de mesures compensatoires ou de substitution.

L'objectif est d'assurer une continuité entre les mesures de sécurisation 2027–2028 et les investissements structurants de moyen et long termes, tout en renforçant les leviers de maîtrise de la demande, d'efficacité énergétique, de Smart Grid et de flexibilité.

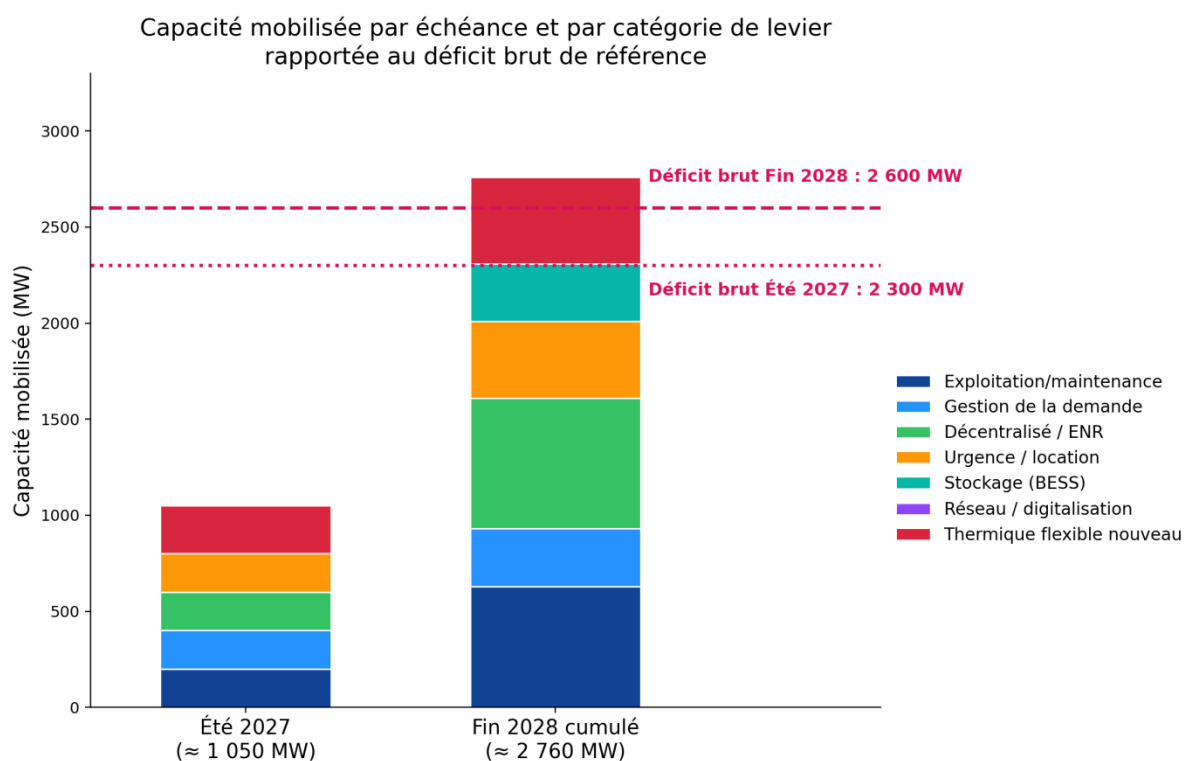


Figure 2 : Capacité mobilisée par échéance (2027, 2028 cumulé) rapportée au déficit de référence, par catégorie de levier.

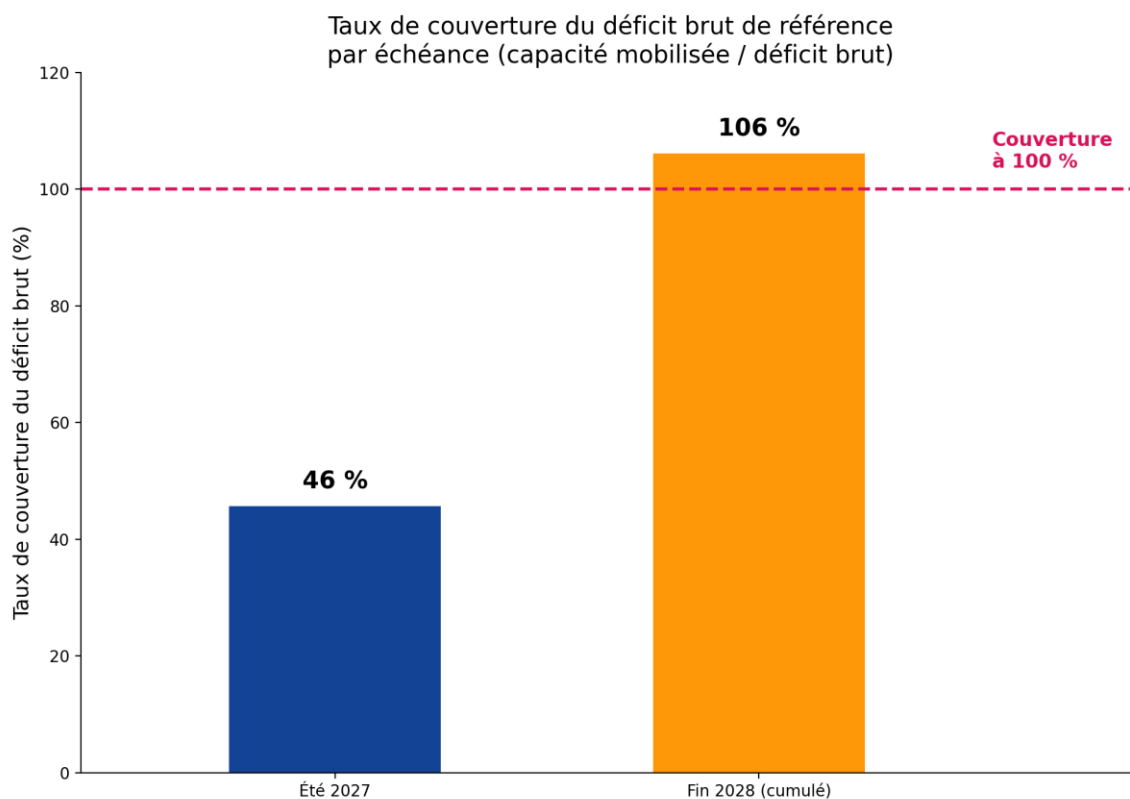


Figure 3 : Taux de couverture du déficit brut de référence, par échéance (capacité mobilisée rapportée au déficit brut).

5.3.9. Priorisation multicritère des leviers

La hiérarchisation des leviers doit s'appuyer sur une analyse multicritère intégrant notamment :

Contribution à la pointe – délai de réalisation – coût – faisabilité technique – disponibilité du combustible – contraintes réseau – complexité réglementaire et gouvernance – fiabilité – pérennité.

Cette approche permet de distinguer trois catégories de leviers :

Leviers prioritaires à court terme : amélioration des performances du parc existant, refroidissement des turbines, maintenance ciblée, gestion de la demande, efficacité énergétique, réduction des pertes, location de moyens temporaires et capacités de production à mise en œuvre rapide.

Leviers de consolidation à moyen terme : conversion des centrales à cycle ouvert en cycle combiné, développement des ENR, autoproduction, premiers déploiements BESS, Smart Grid et renforcement des réseaux électrique et gazier.

Leviers structurants à long terme : STEP, ELMED et autres interconnexions, nouvelles grandes capacités thermiques, infrastructures gazières, renforcements majeurs du réseau et diversification durable du mix énergétique.

Les scores présentés dans les figures devront être **réactualisés pour intégrer les nouveaux leviers introduits dans cette version**, notamment la conversion en

cycle combiné, le programme renforcé de Smart Grid, le télécomptage, la gestion intelligente de la demande et le développement progressif du BESS.

Méthode de notation :

Les scores présentés dans la Figure 1 et la matrice de la Figure 5 résultent d'une évaluation multicritère réalisée par consensus du groupe de travail STEG/OIT en juillet 2026, sur une échelle de 1 (faible) à 5 (fort).

L'évaluation prend notamment en compte la contribution potentielle à la pointe, le délai de mise en œuvre, le coût relatif, la complexité technique, ainsi que les risques réglementaires et de gouvernance.

Compte tenu de l'enrichissement du portefeuille de mesures, notamment avec la conversion en cycle combiné, le BESS, le Smart Grid, le télécomptage et la gestion intelligente de la demande, les scores devront être réévalués et harmonisés lors de la prochaine mise à jour afin de garantir une comparaison homogène de l'ensemble des leviers.

La grille de notation et les pondérations retenues devront être documentées afin d'assurer la transparence, la traçabilité et l'actualisation régulière de la priorisation en fonction de l'avancement des projets, de l'évolution des coûts, des délais et des besoins du système.

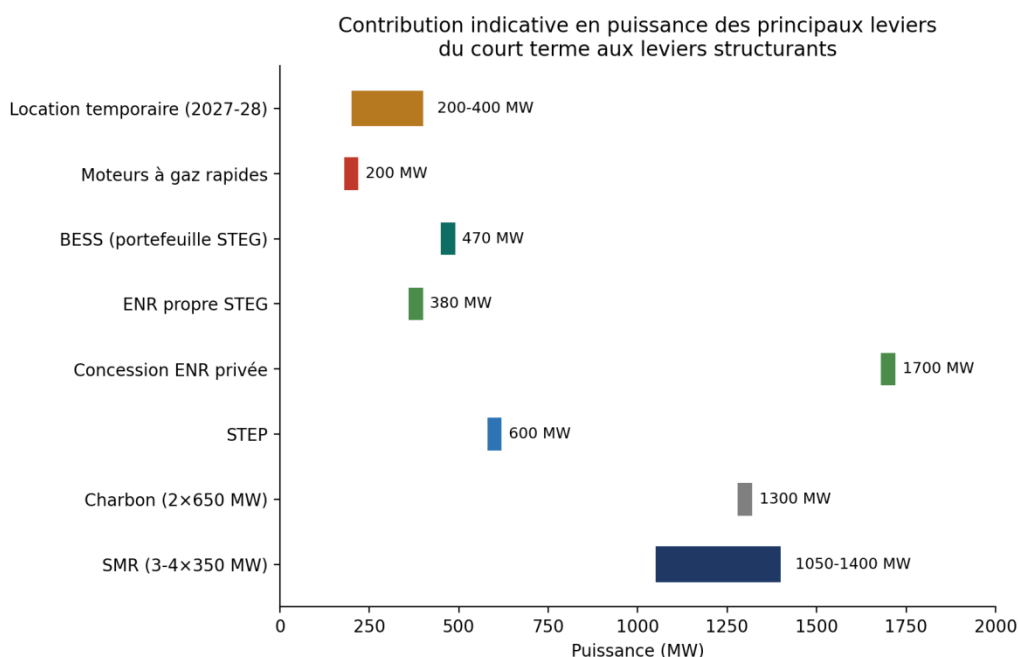


Figure 4 : Contribution indicative en puissance (MW) des principaux leviers, du court terme (200-400 MW) aux leviers structurants (STEP ≈ 600 MW, charbon 1 300 MW [2x650], SMR 1 050-1 400 MW [3-4x350]).

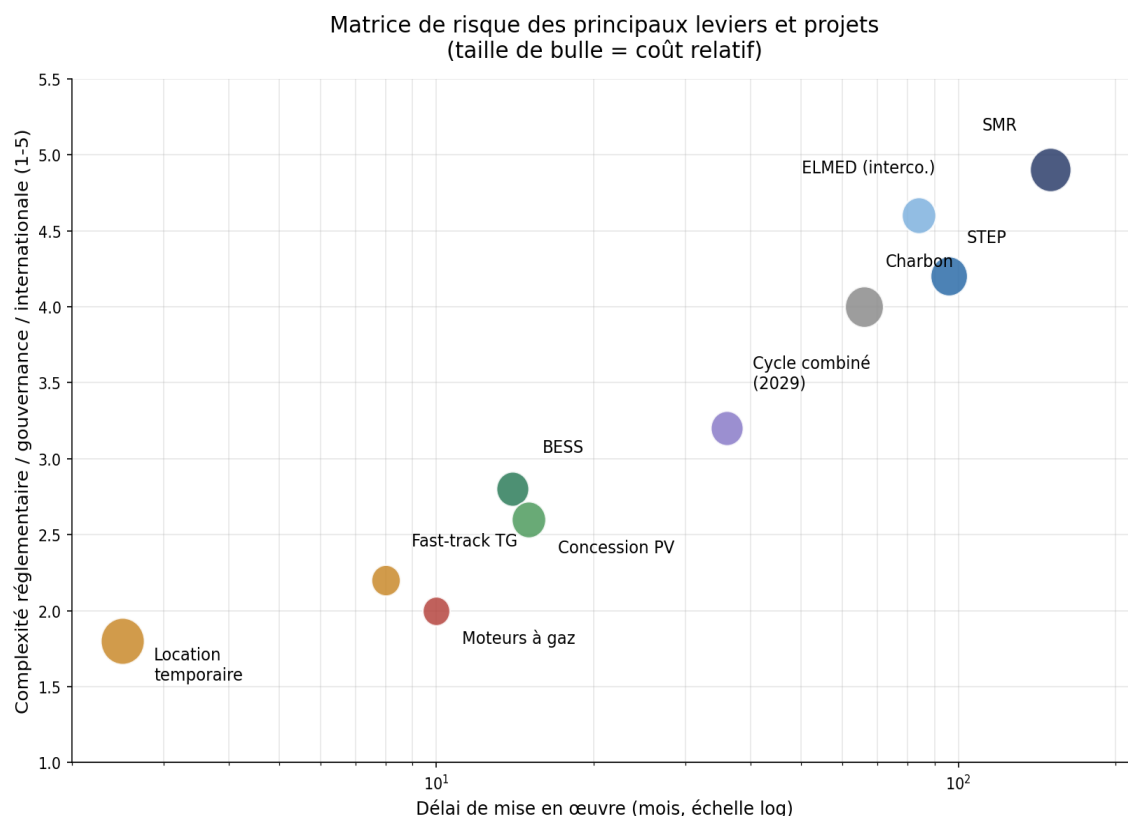


Figure 5 : Matrice de risque des principaux leviers et projets (délai × complexité réglementaire/gouvernance/internationale ; taille = coût relatif).

**** Positions et tailles de bulle indicatives, résultant d'une évaluation qualitative (délai, complexité, coût relatif) ; à réactualiser et valider par le groupe de travail STEG/OIT, notamment pour les leviers introduits depuis (cycle combiné, BESS, Smart Grid, télécomptage, gestion intelligente de la demande).**

La matrice distingue deux grandes catégories de leviers. La première regroupe les mesures à mise en œuvre rapide, notamment la location de moyens temporaires, les moteurs à gaz en « fast-track », l'amélioration des performances du parc existant, la gestion de la demande et certaines actions d'efficacité énergétique. Leur délai de réalisation relativement court justifie leur priorité pour la sécurisation des pointes 2027–2028.

La seconde regroupe les projets structurants, caractérisés par des délais de maturation et de réalisation plus longs et par des niveaux d'investissement et de complexité plus élevés. Il s'agit notamment de l'interconnexion ELMED, des nouvelles grandes capacités de production, de la STEP, des projets charbon et du programme SMR, ainsi que des renforcements structurants des réseaux électrique et gazier.

La matrice confirme ainsi la nécessité de lancer suffisamment tôt les études, les décisions, les procédures d'investissement et les appels d'offres relatifs aux projets à long délai de réalisation. Cette anticipation est indispensable pour respecter les échéances visées, notamment la concrétisation des ENR à l'horizon 2030 et la mise en service progressive des capacités structurantes à partir de 2035.

La stratégie consiste ainsi à mener simultanément les actions d'urgence et les préparatifs des investissements structurants, afin d'assurer une continuité entre la sécurisation à court terme et la transformation durable des systèmes électrique et gazier.

5.4. Calendrier d'ensemble

Le programme est organisé par horizon afin de distinguer les actions d'urgence, les actions de consolidation et les investissements structurants.

- **2026–2027 : sécurisation de la pointe**, avec les actions à court délai : récupération de puissance du parc existant, maintenance ciblée, moyens temporaires, moteurs à gaz, maîtrise de la demande et accélération des premières capacités ENR ;
- **2028 : consolidation du système**, avec la poursuite du renforcement du parc de production, le développement des ENR, la mise en service des premières capacités de stockage BESS, le déploiement du Smart Grid et du télécomptage, ainsi que les renforcements nécessaires des réseaux électrique et gazier ;
- **2029–2030 : mise en service des capacités structurantes**, notamment les nouvelles capacités thermiques, les projets ENR programmés, le développement du stockage et la réalisation de l'interconnexion ELMED ;
- **À partir de 2035 : développement des capacités à long terme**, notamment la STEP, les nouvelles grandes capacités de production et, sous réserve des décisions et études nécessaires, les projets charbon et SMR.
- Suivi continu des programmes ENR, interconnexions et stockage

Le programme ENR, les interconnexions et les capacités de stockage doivent faire l'objet d'un suivi continu et d'une mise à jour régulière en fonction de l'évolution de la demande et des besoins du système.

Le suivi porte principalement sur :

- L'avancement des projets et leur financement ;
- Les dates prévues et réelles de mise en service ;
- Les capacités effectivement raccordées et disponibles ;
- L'évolution de la production ENR et du besoin de flexibilité ;
- L'avancement des interconnexions et des renforcements associés ;
- Le besoin et le dimensionnement du stockage BESS.

Les résultats du suivi doivent être intégrés régulièrement dans les études d'adéquation, de réseau et de stabilité, afin d'adapter le programme aux conditions réelles du système.

Tout retard important d'un projet doit entraîner une réévaluation de son impact sur le bilan de puissance et, si nécessaire, la mise en place d'une mesure de substitution.

Le principe de pilotage retenu est donc :

Planifié → engagé → financé → en construction → raccordé → mis en service → disponible et mobilisable.

Seules les capacités effectivement mises en service et disponibles dans les conditions critiques doivent être prises en compte dans le bilan de sécurité.

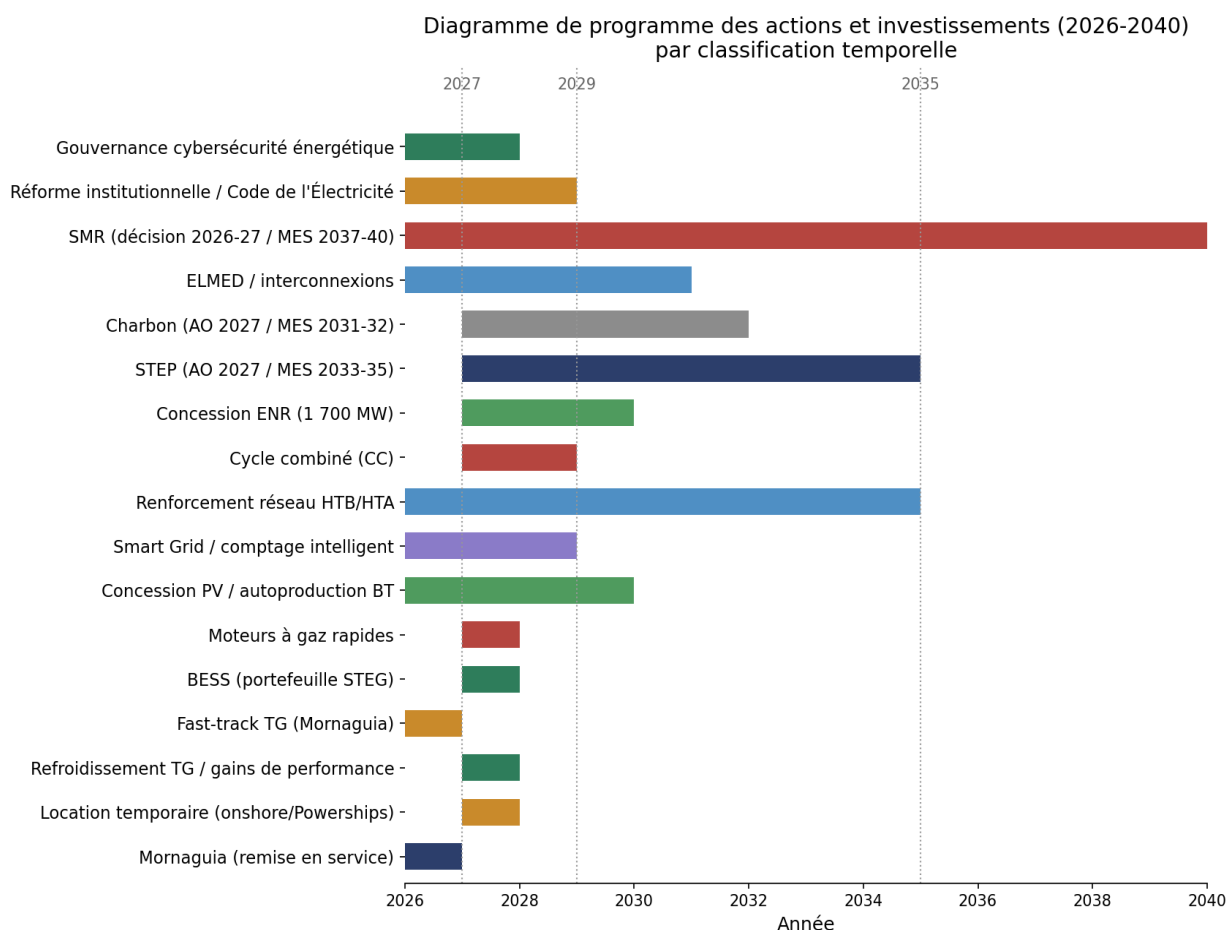


Figure 6 : Diagramme de programme des actions et investissements (2026-2040), par classification temporelle.

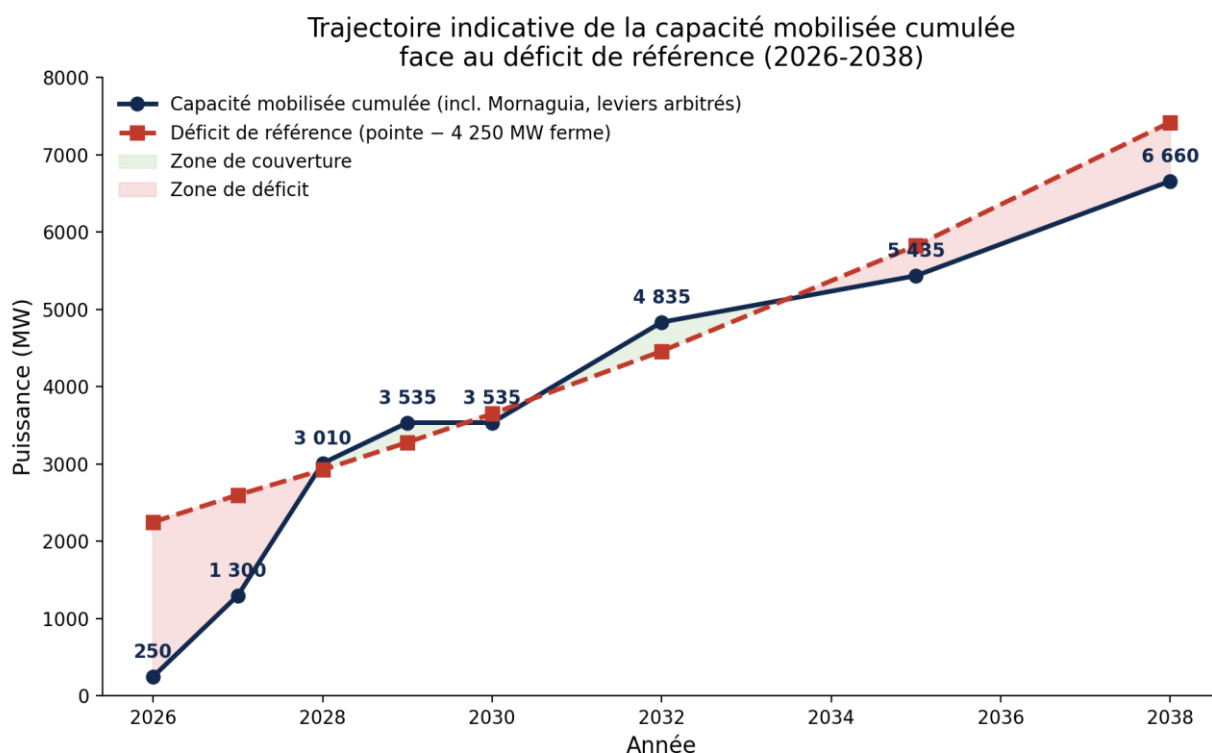


Figure 7 : Trajectoire indicative de la capacité mobilisée cumulée face au déficit de référence (2026-2038).

6. Horizon structurel (2029 et au-delà) — Réforme en profondeur

6.1. Gouvernance et cadre institutionnel

- Élever la transition énergétique au rang de priorité socio-économique nationale, avec la désignation d'un commissaire gouvernemental à l'énergie chargé du pilotage transversal, de l'arbitrage entre les secteurs et du suivi de la mise en œuvre de la feuille de route.
- Créer un Conseil Supérieur Consultatif de l'Énergie, réunissant les principales compétences techniques, économiques, académiques et institutionnelles, afin d'appuyer les décisions stratégiques et d'évaluer régulièrement l'évolution du système énergétique.
- Poursuivre la mise en place, déjà engagée, d'une autorité indépendante de régulation de l'électricité et du gaz, chargée notamment d'établir et de faire respecter les règles techniques et économiques, d'encadrer les conditions d'accès aux réseaux et de garantir un cadre transparent et stable pour l'ensemble des acteurs.
- Mettre en place une structure indépendante de sûreté civile, nucléaire et environnementale, dotée des compétences et moyens nécessaires pour assurer l'évaluation, le contrôle et le suivi des risques liés aux infrastructures énergétiques sensibles, notamment en cas de retenue de l'option SMR.

- Réviser en profondeur le cadre légal et réglementaire des hydrocarbures, afin d'accélérer l'exploration et la valorisation des ressources nationales, améliorer l'attractivité des investissements et diversifier les sources et voies d'approvisionnement en gaz.
- Instituer une planification énergétique pluriannuelle glissante et opposable, régulièrement révisée sur la base de l'évolution de la demande, des ressources, des projets et des contraintes du système :
 - **court terme : 1–2 ans**, centré sur la sécurité d'approvisionnement et les actions immédiatement réalisables ;
 - **moyen terme : 3–5 ans**, centré sur la réalisation et la mise en service des projets prioritaires ;
 - **long terme : 10–15 ans**, centré sur les choix structurants du mix énergétique, des réseaux, du stockage et des interconnexions.
- Élaborer un Code de l'Électricité (« Majalla de l'Électricité ») regroupant et modernisant le cadre législatif et réglementaire du secteur, notamment en matière de production, transport, distribution, autoconsommation, ENR, stockage, interconnexions, raccordement au réseau, sûreté et règles techniques.

6.2. Trajectoire du mix électrique et capacités structurantes

6.2.1. Cible nationale ENR

Atteindre **35 % d'ENR** dans le mix électrique à l'horizon 2030 et **50 %** à l'horizon 2035, avec une capacité renouvelable installée de référence de **4 800 MW** en 2030 et **8 350 MW** en 2035. Ces valeurs constituent les objectifs de planification et doivent être traduites en capacités effectivement réalisées, raccordées et disponibles.

La trajectoire 2030 repose notamment sur :

- Le développement du parc ENR propre STEG, avec un objectif de l'ordre de 380 MW à terme, comprenant environ 300 MW photovoltaïques et 80 MW éoliens ;
- Le programme ENR sous régime de concession, dont la cible de référence est de l'ordre de 1 700 MW, complétée par les projets additionnels identifiés dans le portefeuille national ;
- Le développement des projets sous régime d'autorisation ;
- L'accélération de l'autoproduction photovoltaïque, en particulier dans les secteurs industriels, tertiaire et résidentiel.

Les capacités indiquées ci-dessus constituent un portefeuille de planification. Elles ne doivent être intégrées au bilan de puissance qu'après confirmation de leur statut : financement, avancement des travaux, raccordement, essais, mise en service et disponibilité effective.

6.2.2. Principe de pilotage ENR

L'accélération du programme ENR doit être conditionnée par la capacité du système à intégrer les nouvelles productions dans des conditions sûres. Chaque palier de développement doit être vérifié au regard de :

- L'adéquation et de la marge de réserve ;
- La flexibilité et les besoins de réglage ;
- La stabilité de fréquence et de tension ;
- La capacité d'évacuation des productions et les critères N-1/N-2 ;
- Les besoins en stockage, compensation réactive et services système ;
- La résilience du système en conditions critiques : fortes températures, faible disponibilité thermique, contraintes gazières et faible production éolienne.

La trajectoire ENR doit ainsi être pilotée conjointement avec les réseaux, le stockage, les interconnexions, les moyens thermiques et la maîtrise de la demande.

6.2.3. Capacités structurantes à long terme

Ces infrastructures n'existent pas encore et impliquent des investissements majeurs. Avant toute décision de réalisation, chaque projet devra faire l'objet des études techniques, environnementales et sociales nécessaires à la confirmation de sa faisabilité — incluant, selon le cas, la disponibilité des ressources en eau et en combustible, le cadre réglementaire applicable, le financement et la rentabilité comparée aux alternatives disponibles, notamment les centrales à cycle combiné.

a- STEP – environ 600 MW.

Lancer dès 2027 les études et la préparation de l'appel d'offres, avec un objectif de mise en service à partir de 2035. Le projet devra être dimensionné en fonction des besoins de flexibilité du système, de l'évolution de la production ENR et des contraintes du réseau.

b- BESS – développement progressif

Mettre en place un premier socle de 300 MW / 600 MWh à l'horizon 2028, puis compléter le portefeuille par environ 300 MW / 600 MWh supplémentaires entre 2029 et 2030, soit une cible indicative de 600 MW / 1 200 MWh à l'horizon 2030.

Le dimensionnement devra être réévalué périodiquement en fonction :

- de la pénétration réelle des ENR ;
- des besoins de réserve et de réglage ;
- des congestions du réseau ;
- des besoins de déplacement de l'énergie entre périodes de production et de pointe.

Les capacités BESS ne doivent pas être assimilées automatiquement à une puissance ferme disponible pour couvrir la pointe ; leur contribution dépend du SOC, de la durée de stockage, de la stratégie de dispatch et des services système affectés.

c- SMR – option stratégique de long terme.

Maintenir le nucléaire modulaire comme option structurante à étudier, et non comme capacité acquise. La configuration devra être définie après sélection technologique et analyse technico-économique. À titre de référence, l'AIEA considère généralement les SMR comme des réacteurs produisant jusqu'à 300 MWe par module.

La première étape en 2026–2027 doit donc porter sur la décision de poursuivre le programme, les études de site, le cadre réglementaire, la sûreté, les compétences nationales, la gestion du combustible et des déchets, le financement et le choix technologique.

Compte tenu du fait que la mise en place d'un programme nucléaire dans un pays primo-accédant suit une démarche pouvant s'étendre sur 10 à 15 ans, une première mise en service autour de 2037–2040 doit être considérée comme un scénario favorable. Un scénario de repli 2042–2045 devra être conservé dans la planification.

La possibilité de valoriser à terme l'uranium éventuellement associé aux ressources phosphatées tunisiennes peut être étudiée comme axe de recherche, mais ne doit pas être retenue comme hypothèse de sécurité d'approvisionnement avant démonstration de sa faisabilité technique, économique, environnementale, réglementaire et de sûreté.

d- Charbon – option de diversification à instruire

Le charbon peut constituer une option de diversification vis-à-vis du gaz, mais sa retenue définitive doit résulter d'une comparaison multicritère avec les alternatives disponibles : gaz, ENR, stockage, interconnexions, efficacité énergétique et autres moyens pilotables.

Pour une capacité de l'ordre de 1 300 MW (deux tranches de 650 MW), l'étude devra obligatoirement intégrer :

- le coût complet de production et le financement ;
- le coût et la sécurité d'approvisionnement en combustible ;
- la logistique portuaire et le stockage du charbon ;
- la consommation et la disponibilité de l'eau de refroidissement ;
- les émissions de CO₂ et les émissions atmosphériques locales ;
- les équipements de dépollution ;

- la compatibilité avec la trajectoire de décarbonation nationale ;
- le risque de stranded asset sur la durée de vie de l'installation.

Le projet ne doit donc pas être considéré comme une capacité définitivement acquise tant que cette analyse n'a pas confirmé sa pertinence économique, énergétique et environnementale. À titre de comparaison régionale, le Maroc — confronté à une faiblesse similaire de ses ressources gazières nationales — a fait du charbon une composante significative de son mix électrique (section 10), ce qui conforte la pertinence d'étudier cette option pour la Tunisie plutôt que de l'écarter par principe.

La réalisation éventuelle d'un projet charbon à l'horizon 2031–2032 devra être précédée par des études de faisabilité, d'impact environnemental et social, de raccordement, de refroidissement, de financement et de modèle contractuel.

e- Dimension compétitivité—export / CBAM.

L'évaluation du charbon doit intégrer explicitement l'effet du Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (CBAM) sur la compétitivité de l'industrie tunisienne. Le régime définitif du CBAM est applicable depuis le 1er janvier 2026 et couvre notamment le ciment, le fer et l'acier, l'aluminium, les engrais, l'électricité et l'hydrogène.

Cet enjeu est particulièrement important compte tenu de la forte orientation des exportations tunisiennes vers l'Union européenne : 73,2 % des exportations tunisiennes étaient destinées à l'UE en 2025.

f- Gaz de schiste – option exploratoire

Lancer en 2027–2028 une étude technico-économique et environnementale sur le potentiel du gaz de schiste, notamment dans le champ de Ghedamess et les autres zones identifiées, avec un statut strictement exploratoire.

Cette piste suppose une volonté politique affirmée et soutenue dans la durée, les efforts engagés par le passé n'ayant pas été menés à terme. À titre indicatif, un engagement de la prospection dès 2027 ne permettrait raisonnablement d'espérer une disponibilité de la ressource qu'à l'horizon 2035-2040. Le contexte régional plaide néanmoins pour explorer cette piste : selon une étude de l'Energy Information Administration américaine portant sur les principaux bassins sédimentaires mondiaux (2013), l'Afrique du Nord figure parmi les zones les plus prometteuses, l'Algérie et la Libye comptant respectivement parmi les tout premiers rangs mondiaux en ressources de gaz et de pétrole de schiste ; la Tunisie partage avec ses voisins une partie du bassin saharien, pour des ressources estimées à environ 640 milliards de m³, un volume qui, sous réserve de confirmation, représenterait plusieurs décennies de consommation nationale. Les prospections déjà engagées par l'Algérie et l'évolution des technologies d'extraction, notamment vers des procédés limitant le recours à de grands volumes d'eau sous forte pression, constituent des éléments de contexte à intégrer à l'étude de faisabilité.

L'étude devra couvrir notamment :

- le potentiel réel des ressources ;
- la disponibilité et la consommation d'eau ;
- les risques de pollution et de sismicité induite ;
- les contraintes environnementales ;
- l'acceptabilité sociale ;
- le cadre fiscal et réglementaire ;
- le coût complet de production ;
- la comparaison avec les alternatives : efficacité énergétique, ENR, stockage, interconnexions et GNL.

Toute contribution au bilan de sécurité énergétique doit être conditionnée à la confirmation préalable de la faisabilité et de la viabilité du projet concerné.

g- Infrastructures GNL

Poursuivre la préparation d'une infrastructure GNL à Skhira, tout en considérant son statut de site prioritaire comme devant être confirmé par une étude portuaire et gazière comparative.

L'étude devra vérifier :

- les conditions d'accès des méthaniers et le tirant d'eau ;
- les conditions d'exploitation portuaire et de sûreté ;
- l'implantation et le dimensionnement d'un éventuel FSRU ou terminal terrestre ;
- la capacité de raccordement au réseau gazier ;
- les besoins de renforcement du réseau ;
- les contraintes environnementales et industrielles ;
- les coûts d'investissement et d'exploitation.

Le GNL doit être considéré comme un outil de diversification structurelle de l'approvisionnement gazier, et non comme la seule réponse à la pointe électrique immédiate de 2027–2028.

h- Hydrogène vert

Maintenir l'hydrogène vert comme option de long terme, principalement orientée vers la valorisation industrielle et l'exportation. Cette filière, fortement consommatrice d'eau pour l'électrolyse, appelle un débat approfondi compte tenu de la tension hydrique déjà forte que connaît la Tunisie ; sa pertinence devra être évaluée au regard des ressources en eau mobilisables, le cas échéant via le dessalement.

Son développement devra être conditionné par :

- La disponibilité d'un excédent ENR durable ;
- La disponibilité de l'eau et les conditions de dessalement éventuelles ;
- le développement des infrastructures de transport et de stockage ;
- la compétitivité du coût de production ;
- l'existence de marchés d'export et d'infrastructures adaptées ;
- la cohérence avec le développement des interconnexions électriques et énergétiques avec l'Europe.

Radar de décision comparatif des grands projets structurels
échelle 1 (faible) à 5 (élevé/favorable)

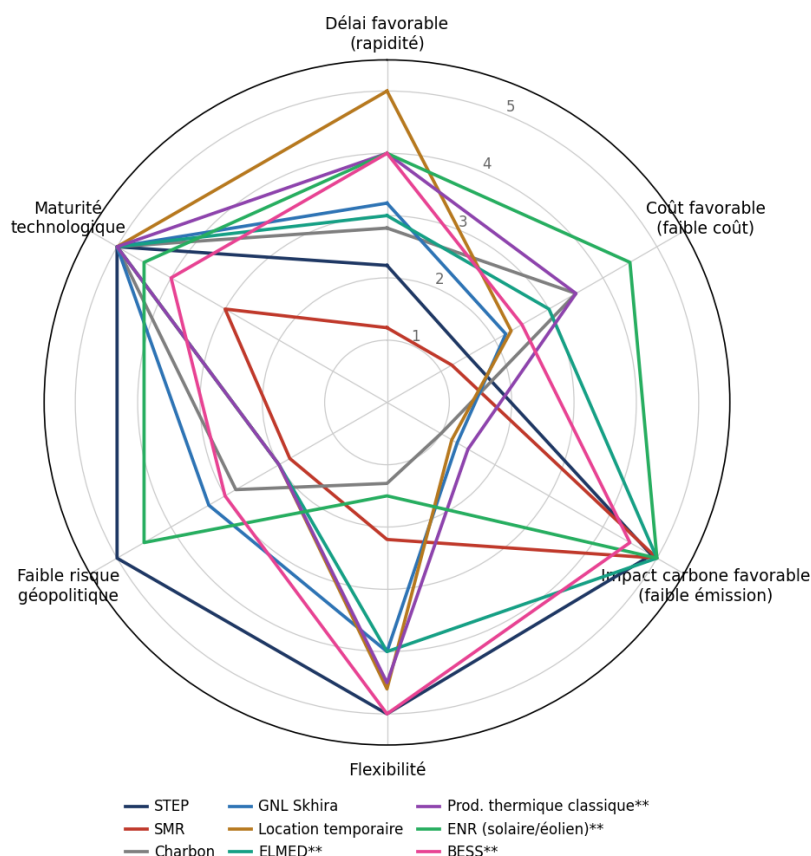


Figure 8 : Radar de décision comparatif des grands projets structurels (STEP, SMR, charbon, GNL Skhira, Location temporaire, ELMED, production thermique classique, ENR solaire/éolien, BESS), échelle 1 (faible) à 5 (élevé/favorable).

** ELMED, production thermique classique, ENR (solaire/éolien) et BESS ajoutés à cette comparaison (absents de la version initiale) ; scores indicatifs estimés à partir des caractéristiques décrites dans le texte (ELMED : impact carbone très favorable, maturité élevée, risque géopolitique lié à un partenaire étranger ; production

thermique classique : délai et flexibilité favorables, mais impact carbone défavorable et dépendance gazière ; ENR solaire/éolien : coût et impact carbone très favorables, mais flexibilité faible en raison de l'intermittence ; BESS : forte flexibilité et bon impact carbone, mais coût encore élevé) et à valider par le groupe de travail STEG/OIT.

6.3. Réseau électrique

6.3.1. Renforcement et maillage du réseau HTB/HTA

Le développement du réseau doit couvrir l'ensemble des niveaux HTB (400/225/150/90 kV), HTA (30/15/10 kV) et BT (400/230 V), avec une priorité donnée aux postes, transformateurs et corridors présentant des contraintes de transit, de tension, de capacité d'accueil ou de sécurité N-1/N-2.

Le réseau 400 kV doit être progressivement renforcé et maillé sur les axes structurants, notamment :

- **Nord** : Bizerte – Grand Tunis ;
- **Centre-Est** : Sousse – Sfax – Gabès ;
- **Centre-Ouest** : Kairouan – Hajeb El Ayoun – Ouslatia – Kasserine ;
- **Sud** : Gabès – Médenine – Tataouine.

Le développement du réseau doit être coordonné avec l'évolution de la demande, des moyens de production et des projets ENR.

6.3.2. Capacité d'accueil, ENR et interconnexions

Établir une évaluation de la capacité d'accueil du réseau par poste et par corridor, croisée avec le calendrier des projets ENR et de stockage, afin d'identifier en amont les renforcements nécessaires et d'éviter les limitations d'évacuation.

Poursuivre en parallèle le renforcement des interconnexions avec l'Algérie et la Libye et la réalisation de ELMED avec l'Italie, avec les renforcements internes nécessaires à leur exploitation.

6.3.3. Digitalisation, Smart Grid et gestion de la pointe

Accélérer le déploiement du télécomptage, de la téléconduite et des systèmes SCADA/EMS/DMS, ainsi que des fonctions Smart Grid permettant d'améliorer la prévision, la conduite et la gestion de la demande.

La pointe du soir 18h–23h devra être maîtrisée par une combinaison de BESS, TAC rapides et DSM/DR, avec une attention particulière à la gestion de la climatisation.

6.3.4. Flexibilité, stabilité et sûreté du système

Accompagner la montée en puissance des ENR par le développement des moyens de flexibilité et de soutien du système : BESS, TAC rapides, réserves, compensateurs synchrones, condensateurs, réactances, SVC/STATCOM et, lorsque nécessaire, onduleurs Grid-Forming.

Les études devront quantifier les besoins en inertie, réserve et réponse en fréquence, ainsi que les limites de pénétration instantanée des ENR compatibles avec la sécurité du système.

6.3.5. Études et validation des investissements structurants

Tout investissement structurant doit être précédé d'études intégrées couvrant au minimum :

Adéquation – load-flow – contingences N-1/N-2 – court-circuit – tension – stabilité dynamique – fréquence – flexibilité – protections – résilience.

Un jalon de validation technique doit être franchi avant le lancement des appels d'offres, afin de confirmer la capacité de raccordement, d'évacuation et d'exploitation du projet en conditions normales et dégradées.

Le programme réseau – ENR – stockage – interconnexions doit faire l'objet d'un suivi coordonné et d'une mise à jour régulière en fonction de l'évolution réelle de la demande, des projets et des contraintes du système.

6.4. Assainissement financier de la STEG

6.4.1. Assainissement de la situation financière

Mettre en place un programme pluriannuel de résorption des déséquilibres financiers accumulés, notamment ceux liés au coût d'approvisionnement en gaz et à l'écart entre les coûts réels du système électrique et les recettes de la STEG.

6.4.2. Réforme des subventions et de la tarification

Engager une réforme progressive des subventions énergétiques, en privilégiant le ciblage direct des ménages vulnérables et en améliorant progressivement la couverture des coûts par les tarifs.

Les principales options à comparer sont :

- Tarification progressive par tranche de consommation ;
- Soutien social direct aux ménages vulnérables ;
- Combinaison des deux dispositifs.

Chaque option devra être évaluée selon son impact sur les recettes de la STEG, le budget de l'État et le pouvoir d'achat des ménages.

6.4.3. Réduction des pertes et amélioration du recouvrement

Mettre en œuvre un programme structurel de réduction :

- Des pertes techniques par renforcement et modernisation du réseau ;
- Des pertes non techniques par le télécomptage, le contrôle des branchements et la lutte contre la fraude ;

- Des impayés par l'amélioration du recouvrement.

Les gains devront être quantifiés et suivis annuellement en énergie, en puissance de pointe et en impact financier.

6.4.4. Plan d'investissement consolidé et financement

Élaborer un plan d'investissement pluriannuel consolidé, chiffré en TND et devises, couvrant notamment :

- Les actions d'urgence et moyens temporaires ;
- Les renforcements des réseaux BT, HTA, et HTB et les interconnexions
- Les BESS ;
- La Smart grid et la digitalisation
- les projets ENR ;
- Les projets structurants : les centrales pilotables classiques, STEP, charbon, SMR, selon les décisions retenues.

Pour chaque catégorie, présenter une fourchette basse/haute, les échéances, les besoins de financement et les priorités.

Le plan devra distinguer les projets planifiés, engagés, financés et effectivement réalisables, afin de constituer la base de toute mobilisation de financement extérieur.

L'exposition au risque de change devra être intégrée dès le chiffrage, en distinguant :

Taux de change prévisionnel → taux retenu au budget → taux contractuel à l'engagement → écart de change réalisé.

Cette approche permettra de différencier les dérives réelles de coûts des variations résultant uniquement des conditions de change.

6.5. Efficacité énergétique et gestion de la demande

6.5.1. Renforcement de l'efficacité énergétique

Renforcer les exigences de performance énergétique dans le bâtiment, notamment pour l'isolation, la climatisation, l'éclairage et les équipements électriques.

Développer en parallèle des programmes ciblés d'efficacité énergétique dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel, avec des objectifs mesurables de réduction de la consommation et de la puissance appelée.

6.5.2. Mise en place d'un dispositif structuré DSM/DR

Développer des programmes permanents de **Demand Side Management (DSM)** et de **Demand Response (DR)** permettant de réduire ou déplacer la consommation pendant les périodes critiques.

Les principaux leviers sont :

- tarification par période et, à terme, tarification dynamique ;
- effacement rémunéré ;
- déplacement des consommations ;
- pilotage des charges flexibles ;
- contrôle des équipements de climatisation ;
- dispositifs spécifiques pour les grands consommateurs.

L'effacement industriel doit être intégré de manière pérenne dans les mécanismes d'exploitation du système et valorisé comme une ressource de flexibilité.

6.5.3. Smart Grid, comptage intelligent et pilotage de la demande

Accélérer le déploiement du Smart Grid et du comptage intelligent afin de disposer des données nécessaires à la prévision, au suivi et au pilotage de la consommation.

Le comptage intelligent doit répondre à un double objectif :

Réduction des pertes non techniques + gestion intelligente de la demande.

Il constitue ainsi l'infrastructure de base pour le développement du DSM/DR, de la tarification par période et de l'effacement automatisé.

6.5.4. Prévision et optimisation du système

Développer des outils avancés de prévision de la charge et de la production ENR, intégrant l'intelligence artificielle et l'analyse des données historiques et météorologiques.

Ces outils doivent être utilisés pour améliorer :

- la prévision de la pointe ;
- l'anticipation des épisodes de forte température ;
- la programmation des moyens de production ;
- la gestion des BESS ;
- l'activation du DSM/DR ;
- la conduite du système en conditions critiques.
- Diagnostic de la pointe liée à la climatisation

La climatisation constitue l'un des principaux facteurs de croissance de la pointe estivale en Tunisie. Lors des épisodes de forte chaleur prolongée, la courbe de charge peut présenter deux périodes critiques :

- **pointe diurne : 11h–17h**, liée notamment à la climatisation tertiaire et industrielle ;
- **pointe du soir : 19h–23h**, renforcée par la climatisation résidentielle et la restitution thermique des bâtiments.

Le creux nocturne et matinal entre ces deux périodes offre un potentiel important de déplacement de certaines consommations et de recharge des BESS.

La réponse ne doit donc pas être limitée à la pointe diurne. Le programme DSM/DR doit cibler les deux fenêtres de pointe, avec une priorité donnée à la climatisation et aux usages présentant une capacité de modulation.

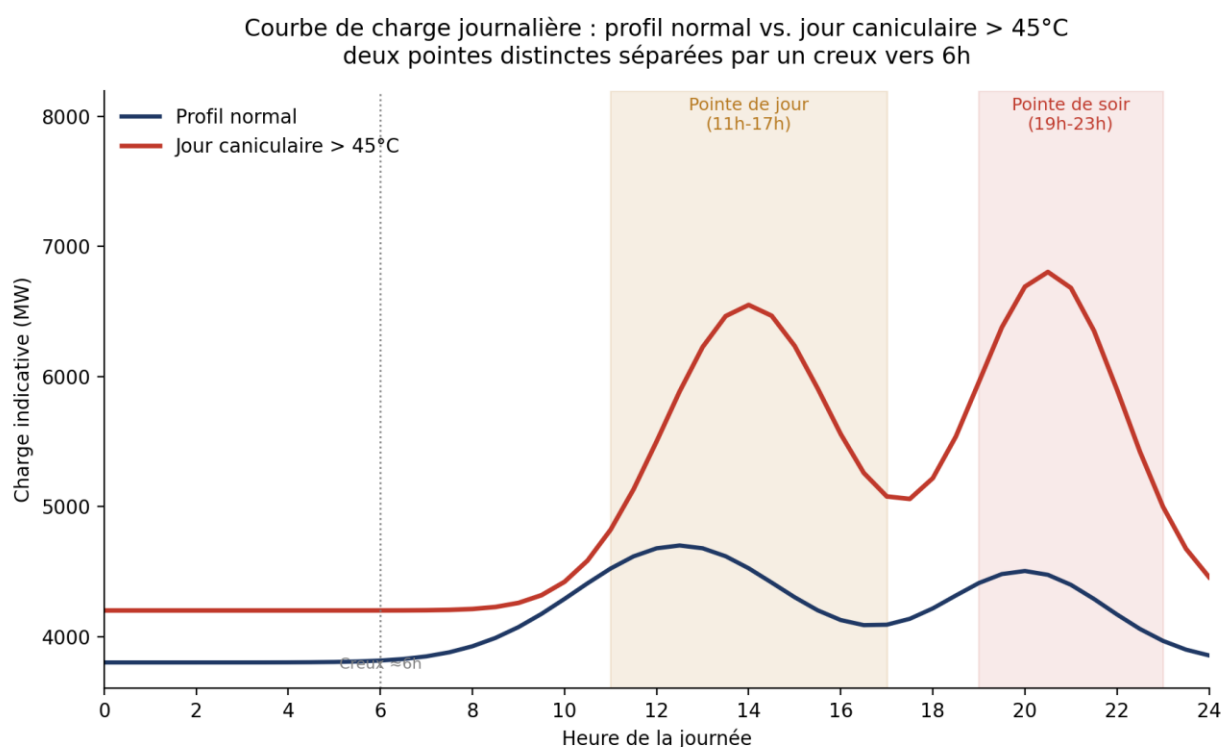


Figure 9 : Courbe de charge journalière : profil normal vs. jour caniculaire >45°C — deux pointes distinctes (11h-17h et 19h-23h) séparées par un creux vers 6h.

➤ Catalogue des leviers de maîtrise de la demande liée à la climatisation

Les leviers suivants complètent les programmes DSM/DR. Leur déploiement doit être progressif, selon leur maturité technique, leur coût et leur capacité réelle à réduire la puissance appelée pendant les périodes critiques.

Tableau 8 : Catalogue des leviers de maîtrise de la demande liée à la climatisation

N°	Levier	Horizon indicatif	Contribution / conditions de mise en œuvre
1	Effacement direct des climatiseurs tertiaires (DLC)	Court terme – ~12 mois	Coût €€ ; potentiel élevé. Contrats avec hôtels, centres commerciaux, administrations et autres grands sites ; activation sur les deux fenêtres de pointe.
2	Tarification par période et tarification de pointe critique (ToU / CPP)	Court terme – 6 à 12 mois	Coût € ; renforcement du signal tarifaire sur les périodes critiques, notamment 11h–17h et 19h–23h lors des épisodes de forte chaleur.

3	Campagne de réglage des températures et information en temps réel	Immédiat	Coût € ; recommandation d'une consigne de confort autour de 25–26 °C , accompagnée d'informations sur la charge du système et les périodes critiques.
4	Thermostats connectés et pilotage automatique	Moyen terme – 18 à 24 mois	Coût €€€ ; pilotage ou cyclage de certaines charges via comptage intelligent et systèmes de communication ; priorité à la pointe du soir.
5	Agrégation de flexibilité / Virtual Power Plant (VPP)	Moyen terme – ~18 à 24 mois	Coût €€€ ; agrégation de milliers de petites charges de climatisation pour constituer une réserve de puissance activable.
6	Normes minimales de performance des climatiseurs et étiquetage énergétique	Moyen terme	Coût principalement réglementaire ; accélération du remplacement progressif des équipements peu efficaces et amélioration de l'efficacité saisonnière.
7	Programme d'aide au remplacement des climatiseurs anciens	Moyen terme – 12 à 24 mois	Coût €€€€ ; ciblage prioritaire des équipements anciens à forte consommation dans les bâtiments résidentiels et tertiaires.
8	Renforcement de la réglementation thermique des bâtiments	Long terme – 5 à 10 ans	Coût €€€€€ ; réduction durable du besoin de climatisation et de la puissance appelée sur les deux périodes de pointe ; effet structurel à long terme.

NB: les ordres de grandeur de coût et d'efficacité sont **indicatifs**. Ils devront être recalés sur les données de consommation et de charge de la STEG, les caractéristiques du parc de climatisation, les résultats des campagnes de mesure et les retours d'expérience régionaux avant toute intégration dans un plan chiffré.

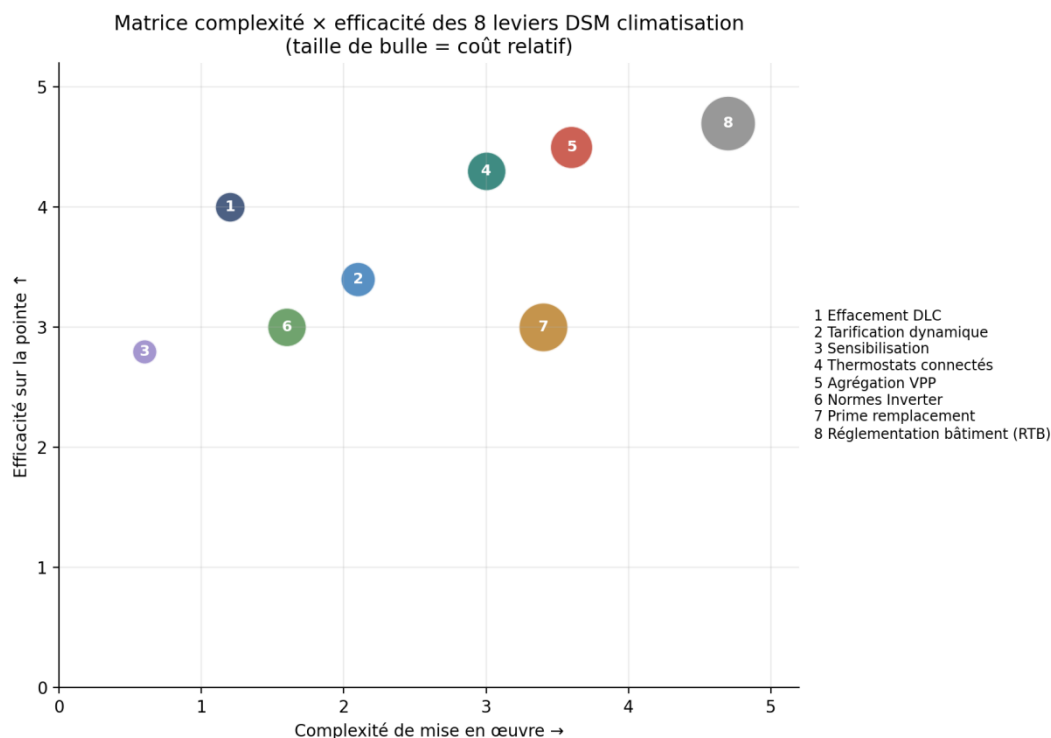


Figure 10 : Matrice complexité × efficacité des 8 leviers DSM climatisation (taille de bulle = coût relatif).

➤ **Cohérence avec le bilan de puissance**

Les huit leviers présentés ci-dessus ne constituent pas des capacités supplémentaires dans le bilan de puissance des sections 5.1 et 5.3. Ils détaillent deux actions déjà retenues pour 2027 :

- Report de consommation et effacement : 150–200 MW ;
- Efficacité énergétique : 150–200 MW.

Les leviers d'effacement, de tarification et de sensibilisation contribuent principalement au report ou à la réduction de la pointe. Les thermostats connectés, l'agrégation de flexibilité, l'amélioration des équipements et la réglementation thermique contribuent davantage à la réduction durable de la demande.

L'estimation de 200–400 MW pour un plan d'action d'urgence correspond à une contribution globale de plusieurs mesures de maîtrise de la demande. Elle ne doit donc pas être additionnée aux valeurs déjà retenues dans le bilan.

Les contributions définitives devront être précisées à partir des données STEG, puis mesurées et validées pendant les périodes de pointe avant toute révision du bilan de puissance.

➤ **Spécificités du contexte tunisien**

La mise en œuvre du DSM/DR doit tenir compte de plusieurs contraintes :

- Parc de climatisation hétérogène et vieillissant, avec de nombreux équipements non communicants, limitant dans l'immédiat le pilotage automatique.
- Déploiement progressif du comptage intelligent, nécessaire au développement à grande échelle du pilotage de la demande et de l'agrégation de flexibilité.
- Acceptabilité des mesures tarifaires et d'effacement, particulièrement pendant les périodes de forte chaleur.
- Contraintes de financement pour le remplacement des équipements et l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments.
- Protection des usages prioritaires et des consommateurs vulnérables, notamment les établissements de santé et autres services essentiels.

➤ **Principe de planification**

La maîtrise de la demande doit être considérée comme une capacité du système à part entière, au même titre que la production, le stockage ou les interconnexions.

La contribution du DSM/DR devra être quantifiée en MW réellement mobilisables pendant les périodes critiques, vérifiée par des dispositifs de mesure et intégrée progressivement dans les études d'adéquation.

Le principe retenu est :

Prévoir → mesurer → déplacer/effacer → réduire la pointe → réduire le besoin de capacité de production.

6.6. Compétences techniques et ressources humaines

Préserver et valoriser les compétences techniques doit constituer une priorité de la feuille de route. La continuité de service et la réussite des programmes de transformation dépendent directement de la disponibilité des compétences nécessaires à l'exploitation, à la maintenance et au développement du système énergétique.

- Établir un diagnostic des effectifs et des compétences critiques pour les principales filières : production thermique, réseaux HTB/HTA, gaz, protection et contrôle-commande, ainsi que les nouvelles compétences liées aux ENR, BESS, Smart Grid, DSM/DR et cybersécurité OT. Ce diagnostic devra identifier les départs prévisibles, les postes critiques et les besoins à l'horizon 2030.
- Mettre en place un plan ciblé de recrutement et de formation, en priorité pour les compétences nécessaires aux nouveaux investissements et aux technologies émergentes. Le programme devra être développé en partenariat avec les écoles d'ingénieurs, les centres de formation et les organismes de certification spécialisés.
- Organiser le transfert des compétences et de la mémoire technique, notamment par le tutorat entre cadres expérimentés et jeunes ingénieurs, la capitalisation des retours d'expérience et la formalisation des procédures d'exploitation et de maintenance.
- Renforcer l'attractivité et la fidélisation des compétences techniques, en particulier dans les filières critiques et émergentes. Le suivi devra intégrer des indicateurs simples tels que les postes critiques vacants, les départs prévisibles, le taux de rétention et le taux de couverture des compétences nécessaires.

Principe de planification : les besoins en compétences doivent être définis en même temps que les programmes d'investissement, afin de garantir la disponibilité des ressources humaines nécessaires à leur mise en service, exploitation, maintenance et évolution.

7. Digitalisation et cybersécurité : un levier transversal

La digitalisation constitue un levier important pour améliorer la sécurité d'approvisionnement, la performance et l'efficacité du système énergétique. Elle doit toutefois être accompagnée d'exigences de cybersécurité dès la conception.

Chaque nouvel actif numérique - compteur intelligent, BESS, Smart Grid, poste télécommandé, système de supervision ou équipement de communication - augmente la surface d'exposition des systèmes de contrôle industriel SCADA/OT

utilisés pour la production, le transport et la distribution. La cybersécurité doit donc être intégrée à l'ensemble du cycle de vie des infrastructures critiques.

7.1. Valeur ajoutée attendue

7.1.1. Réduction des pertes et de la fraude

Le déploiement du comptage intelligent et l'analyse des données de consommation, notamment par des outils d'intelligence artificielle, doivent améliorer la détection des branchements clandestins, des fraudes et des anomalies de consommation.

Cette action contribuera à la réduction des pertes identifiées dans le système électrique. Le comptage intelligent devra être déployé dans une architecture sécurisée garantissant l'intégrité, la disponibilité et la fiabilité des données utilisées pour la gestion du réseau et le contrôle des consommations.

7.1.2. Amélioration de la disponibilité du parc de production

L'exploitation des données industrielles et le développement de la maintenance conditionnelle et prédictive doivent permettre d'anticiper les défaillances, de réduire les arrêts non planifiés et d'améliorer la disponibilité des moyens de production, notamment en période de forte température.

La cybersécurité doit être intégrée à cette transformation afin d'éviter que la digitalisation des installations ne crée de nouvelles vulnérabilités susceptibles d'affecter la continuité de fonctionnement.

7.1.3. Gestion intelligente de l'offre et de la demande

Les plateformes de données, le comptage intelligent et les systèmes EMS/DMS doivent améliorer le pilotage de la demande, de l'autoproduction décentralisée, de l'effacement industriel et de l'intégration des ENR variables.

Cette évolution nécessite une architecture numérique maîtrisée et résiliente garantissant la disponibilité, l'intégrité et la confidentialité des données et des systèmes critiques.

Interopérabilité, résilience et souveraineté numérique

L'IEC 61850 doit être progressivement généralisée pour les nouveaux équipements et postes électriques afin de favoriser l'interopérabilité, l'automatisation et l'échange normalisé des données.

La cybersécurité des systèmes industriels OT/ICS devra s'appuyer notamment sur la série IEC 62443, avec une intégration des exigences de sécurité dès la conception et une mise à niveau progressive des installations existantes.

L'articulation entre IEC 61850 pour l'automatisation et l'interopérabilité et IEC 62443 pour la cybersécurité industrielle doit permettre de renforcer la continuité du service,

la résilience des infrastructures critiques et la maîtrise des technologies numériques du secteur énergétique.

7.2. Actions prioritaires

7.2.1. Court terme : 2026–2027

a- Cartographier et évaluer les risques cyber

Établir une cartographie des infrastructures électriques et gazières critiques et réaliser des audits de cybersécurité des principaux systèmes SCADA/OT existants, en priorité :

- centrales de production ;
- postes HTB/HTA ;
- centres de conduite ;
- systèmes de téléconduite ;
- systèmes de communication critiques.

La priorité doit être donnée aux installations dont la compromission pourrait affecter la continuité de l'alimentation ou la stabilité du système.

b- Sécuriser les environnements OT

Engager un programme de sécurisation des environnements industriels fondé notamment sur les principes de la IEC 62443, avec une attention particulière à :

- la séparation IT/OT ;
- la gestion des accès privilégiés ;
- les accès distants ;
- la protection des systèmes critiques ;
- la surveillance des communications ;
- la gestion des vulnérabilités et des incidents.

Les mesures de sécurité doivent être compatibles avec les contraintes de disponibilité et de continuité de fonctionnement des installations industrielles.

c- Déployer prioritairement le comptage intelligent

Déployer le comptage intelligent en priorité dans les zones présentant les plus fortes pertes non techniques, en assurant dès le départ la sécurisation des communications et la protection des données.

Cette action doit être coordonnée avec le programme de lutte contre la fraude et avec le développement du DSM/DR.

d- Mettre en place une gouvernance de la cybersécurité énergétique

Mettre en place une gouvernance sectorielle claire de la cybersécurité énergétique, avec des responsabilités définies pour la prévention, la détection, la gestion et la réponse aux incidents.

Cette gouvernance devra assurer :

- la coordination entre les acteurs du secteur ;
- la gestion des risques cyber ;
- la préparation aux incidents majeurs ;
- la conformité aux exigences nationales et internationales ;
- l'intégration de la cybersécurité dans les projets énergétiques.

Elle devra également assurer une coordination étroite avec les autorités nationales compétentes afin de renforcer la résilience des infrastructures énergétiques critiques.

7.2.2. Horizon 2027–2028

a- Généraliser le principe « Security by Design »

Intégrer les exigences de cybersécurité dès la conception de tous les nouveaux projets de digitalisation et de modernisation : BESS, Smart Grid, ENR, autoproduction, téléconduite, systèmes de supervision et réseaux de communication.

Les exigences de cybersécurité, notamment celles de la IEC 62443, devront être intégrées aux cahiers des charges, critères de sélection, phases de développement et d'intégration, essais et procédures de réception.

b- Mettre en place une capacité de supervision et de réponse aux incidents

Mettre progressivement en place un SOC national ou sectoriel couvrant les systèmes critiques du secteur énergétique et coordonné avec les dispositifs nationaux de réponse aux incidents.

Organiser régulièrement des exercices de simulation de crise cyber associant les équipes techniques et les responsables décisionnels.

c- Généraliser progressivement l'IEC 61850

Appliquer progressivement IEC 61850 aux nouveaux postes et équipements électriques, en associant cette architecture aux exigences de cybersécurité des environnements industriels définies notamment par IEC 62443.

L'objectif est d'obtenir des systèmes à la fois interopérables, automatisés, résilients et sécurisés.

7.2.3. Horizon structurel : post-2028

a- Mettre en place une gouvernance des données énergétiques

Définir un cadre de gestion des données énergétiques couvrant :

classification → accès → stockage → partage → sauvegarde → exploitation.

Ce cadre devra préciser les règles de propriété, d'hébergement, d'accès et de partage des données, tout en garantissant leur sécurité, leur intégrité et leur disponibilité ainsi que la protection des données à caractère personnel.

b- Établir un cadre sectoriel de cybersécurité

Établir un référentiel national applicable aux infrastructures énergétiques critiques et cohérent avec le cadre national de cybersécurité.

Ce référentiel devra s'appuyer notamment sur IEC 62443, IEC 61850 et ISO/IEC 27001 et définir les exigences minimales applicables à l'ensemble du cycle de vie :

conception → acquisition → intégration → mise en service → exploitation → maintenance → modernisation.

Ces exigences devront également s'appliquer aux projets développés avec des partenaires privés ou internationaux.

c- Rendre la cybersécurité opposable dans les projets énergétiques

Intégrer la cybersécurité comme critère obligatoire dans les futurs projets et appels d'offres : STEP, SMR, BESS, concessions ENR, Smart Grid, interconnexions et nouveaux systèmes de conduite.

Les exigences devront être définies dès la conception et leur respect vérifié avant la réception et la mise en exploitation des systèmes critiques.

d- Développer les compétences et la maîtrise technologique nationales

Développer les compétences nationales dans les domaines de la :

- cybersécurité OT/ICS ;
- sécurité SCADA/EMS/DMS ;
- IEC 61850 et IEC 62443 ;
- sécurité des BESS et des installations ENR ;
- gestion des incidents et réponse aux crises cyber.

Favoriser, lorsque cela est techniquement et économiquement pertinent, la maîtrise locale des technologies et des compétences critiques afin de réduire la dépendance technologique et de renforcer la souveraineté numérique et énergétique.

Principe directeur

La digitalisation et la cybersécurité doivent être traitées comme **deux composantes indissociables de la transformation du système énergétique** :

Digitaliser → sécuriser → superviser → exploiter les données → améliorer la performance et la résilience.

8. Tableau de synthèse consolidé

Tableau 9 : Tableau de synthèse consolidé

Axe / Action	Horizon	Porteur	Impact attendu
Cellule de crise & communication	Immédiat	Gouvernement / STEG	Confiance, gestion opérationnelle
Protection hôpitaux & pompage d'eau	Immédiat	Santé / STEG / Distribution	Sécurité vitale
Sobriété, horaires, lutte antifraude	Immédiat	Gouvernement / STEG / société civile	Quelques centaines de MW effacés
Location moyens temporaires : onshore (mobiles, groupes électrogènes)	2027 et 2028	STEG	200-400 MW, priorité haute
Location moyens temporaires : Powerships (navires)	2027 et 2028	STEG	400 MW, priorité faible (coût élevé)
Mornaguia (remise en service)	2026	STEG	250 MW
Fast-track TG à Mornaguia	2027	STEG	300 MW (délai à confirmer, jugé optimiste, et capacité à valider par les études de la STEG)
Installation cycle combiné (CC)	2029	STEG	400 à 650 MW
Refroidissement de l'air d'admission (précision 120/300 MW)	2027	STEG	200 MW en 2027, 160 MW en 2028 (≈360 MW cumulés), solde jusqu'au potentiel technique total de 450 MW en 2029 — arbitré et intégré au bilan officiel des sections 5.1 et 5.2
Améliorations technologiques des turbines à gaz (levier distinct du refroidissement)	2027-2030	STEG	50 MW en 2027, 150 MW en 2028, solde ≈50 MW en 2029-2030 — potentiel global ≈250 MW minimum (section 5.1.1)
Conversion cycle ouvert → combiné	2027-2028	STEG	> 120 MW / centrale, sans gaz additionnel
Extension fast-track centrales	2027-2028	STEG	250 à 500 MW

Axe / Action	Horizon	Porteur	Impact attendu
TG			
Maintenance préventive/curative (pièces de rechange)	2027-2028	STEG	Disponibilité réelle des gains de puissance
Procédure d'acquisition spécifique STEG	2027-2028	STEG / tutelle/ Gouvernement	Délais d'exécution réduits
Moteurs à gaz rapides	2027-2028	STEG	200 MW
Autoproduction PV basse tension	2027-2028	Privé / STEG / Gouvernement	120 à > 150 MW/an
Accélération ENR propres STEG (PV+éolien)	2027-2028	STEG	380 MW
Accélération projets IPP ENR déjà acceptés (régimes concession et autorisation pour la production ENR privée)	2027-2028	Privé	À quantifier
Groupes électrogènes industriels/agricoles, PV isolé	2026-2027	Privé / STEG	Capacité hors réseau, à quantifier
Postes HTB/HTA mobiles & renforcement réseau + plan directeur harmonisé ENR	2027-2029	STEG Transport/Distribution	Levée du goulot réseau
Plan d'urgence DSM (effacement, déplacement, DSM climatiseur, sensibilisation, tarification de pointe)	Continu, 2027+	STEG / Régulateur	200-400 MW (à reventiler avec §5.1, non additif)
Plan d'urgence maîtrise des pertes techniques et non techniques (fraude, connexions illicites)	2027+	STEG Distribution	Jusqu'à 5 % sur fraudes/impayés/pertes commerciales (gain à la fois monétaire et en puissance disponible)
Concession PV 300 MW	2028	Privé	300 MW
Portefeuille BESS STEG (HTA + Beni Mhira + Basma)	2027-2028	STEG / partenaires	470 MW cumulés (détail §5.2)
Smart Grid	2028	STEG / partenaires	100 MW
Stock stratégique GNL	2028+	STEG / Gouvernement	500 MW éq. / 20-30 jours (modalités de constitution — stockage GNL, capacités sous-terraines ou autres — et rentabilité à confirmer par une étude de faisabilité dédiée)
STEP	AO 2027 / MES 2035	STEG / Gouvernement	≈600 MW, flexibilité
SMR nucléaire	Décision 2026-27 /	Gouvernement / STEG / Autorité de	1 050-1 400 MW (3-4×350)

Axe / Action	Horizon	Porteur	Impact attendu
	MES 2037-40	sûreté	
Production au charbon	AO 2027 / MES 2031-32	STEG / Gouvernement	1 300 MW (2×650)
Réseau 400 kV & ELMED	2028-2032	STEG Transport	Robustesse réseau, export/import
Corridors THT maillés (5 corridors)	2028-2035	STEG Transport	Résilience réseau
Code de l'Électricité	2027-2029	Gouvernement / Parlement	Cadre juridique unifié
Plan ENR national	2 000 MW/2030, +3 550 MW/2035	STEG / MIME/ ANME / Privé	<u>4800 MW ENR 2030,</u> <u>8350 MW 2035</u>
Réforme institutionnelle (régulateur indépendant)	2026-2028	Gouvernement	Gouvernance stable
Assainissement financier STEG / prix du gaz	2026-2028	Ministère Finances / MIME/ Gouvernement	Capacité d'investissement retrouvée
Comptage intelligent ciblé zones à pertes/fraude	2026-2027	STEG Distribution	Réduction pertes (>20 %)
Gouvernance sectorielle de la cybersécurité des infrastructures énergétiques critiques	2026-2027	État / STEG / Autorités nationales compétentes	Souveraineté numérique : indépendance de la fonction cybersécurité, maîtrise des risques
Cartographie des risques et audit des systèmes SCADA/OT critiques	2026-2027	STEG / Autorités nationales compétentes	Identification et réduction des risques affectant la continuité du service électrique
Programme de sécurisation des environnements OT selon les principes IEC 62443	2026-2028	STEG / Partenaires spécialisés	Renforcement de la résilience des systèmes industriels et réduction du risque cyber
Security by Design dans les nouveaux projets (BESS, Smart Grid, PV, autoproduction, téléconduite)	2027-2028	STEG / Gouvernement / partenaires	Digitalisation sécurisée et prévention des vulnérabilités dès la conception
Généralisation progressive de l'IEC 61850 pour les nouveaux équipements et postes électriques	2027-2028	STEG / Autorités nationales compétentes	Interopérabilité, automatisation et fiabilité accrues
Articulation IEC 61850 + IEC 62443 pour les infrastructures électriques numériques	2028+	STEG / Autorités nationales compétentes	Interopérabilité et cybersécurité intégrées, résilience du réseau
SOC sectoriel pour les infrastructures énergétiques	2028	STEG / Autorités nationales	Détection précoce, réponse coordonnée,

Axe / Action	Horizon	Porteur	Impact attendu
critiques & exercices de crise cyber		compétentes	gestion des crises cyber
Gouvernance nationale des données énergétiques	2028	Gouvernement / Régulateur / STEG	Valorisation sécurisée de la donnée, souveraineté et maîtrise des usages
Cybersécurité intégrée aux appels d'offres et investissements stratégiques	2027-2028 puis permanent	Gouvernement / STEG / Maîtres d'ouvrage	Condition de réalisation et de réception des projets critiques
Développement des compétences et capacités nationales en cybersécurité énergétique et dans les autres filières énergétiques émergentes (charbon, SMR)	2027-2028 puis permanent	Gouvernement / STEG / Universités / Écosystème national	Réduction de la dépendance technologique, souveraineté numérique
Stratégie de communication/sensibilisation pérenne (dès février)	Annuel, 2027+	Gouvernement / STEG	Adhésion citoyenne, réduction de pointe
Gestion de la demande climatisation (8 leviers DSM, double pointe jour/soir)	2026-2030 (par levier)	STEG / Régulateur / Privé	Opérationnalise les 150-200 MW « effacement » et 150-200 MW « efficacité énergétique » déjà comptés en §5.1 (non additif) ; vise à contenir la variabilité de pointe de 25-30 % en base annuelle induite par la climatisation en canicule

9. Cadre stratégique complémentaire : Comité d'évaluation de l'OIT (Feuille de route nationale 2026-2035)

Cette section synthétise les apports de la « Feuille de route nationale pour la sécurité et la transformation du système énergétique tunisien 2026-2035 », proposition du Comité d'évaluation de la situation énergétique du Conseil de l'Ordre des Ingénieurs Tunisiens. Ce document propose un cadre de lecture complémentaire à celui des sections précédentes, structuré autour d'une planification intégrée Gaz-Électricité et de 17 piliers d'action (13 piliers cœur et 4 piliers complémentaires).

9.1. Diagnostic stratégique : la chaîne de vulnérabilité

La situation vécue durant l'été 2026 ne peut être considérée comme une difficulté conjoncturelle liée aux seuls épisodes de canicule. Elle révèle une vulnérabilité structurelle résultant de l'interaction entre la croissance de la demande,

l'augmentation des pointes estivales, l'impact des températures extrêmes, l'insuffisance de la marge de réserve, le vieillissement du parc, la dépendance au gaz naturel, les contraintes de transport et de distribution, la capacité d'accueil limitée des ENR, les pertes énergétiques, les contraintes financières et la nécessité d'accélérer la transition. La spécificité tunisienne réside dans le rôle central de la STEG, qui intervient à la fois sur l'électricité et sur le transport/distribution du gaz naturel ; la sécurité électrique et la sécurité gazière doivent donc être traitées comme deux composantes interdépendantes d'une même politique de sécurité énergétique nationale.

Le Comité représente cette vulnérabilité comme une chaîne causale : croissance de la demande → augmentation de la pointe → besoin accru de production thermique → augmentation de la consommation de gaz → pression sur l'approvisionnement gazier → dépendance accrue aux importations → pression financière → capacité d'investissement contrainte → retard des investissements → contraintes de production et de réseau → réduction de la marge de sécurité → vulnérabilité accrue aux événements climatiques extrêmes → risque de déficit et de délestage. L'objectif de toute feuille de route énergétique doit être de rompre cette chaîne.

9.2. Vision stratégique et phasage 2026-2035

Le système énergétique cible à l'horizon 2035 doit être sûr, résilient, flexible, diversifié, économiquement soutenable, moins dépendant des importations et capable d'intégrer massivement les énergies renouvelables. La transformation est organisée en trois phases, qui recoupent et précisent le séquençage par horizon de la section 3 :

- 2026-2027 : SÉCURISER : répondre à l'urgence, restaurer au mieux l'équilibre offre/demande, éviter la répétition de la situation de l'été 2026.
- 2028-2030 : STABILISER : assurer l'équilibre offre/demande et créer une marge de réserve structurelle, renforcer les réseaux électriques et gaziers.
- 2031-2035 : TRANSFORMER : construire un système flexible, avec une part croissante des énergies renouvelables et une diversification des sources d'approvisionnement en combustibles fossiles (gaz).

9.3. Planification intégrée Gaz-Électricité

Principe directeur : une centrale thermique peut être techniquement disponible mais incapable de fonctionner à pleine capacité si le gaz nécessaire n'est pas disponible. La planification électrique ne peut donc plus être conduite indépendamment de la planification gazière. Le Comité propose trois niveaux de bilan articulés :

- Bilan gazier = (production nationale + importations + ressources disponibles) – (consommation des centrales + industrie + résidentiel) = marge gazière.

- Bilan électrique = (production garantie + importations garanties + BESS + effacement) – demande à la pointe = marge électrique.
- Couplage : disponibilité du gaz → disponibilité des centrales → puissance électrique garantie.

9.4. Synthèse des 17 piliers d'action

Tableau 10 : Synthèse des 17 piliers d'action

Pilier	Contenu synthétique
1. Sécurisation immédiate de la production	Audit de la puissance réellement disponible par unité (installée, garantie, derating à 40/45/50°C, indisponibilités) ; programme national de récupération des MW perdus (cause, coût, délai, priorité) ; sélection des nouvelles capacités selon contribution à la pointe, puissance garantie, flexibilité, coût et délai.
2. Sécurité de l'approvisionnement gazier	Sécurisation et diversification des sources, renforcement des infrastructures critiques, amélioration de la prévision des besoins, synchronisation avec la planification des centrales.
3. Transformation du parc de production	Combinaison cible ENR + BESS + thermique flexible + interconnexions + maîtrise de la demande ; le gaz évolue progressivement vers un rôle de flexibilité, réserve et secours plutôt que de base.
4. Accélération des ENR (approche système)	Chaque projet évalué selon localisation, profil de production, contribution à la pointe, capacité d'évacuation, capacité du réseau, besoin de renforcement et de stockage, risque d'écèlement — pas de développement massif ENR sans planification simultanée du réseau et de la flexibilité.
5. Développement du stockage BESS	BESS traité comme infrastructure stratégique (réduction de pointe, déplacement solaire, réserves primaire/rapide, réglage fréquence/tension, réduction congestions) ; déploiement en trois phases 2026-27 / 2028-30 / 2031-35 jusqu'à un portefeuille national.
6. Renforcement et modernisation du réseau électrique	Couvre toute la chaîne HTB (400/225/150/90 kV) → HTA (30/15/10 kV) → BT (400/230 V) : nouvelles lignes et postes, critère N-1, stabilité statique/dynamique/transitoire et de fréquence, protection/téléconduite, adaptation à la localisation des nouveaux projets ENR.
7. Réseau prêt pour la production distribuée	Transition du modèle poste source → HTA → BT → consommateur vers un système bidirectionnel réseau ↔ PV distribué ↔ BESS ↔ consommateurs flexibles ; traitement des flux inversés, surtensions, protections directionnelles, îlotage, capacité d'accueil des DER.
8. Modernisation du réseau gazier	Diagnostic de capacité, identification des goulots d'étranglement, sécurisation de l'alimentation des centrales, téléconduite, surveillance des pressions, scénarios de rupture d'approvisionnement.
9. Maîtrise de la demande et réduction de la pointe	Industrie (effacement, déplacement de charge, autoproduction, stockage) ; tertiaire (efficacité, climatisation intelligente, effacement) ; résidentiel (équipements efficaces, isolation, gestion des chauffe-eau) — en cohérence avec les leviers DSM/DR déjà détaillés en section 6.5 et l'article DSM climatisation joint.
10. Réduction des pertes	Traitée comme une capacité énergétique virtuelle : diagnostic par zone, optimisation des tensions, compensation réactive,

Pilier	Contenu synthétique
	renouvellement des transformateurs, smart meters, réduction des pertes non techniques.
11. Interconnexions	Algérie, Libye, Italie (ELMED) — contribuent à la sécurité d'approvisionnement, la flexibilité, l'intégration ENR et l'optimisation économique, mais doivent compléter la capacité nationale sans s'y substituer.
12. Redressement économique et capacité d'investissement	Revenus (recouvrement, réduction des pertes, évolution tarifaire progressive) ; coûts (optimisation du dispatching, rendement) ; investissements (hiérarchisation, financement extérieur, partenariats).
13. Gouvernance et système d'information énergétique	Pas de nouvelle structure pour la gouvernance énergétique générale : valoriser l'Observatoire National de l'énergie et des mines existant via un tableau de bord national prospectif de sécurité énergétique, alimenté par les données STEG, production, système gazier, prévisions de demande, météo et réseau. Un dispositif dédié est en revanche mis en place spécifiquement pour le pilotage des ENR, avec un dispositif institutionnel à trois niveaux de gouvernance : - Niveau 1 : Comité national de pilotage travaillant sous la Présidence du Gouvernement - Niveau 2 : PMO, une petite cellule opérationnelle permanente auprès du ministère chargé de l'Énergie - Niveau 3 : Responsables de chantier avec un chef de file pour chaque chantier clairement identifié Ce dispositif à trois niveaux, propre au pilotage des ENR, s'articule avec la cellule de crise de l'horizon 0 (section 4.1) et la gouvernance dédiée du principe directeur n°4 (section 3) plutôt qu'il ne s'y substitue : la cellule de crise reste l'instance d'urgence de court terme, tandis que le Comité national de pilotage porte la trajectoire structurelle 2026-2035.
14. Diversification des combustibles	Réduction de la dépendance à un mix de combustibles unique (gaz naturel) par l'intégration progressive de vecteurs complémentaires (gaz de schiste, hydrogène vert, biomasse/biogaz le cas échéant), en cohérence avec la diversification du mix de production (section 6.2) et sans se substituer à la sécurisation de l'approvisionnement gazier (pilier 2).
15. Efficacité énergétique et ISO 50001	Généralisation des systèmes de management de l'énergie (ISO 50001) dans l'industrie et le tertiaire à forte consommation, audits énergétiques périodiques obligatoires, et valorisation des gains d'efficacité comme capacité évitée au même titre que les leviers de maîtrise de la demande (pilier 9).
16. Marchés publics et commande publique durable	Intégration de critères de performance énergétique et de sécurité d'approvisionnement dans les cahiers des charges des marchés publics (bâtiments publics, flottes, éclairage public), avec un effet d'entraînement sur la demande de solutions efficaces et produites localement.
17. Stockage longue durée	Développement de solutions de stockage complémentaires au BESS (pilier 5) pour des besoins de plusieurs heures à plusieurs jours (STEP, hydrogène, stockage thermique), afin de sécuriser la couverture des périodes de faible production ENR prolongée (canicule, épisodes anticycloniques). Ce pilier recouvre les compléments de stockage longue durée au-delà du STEP déjà identifié en section 6.2 (≈600 MW, mise en service 2035), afin d'éviter

Pilier	Contenu synthétique
	tout double comptage avec ce dernier. À titre de premier ordre de grandeur indicatif, à confirmer par une étude dédiée de dimensionnement (probabilité et durée des épisodes de faible production ENR prolongée, section 9.6), une fourchette de 200 à 400 MW pour une décharge de 8 à 24 heures ou plus, à l'horizon 2032-2035, permettrait de couvrir les épisodes anticycloniques multi-jours que ni le BESS courte durée (2-4 h, pilier 5) ni le STEP seul ne couvrent entièrement. Le choix technologique (hydrogène power-to-power, stockage thermique, ou extension du STEP) reste à arbitrer par le groupe STEG/OIT selon le coût complet et la maturité de chaque filière à cet horizon.

NB : Piliers ajoutés pour pallier le décalage réglementation, objectifs, ressources et délais.

9.5. Indicateur national de marge de sécurité énergétique

Le Comité recommande un suivi prospectif de la marge de sécurité à 7, 30 et 90 jours, avec l'objectif de passer de la gestion du déficit à l'anticipation du déficit :

- Électricité : puissance garantie + importations garanties + BESS disponible + effacement garanti – pointe prévue.
- Gaz : ressources disponibles – consommation maximale prévue.

Suivi de la mise en œuvre du plan lui-même. En complément de l'indicateur de marge de sécurité énergétique ci-dessus, qui mesure l'état du système, un tableau de bord de performance de la mise en œuvre du plan est recommandé : taux d'avancement MW par rapport au calendrier planifié (sections 5.5, 9.7), taux d'avancement des corridors de renforcement réseau, taux de recouvrement financier de la STEG, et effectifs pourvus dans les filières critiques (section 6.6). Ce tableau de bord de performance, distinct de l'indicateur de marge, permettrait au Comité de pilotage (pilier 13) de suivre non seulement où en est le système, mais où en est l'exécution du plan destiné à le sécuriser.

9.6. Nouvelle méthode de planification et scénarios obligatoires

Le Comité propose de reformuler la question de planification : non plus « combien de MW faut-il installer ? » mais « quel portefeuille optimal de production, stockage, gaz, réseau, interconnexions et flexibilité garantit la sécurité énergétique au moindre coût ? ». Les études nationales devraient intégrer systématiquement huit scénarios :

Tableau 11 : Scénarios obligatoires de planification (S1-S8)

Scénario	Description
S1	Situation normale
S2	Forte croissance de la demande
S3	Canicule prolongée 45-50°C
S4	Contrainte d'approvisionnement gazier

Scénario	Description
S5	Faible production éolienne et solaire
S6	Indisponibilité d'une ou plusieurs unités
S7	Scénario critique combiné (canicule + forte pointe + contrainte gaz + indisponibilité production)
S8	Scénario de transition énergétique (forte pénétration ENR + BESS + interconnexion + demande flexible)

Le scénario S7 (critique combiné) n'est pas une hypothèse d'école : il correspond aux conditions effectivement réunies lors de la crise de l'été 2026 (canicule prolongée, pointe de demande élevée, tension d'approvisionnement gazier et indisponibilités de production simultanées, section 2.4). Sa modélisation systématique dans les études futures permettra de vérifier que la marge de sécurité reconstituée par cette feuille de route résiste à la répétition, et non seulement à l'occurrence isolée, de chacun de ces facteurs.

Vers une pondération de probabilité des scénarios. Les huit scénarios S1-S8 sont aujourd'hui traités comme non pondérés. Une pondération indicative de probabilité d'occurrence par scénario (par exemple : courante / occasionnelle / rare pour S1-S6, et une fréquence de retour estimée pour le scénario combiné S7 sur la base des données climatiques et gazières historiques) permettrait de calculer une première approximation du LOLE recommandé en section 9.6, et de vérifier que le portefeuille de leviers retenu couvre en priorité les scénarios les plus probables plutôt que de traiter chaque scénario comme équivalent.

Traçabilité et priorisation des données. Afin de renforcer la robustesse méthodologique des prochaines mises à jour, il est recommandé d'adosser cette planification à trois pratiques complémentaires, déjà éprouvées dans les exercices de planification énergétique comparables :

- **Classification à quatre niveaux de preuve (A/B/C/D) :** chaque donnée chiffrée mobilisée dans le bilan de puissance et le chiffrage des leviers (sections 5 et 8) devrait être tracée selon son niveau de fiabilité (mesure directe, estimation d'exploitant, hypothèse d'expert, valeur indicative), afin que le lecteur distingue immédiatement les chiffres consolidés des ordres de grandeur encore à confirmer.
- **Priorisation des leviers par une approche de gestion des risques alignée sur l'IEC 31010 :** en complément de la priorisation multicritère déjà retenue (section 5.4), une grille de criticité formalisée (probabilité d'occurrence × sévérité de l'impact sur la sécurité d'approvisionnement) permettrait de justifier plus explicitement l'ordre de mobilisation des leviers auprès des autorités de tutelle.
- **Valorisation économique de la sécurité d'approvisionnement (VoLL / EENS) :** à titre de valeur de travail non réglementaire et non substituable à une étude tarifaire officielle, une valeur indicative du coût de l'énergie non distribuée (Value of Lost Load) pourrait être utilisée pour hiérarchiser économiquement les

investissements de sécurisation, en complément de leur chiffrage en MW ; toute valeur retenue devrait être explicitement signalée comme hypothèse de travail partout où elle est reprise, y compris dans les tableaux de synthèse isolément diffusés. À titre de première cible indicative à débattre avec le régulateur, un objectif de LOLE (Loss of Load Expectation) national de l'ordre de quelques heures par an à l'horizon 2030 donnerait un critère d'arrêt objectif au dimensionnement du portefeuille de leviers, en complément du seul empilement de MW jusqu'à couverture apparente du déficit brut.

9.7. Calendrier de mise en œuvre 2026-2035

Tableau 12 : Calendrier de mise en œuvre 2026-2035

Action	2026	2027	2028	2029-30	2031-35
Audit puissance garantie	•				
Récupération des MW	•	•	•		
Sécurisation gaz	•	•	•	•	•
Nouvelles capacités	•	•	•	•	•
BESS	•	•	•	•	•
ENR	•	•	•	•	•
Réseau HTB 400/225/150/90 kV	•	•	•	•	•
Réseau HTA 30/15/10 kV	•	•	•	•	•
Réseau BT 400/230 V	•	•	•	•	•
Réseau gazier	•	•	•	•	•
DSM / efficacité	•	•	•	•	•
Smart Grid	•	•	•	•	•
Interconnexions	•	•	•	•	•
Redressement STEG	•	•	•	•	•
Tableau de bord prospectif	•	•	•	•	•
Planification intégrée	•	•	•	•	•

9.8. Les 12 décisions prioritaires du Comité

- Adopter un Plan national de sécurité énergétique 2026-2030.
- Réaliser un audit indépendant de la puissance réellement garantie.
- Lancer un programme accéléré de récupération des MW disponibles dans le parc existant.
- Renforcer la coordination opérationnelle Gaz-Électricité.
- Sécuriser les approvisionnements gaziers nécessaires aux périodes critiques.

- Accélérer les nouvelles capacités de production nécessaires.
- Lancer un programme national BESS.
- Accélérer la mise en œuvre des projets ENR à travers la mise en place d'un plan d'actions dédié, intégrant les renforcements des réseaux.
- Lancer un programme national de maîtrise de la pointe.
- Prioriser les investissements critiques dans les réseaux 400/225/150/90 kV, 30/15/10 kV et BT.
- Mettre en place un tableau de bord prospectif de sécurité énergétique à partir des données existantes (Observatoire de l'énergie et des mines).
- Mettre en place un mécanisme permanent de coordination Gaz-Électricité-ENR-Réseaux-Finance.

9.9. Vision cible 2035 et principes directeurs

À l'horizon 2035, le système devra supporter simultanément une forte croissance de la demande, une canicule prolongée, des indisponibilités de production, une contrainte temporaire de gaz, une forte pénétration ENR et sa variabilité, des incidents réseau et des fluctuations des échanges internationaux ; en s'appuyant sur une production thermique efficace et flexible, le solaire, l'éolien, le BESS, la demande flexible, des réseaux HTB (400/225/150/90 kV) et HTA (30/15/10 kV) renforcés et modernisés, un réseau BT (400/230 V) renforcé, un réseau gazier sécurisé, des interconnexions, l'efficacité énergétique, le Smart Grid et une planification intégrée Gaz-Électricité.

Le Comité résume sa doctrine en six principes directeurs, qui font écho aux principes de la section 3 et les complètent :

- La planification électrique s'appuie systématiquement sur un bilan gazier.
- L'intégration massive des ENR exige un réseau renforcé et une flexibilité accrue.
- Le développement de capacité repose sur une analyse préalable de la puissance garantie.
- Le renforcement des réseaux doit anticiper l'évolution de la demande et des ENR.
- Tout investissement stratégique est conditionné par une analyse de résilience climatique.
- La transformation énergétique requiert une soutenabilité financière durable.

Le Comité formule la trajectoire de transformation en six glissements de paradigme : de la gestion de crise à l'anticipation ; de la puissance installée à la puissance garantie ; du gaz comme énergie dominante au gaz comme moyen de flexibilité ; des ENR intermittentes aux ENR intégrées avec stockage et réseau ; d'une

demande passive à une demande flexible ; d'une planification sectorielle à une planification intégrée Gaz-Électricité.

10. Repères internationaux

- Liban : location de navires-centrales (Powerships).
- Turquie : location de quatre navires-centrales GNL (~400 MW).
- Chine (Shanghai, 2022) : extinction des enseignes lumineuses, sobriété ; recours massif au charbon comme filet de sécurité.
- Maroc : part élevée du charbon dans le mix électrique (~55 %), dans un contexte de tensions sur les approvisionnements gaziers régionaux, tout en avançant sur le nucléaire/SMR.
- Émirats arabes unis : programme nucléaire conventionnel abouti, avec les quatre réacteurs APR1400 de Barakah en service (~5,6 GW) ; Égypte : construction en cours de la centrale d'El Dabaa (quatre réacteurs VVER-1200), première unité attendue vers 2028 ; Jordanie : aucun réacteur en construction, programme réorienté vers les petits réacteurs modulaires (SMR), encore au stade de pré-étude de faisabilité (depuis 2024) et d'accord de coopération (2025) (sources : World Nuclear Association ; KHNP).
- Union européenne : Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières, condition de compétitivité pour les exports tunisiens (>70 % vers l'UE).
- Chili : appels d'offres concurrentiels pour concessions solaires/éoliennes, coûts parmi les plus bas au monde.
- Californie : réponse à la « courbe en canard » par un déploiement massif de BESS.
- Espagne et Portugal : intégration ENR à grande échelle via un réseau maillé et interconnecté.
- Inde : enchères inversées pour centrales solaires au sol, baisse continue des prix.

11. Conclusion et prochaines étapes

La crise de l'été 2026 (retour d'expérience détaillé en section 2.4) ne constitue pas une simple crise ponctuelle de production électrique. Elle révèle une insuffisance de capacité garantie, aggravée par des conditions climatiques extrêmes, des retards dans la réalisation de capacités déjà planifiées, une forte dépendance au gaz naturel et des contraintes de réseau électrique et gazier. Le fait qu'un délestage manuel tournant ait atteint environ 35 % de la pointe de demande à un instant donné de juillet 2026 est un indicateur direct d'une marge de sécurité structurellement insuffisante, et non le résultat d'un aléa d'exploitation isolé ; d'autant que ce risque avait été identifié dès 2024. La formulation la plus juste du problème n'est donc pas

celle d'un déficit ponctuel d'électricité, mais celle d'un déficit de marge de sécurité énergétique structurelle, qui appelle une réponse pluriannuelle plutôt qu'une succession de mesures d'urgence reconduites chaque été.

Le groupe de travail constitué autour de ce dossier réunit une expertise technique rare, pluridisciplinaire et diversifiée : ingénieurs de la production, du transport, de la distribution et du gaz, en activité ou retraités de la STEG, sous l'égide de l'Ordre des Ingénieurs Tunisiens. Cette feuille de route en est la synthèse opérationnelle, désormais enrichie des précisions techniques de la note de stratégie court terme 2027-2028.

Trois conditions de réussite se dégagent des travaux du groupe et de la Note de 2023 :

- Un portage politique clair et continu, pour arbitrer rapidement les questions bloquantes (accès à l'eau souterraine, autorisations foncières, cadre de sûreté nucléaire, tarification du gaz, et — ajout de cette version — le cadre de la procédure d'acquisition spécifique STEG).
- Un financement soutenable, hiérarchisé par ordre de priorité et de rentabilité.
- Une exécution rigoureuse et suivie, avec des jalons vérifiables.

La prochaine étape recommandée reste la validation de cette feuille de route par les autorités de tutelle et sa transformation en plan d'action budgétisé et daté. Le chiffrage des leviers complémentaires ; refroidissement (systèmes de refroidissement TG 120/300 MW et CC single shaft, 200 MW en 2027 et 160 MW en 2028, sur un potentiel technique total de 450 MW dont le solde en 2029), fast-track TG à Mornaguia (300 MW, 2027) et conversion cycle ouvert en cycle combiné (≥ 120 MW, 2028) ; est désormais arbitré et intégré au bilan officiel des sections 5.1 et 5.2. Seule l'installation CC de 400-650 MW prévue en 2029 reste, par construction, hors du périmètre temporel de ce bilan 2027-2028 et relève de l'horizon structurel (section 6.2).

Le cadre proposé par le Comité d'évaluation de l'OIT (section 9) : planification intégrée Gaz-Électricité, indicateur de marge de sécurité à 7/30/90 jours, huit scénarios obligatoires (S1-S8) et 12 décisions prioritaires ; constitue la grille de lecture stratégique de cette feuille de route, pleinement convergente avec le plan chiffré des sections 5 et 8 : les deux volets partagent le même diagnostic de vulnérabilité structurelle, la même trajectoire en trois phases (sécuriser / stabiliser / transformer) et le même chiffrage MW des leviers communs (BESS, ENR, réseau). Cette version constitue ainsi la synthèse arbitrée et consolidée des deux exercices de planification.

11.1. Synthèse générale : l'ensemble des piliers et axes de la feuille de route

La feuille de route ne repose pas sur un levier unique mais sur l'empilement cohérent de quatre familles de leviers, construites à des échelles de temps différentes et détaillées chacune dans une section dédiée du document. Cette synthèse les additionne pour donner une vision d'ensemble de l'architecture complète du plan.

11.2. Les 4 principes directeurs (section 3)

- Réalisme et soutenabilité financière : un délestage minimisé progressivement en quantité et en durée, par une séquence d'actions urgentes, de renforcements puis de projets structurants, jusqu'à l'objectif de zéro délestage, en conditions normales comme lors d'épisodes climatiques sévères, appuyé sur une marge de réserve de 10 à 15 % ou équivalente à la plus grande unité de production (critère N-1).
- Séquençage par horizon : Action 0 / très court terme (2026-2027), court terme (2028-2029), moyen terme (2030-2035), long terme (au-delà de 2035).
- Approche système, non sectorielle : production, stockage, réseau et maîtrise de la demande progressent de façon coordonnée.
- Gouvernance dédiée et transparence : pilotage par une cellule unique, avec reporting régulier et public.

11.3. Les 7 axes techniques court terme 2027-2028 (sections 5.1 et 5.2)

- Gains sans gaz additionnel : refroidissement des turbines (200 MW en 2027, 160 MW en 2028, potentiel technique total 450 MW).
- Conversion cycle ouvert en cycle combiné : plus de 120 MW par centrale convertie, sans gaz additionnel.
- Maintenance : sécurisation de l'acquisition des pièces de rechange (préventif/curatif).
- Extension fast-track de turbines à gaz : 250 à 500 MW selon configuration.
- Procédure d'acquisition spécifique STEG : réduction des délais d'exécution.
- Capacités hors réseau STEG : groupes électrogènes industriels/agricoles, PV isolé (mini-grid, sous réserve d'un cadre juridique adéquat à mettre en place), incitations PV toiture.
- Communication de crise : stratégie de sensibilisation pérenne, démarrage annuel dès février.

11.4. Les 4 axes de réforme structurelle post-2028 (sections 6 et 7)

- **Gouvernance et cadre institutionnel (6.1) :** régulateur indépendant, Code de l'Électricité, réforme institutionnelle du secteur.
- **Diversification du mix de production et du réseau (6.2-6.3) :** ENR, STEP, SMR, charbon, GNL, corridors de transport très haute tension maillés, études de stabilité et de flexibilité.
- **Assainissement financier et efficacité énergétique (6.4-6.6) :** recouvrement, tarification, optimisation du dispatching, maîtrise de la demande climatisation, ressources humaines et compétences.
- **Digitalisation et cybersécurité (section 7) :** gouvernance sectorielle de la cybersécurité, cartographie des risques SCADA/OT, référentiels IEC 62443 / IEC 61850 / ISO 27001, souveraineté numérique.

11.5. Les 17 piliers du cadre stratégique du Comité d'évaluation de l'OIT (section 9.4)

- Pilier 1 : Sécurisation immédiate de la production.
- Pilier 2 : Sécurité de l'approvisionnement gazier.
- Pilier 3 : Transformation du parc de production.
- Pilier 4 : Accélération des ENR (approche système).
- Pilier 5 : Développement du stockage BESS.
- Pilier 6 : Renforcement et modernisation du réseau électrique.
- Pilier 7 : Réseau prêt pour la production distribuée.
- Pilier 8 : Modernisation du réseau gazier.
- Pilier 9 : Maîtrise de la demande et réduction de la pointe.
- Pilier 10 : Réduction des pertes.
- Pilier 11 : Interconnexions.
- Pilier 12 : Redressement économique et capacité d'investissement.
- Pilier 13 : Gouvernance et système d'information énergétique.
- Pilier 14 : Diversification des combustibles (pilier complémentaire).
- Pilier 15 : Efficacité énergétique et ISO 50001 (pilier complémentaire).
- Pilier 16 : Marchés publics et commande publique durable (pilier complémentaire).
- Pilier 17 : Stockage longue durée (pilier complémentaire).

Au total, la feuille de route additionne ainsi 4 principes directeurs, 7 axes techniques court terme, 4 axes de réforme structurelle et 17 piliers stratégiques du cadre OIT (13 piliers cœur et 4 piliers complémentaires ajoutés pour pallier le décalage

réglementation-objectifs-ressources-délais : diversification des combustibles, efficacité énergétique/ISO 50001, marchés publics durables et stockage longue durée), soit 32 axes et piliers de correction qui, ensemble, couvrent l'intégralité de la chaîne de valeur électrique et gazière tunisienne : production, réseau, stockage, demande, finances, gouvernance et digitalisation. Ces axes ne sont pas concurrents mais emboîtés : les 7 axes techniques et les leviers chiffrés des sections 5.1-5.2 opérationnalisent l'horizon 2027-2028 ; les 4 axes de réforme structurelle prolongent l'effort au-delà de 2028 ; les 17 piliers du Comité d'évaluation de l'OIT en constituent la grille de lecture stratégique de long terme, à l'horizon 2035 ; et les 4 principes directeurs garantissent la cohérence d'ensemble du dispositif, du court au long terme.

11.6. Conclusion générale

La crise de l'été 2026 a révélé, plus qu'elle ne l'a créé, un déficit structurel de marge de sécurité énergétique documenté depuis 2023. Cette feuille de route apporte une réponse à la hauteur de ce constat : elle ne cherche pas à résoudre la crise par un investissement unique, mais à reconstituer progressivement la marge de sécurité du système électrique et gazier tunisien par l'addition cohérente de leviers de court terme et de réformes structurelles de moyen et long terme. Cette conclusion générale reprend, en trois temps, les constats qui fondent le diagnostic, l'analyse qui en découle, et les recommandations opérationnelles qui en résultent.

11.6.1. Constats

- **Un déficit structurel, non conjoncturel** : documenté dès 2023 par le Conseil des Sciences de l'Ingénierie, ce déficit s'est matérialisé à l'été 2026 par un délestage manuel tournant ayant atteint environ 35 % de la pointe de demande à un instant donné (section 2.4), un niveau qui traduit une insuffisance de marge de sécurité et non un aléa d'exploitation isolé.
- **Une dépendance critique au gaz naturel** : 96-97 % de la production électrique repose sur le gaz, dont 75 % d'origine algérienne, avec des tensions documentées sur les quantités additionnelles depuis 2021 (section 2.2) ; la sécurité électrique et la sécurité gazière doivent être traitées comme deux composantes d'une même politique (section 9.1).
- **Un sous-investissement historique et des retards d'exécution déjà matérialisés** : des projets de 700 MW et 500 MW ont été ajournés ou retardés par le passé (section 2.4), ce qui fait du risque d'exécution une donnée avérée plutôt qu'une hypothèse pour les projets structurants à venir (section 6.2).
- **Des contraintes réseaux aussi limitants que les contraintes de production** : goulots d'étranglement HTB/HTA déjà identifiés (section 2.2), capacité d'accueil ENR à vérifier avant raccordement, et besoin d'un plan directeur réseau explicitement harmonisé avec le calendrier des projets ENR (section 5.1.7).

11.6.2. Analyse

- **Une trajectoire qui se resserre progressivement, sans basculer en surplus avant l'arrivée des projets structurants** : le déficit résiduel de 1 250 MW à l'été 2027 (phase la plus critique) se réduit à 1 190 MW fin 2028, sans se résorber complètement (section 5.3) : la vigilance ne doit donc pas se relâcher après 2028, dans l'attente des projets structurants (STEP, charbon, SMR, ELMED) attendus à partir de 2031-2032.
- **Le charbon comme choix stratégique d'indépendance énergétique, borné et assumé** : 1 300 MW retenus non comme un retour à une base carbonée mais comme un filet de sécurité calibré, réduisant la dépendance gazière tout en restant compatible avec la trajectoire de 30-35 % d'ENR en 2030 puis 50 % en 2035 (section 6.2).
- **Une trajectoire ENR qui doit rester une conséquence de la capacité du système, non un objectif autonome** : l'accélération des énergies renouvelables doit être subordonnée aux études d'adéquation, de flexibilité, de stabilité, de fiabilité et de résilience, et non l'inverse (point de vigilance stratégique, section 6.2).
- **Une exigence de traçabilité des données qui conditionne la crédibilité du plan** : les chiffres pivots du bilan de puissance (comme la puissance disponible ferme) doivent rester vérifiables et actualisables selon une classification à quatre niveaux de preuve (A/B/C/D, section 9.6), au même titre que la priorisation des leviers doit être documentée et non seulement présentée en résultat.

11.6.3. Recommandations

- **Décider et lancer sans délai les projets structurants** : appels d'offres STEP et charbon dès 2027, décision de principe et cadre réglementaire de sûreté nucléaire pour le SMR dès 2026-2027 : la date de mise en service de 2031 à 2040 dépend directement de la rapidité de ces préparatifs (section 5.3).
- **Adosser le pilotage à un indicateur de fiabilité et à un tableau de bord de performance** : cible indicative de LOLE à l'horizon 2030, en complément de l'indicateur de marge de sécurité à 7/30/90 jours (section 9.5), et suivi de l'exécution du plan lui-même (MW mis en service, avancement réseau, recouvrement financier, effectifs pourvus dans les filières critiques, section 6.6). Chaque mesure prioritaire devra en outre être assortie d'un plan de contingence (« plan B ») en cas de retard, ce dispositif de pilotage constituant un outil d'aide à la décision partagé entre le Gouvernement et la STEG.
- **Sécuriser un financement hiérarchisé et un plan d'investissement consolidé** : **agrégation** du chiffrage par grande catégorie, traitement explicite de l'exposition de change, et arbitrage des options de trajectoire tarifaire (section 6.4).

- **Traiter le capital humain comme un levier de sécurité au même titre que les MW :** diagnostic des filières critiques, plan de recrutement et de formation ciblé, transfert de compétences des cadres expérimentés (section 6.6).
- **Maintenir un portage politique clair et continu, une exécution rigoureuse et suivie :** conditions déjà identifiées par le groupe de travail STEG/OIT et par la Note de 2023, et qui restent, in fine, les trois conditions transversales de réussite de l'ensemble du dispositif.