Donner aux régulateurs méditerranéens les moyens d'un avenir énergétique commun.

Groupe de travail sur l'électricité (Groupe de travail ELE)

Options réglementaires pour la stimulation des investissements dans les infrastructures

Établissement des faits et examen des défis concernant les investissements dans les infrastructures

RÉF. : MED18-26GA - 4.5.1

VERSION FINALE

MEDREG est cofinancé par l'Union européenne

MEDREG – Association des régulateurs méditerranéens de l'énergie
Corso di Porta Vittoria, 20122 – 20122 Milan, Italie – Tél. +39 02 655 65 529 – Fax +39 02 655 65 562
info@medreg-regulators.org – www.medreg-regulators.org

À propos de MEDREG

MEDREG est l'association des Régulateurs méditerranéens de l'énergie, regroupant 25 régulateurs provenant de 21 pays de l'Union européenne, des Balkans et d'Afrique du Nord.

Les régulateurs méditerranéens collaborent pour promouvoir une plus grande harmonisation des législations et des marchés régionaux de l'énergie, en recherchant une intégration progressive des marchés dans le bassin euro-méditerranéen.

Grâce à une coopération et à un échange constant d'informations entre ses membres, MEDREG vise à promouvoir les droits des consommateurs, l'efficacité énergétique, les investissements dans les infrastructures et leur développement, sur la base de systèmes énergétiques fiables, sûrs, rentables et durables du point de vue environnemental.

MEDREG constitue une plate-forme d'échange d'informations et d'assistance pour ses membres, ainsi que d'activités de renforcement des capacités par l'intermédiaire de webinaires, de sessions de formation et d'ateliers.

Le secrétariat de MEDREG est situé à Milan, en Italie. MEDREG est cofinancé par l'Union européenne

Pour en savoir plus, rendez-vous sur www.medreg-regulators.org.

Si vous avez des questions au sujet du présent document, veuillez contacter :

Secrétariat de MEDREG

Téléphone : +39 02 65565 524

E-mail : vlenzi@medreg-regulators.org

Cette publication a été produite avec le soutien financier de l'Union européenne. Son contenu relève de la responsabilité exclusive de MEDREG et ne reflète pas nécessairement le point de vue de l'Union européenne.

Remerciements

Le présent rapport est le résultat du travail entrepris par le groupe de travail ELE et le Secrétariat de MEDREG pour la période de mars à décembre 2018.

Principaux rédacteurs : M. Benoît Esnault (CRE - France), M. Matteo Lambicchi et Mme Veronica Lenzi (Secrétariat de MEDREG)

Résumé analytique

Les décisions d'investissement dans les systèmes d'électricité revêtent une importance cruciale, car elles doivent garantir à long terme la correspondance entre les besoins des consommateurs et les capacités d'approvisionnement de production et des infrastructures. Les systèmes d'électricité articulent diverses activités complémentaires. Les politiques d'investissement doivent s'appuyer sur une évaluation correcte des situations nationales et sur l'identification des besoins prioritaires.

Dans les Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (PSEM), l'investissement est souvent compliqué en raison des ressources financières limitées et des capacités industrielles restreintes. Le niveau de développement économique est effectivement un paramètre clé, car la pauvreté exacerbe le besoin de se concentrer sur les domaines prioritaires. En outre, l'augmentation rapide des besoins de la population complique encore davantage la planification du système.

L'objectif du présent rapport est d'évaluer le niveau de développement des systèmes électriques et de déterminer les priorités et les défis relatifs à la stimulation des investissements pertinents. À partir de cela, les éléments suivants semblent être cruciaux pour aborder le développement du système de manière efficace :

- Une stratégie nationale claire ;
- Une description cohérente du système et son intégration dans le bouquet énergétique ;
- Une réflexion approfondie sur le niveau de coordination verticale tout au long de la chaîne de production d'électricité.

L'évaluation des situations nationales exécutée par les membres de MEDREG fournit des illustrations intéressantes de la façon dont l'intégration des deux rives de la Méditerranée est un aspect essentiel pour la stabilité et le développement durable de la région. La possibilité de combiner et d'exploiter les systèmes d'électricité présentant des complémentarités en matière de profils de charge et de bouquet de production d'une manière plus intégrée constitue une valeur ajoutée avec un impact direct sur l'augmentation de l'efficacité énergétique dans le cadre de l'intégration des réseaux de transmission et sur la réduction du coût et de l'empreinte environnementale de l'électricité. Si cette combinaison est mise en place, les bénéficiaires seront les clients finaux/les citoyens et l'environnement. En ce sens, le rôle de l'ANR et des GRT est crucial afin d'améliorer la coordination des systèmes, cela dans le but de contribuer à la création d'un marché intégré de l'électricité.

En termes de planification de l'investissement et de développement de l'interconnexion, bien que dans l'UE, la conception du marché et le niveau de développement des marchés d'électricité permettent d'exécuter des modèles de simulation de marché en évaluant les projets en fonction des prix de gros dans le reste du bassin méditerranéen, il est beaucoup plus difficile d'adopter une telle approche. L'évaluation de la valeur sociale des projets d'interconnexion est entravée par le manque d'harmonisation des fonctionnements de systèmes et les conditions sont moins favorables qu'en Europe pour une intégration transfrontalière efficace. La topologie des systèmes existants dans les pays PSEM est très différente et les réseaux sont moins maillés car ils suivent le littoral, où se concentrent les populations. De plus, le manque de marges de réserve du côté de la production et l'augmentation soutenue de la consommation dans un contexte d'organisation non

concurrentielle des marchés compliquent encore plus la création d'une approche harmonisée de réseau.

Ce rapport affirme que pour de booster l'investissement, il est nécessaire d'évaluer clairement les priorités aux niveaux national et régional. Il est important d'avoir une vue d'ensemble des systèmes énergétiques afin de garantir la cohérence des choix. À cet égard, les efforts doivent s'inscrire sur le long terme, ce qui inclut l'évaluation des besoins et des éventuelles solutions pour les satisfaire, en organisation le développement des approvisionnements énergétiques, de la production d'électricité, des réseaux de transmission et de distribution et des interconnexions. Les processus d'investissement sont longs, il est donc crucial de promouvoir la stabilité et la transparence en ce qui concerne l'organisation et la réglementation institutionnelles, à la fois pour les investisseurs nationaux et étrangers.

L'intervention des régulateurs doit être liée aux objectifs de politique énergétique nationaux, par exemple dans le contexte d'un dialogue avec les pouvoirs publics et les compagnies d'électricité. L'indépendance du régulateur doit garantir une objectivité et un niveau d'expertise élevé afin d'encadrer correctement l'action des opérateurs et de fixer un cadre de gouvernance efficace.

Afin de correctement stimuler l'investissement dans la région méditerranéenne, MEDREG formule les recommandations de priorités suivantes :

- **Clarifier l'architecture institutionnelle à l'échelle nationale** : alors que les GRT appartiennent généralement à l'État et sont sous le strict contrôle du gouvernement, le développement des systèmes d'électricité associe des investissements publics et privés, en particulier en ce qui concerne la production. Afin d'améliorer l'attractivité des pays, les objectifs nationaux et l'architecture institutionnelle doivent être clarifiés afin de bien concevoir les règles et de créer des incitations pour chaque catégorie d'acteurs.
- **Améliorer la capacité de planification de l'investissement :** En se basant sur une vision à long terme, il est essentiel d'évaluer les éventuels facteurs à mobiliser et d'estimer minutieusement la charge financière des investissements. Dresser un tableau cohérent des besoins est essentiel pour gérer efficacement les développements complémentaires : planification de réseaux, développement de la production et évolution de la demande doivent être abordés conjointement pour une coordination efficace à long terme.
- **Garantir un bon niveau de transparence et de savoir-faire :** encourager l'investissement, la stabilité institutionnelle et la transparence des règles constituent des facteurs clés. Les investisseurs étrangers exigent généralement des garanties au sujet des structures de risque et de la couverture. De plus, le fait de fournir un renforcement des capacités dédié aux principaux décideurs du secteur de l'énergie contribuerait au partage des meilleures pratiques dans la région.
- **S'appuyer sur les compétences des régulateurs :** Les autorités réglementaires sont des institutions qui participent à la création d'un climat d'investissement sain. En fait, leur rôle consiste à travailler en étroite collaboration avec les opérateurs en veillant à ce que les processus d'investissement soient gérés efficacement. Ils jouent également un rôle crucial dans l'adaptation des règles pour combler les éventuelles lacunes réglementaires entravant les flux d'énergie transfrontaliers.

Documents apparentés

Documents MEDREG

- « Interconnection infrastructures in the Mediterranean: a challenging environment for investments », MEDREG, 2015.

- « Mediterranean Energy Regulatory Outlook 2017 », MEDREG, 2017.

- Récents défis dans les pays MEDREG Résumé d'études de cas rassemblées par le groupe de travail ELE, MEDREG, document interne.

Documents externes

- « Consolidating a secure and sustainable electricity infrastructure in the Mediterranean region. The Mediterranean project », Med-TSO, 2018.
- « Rapport annuel 2016 », National Electric Power Corporation, 2016.

- « Description of the Reference Energy Scenarios », Med-TSO, 2016.

- « Lebanon's Gas Trading Options. The Lebanese Center for Policy Studies », Bassam Fattouh et Laura El-Katiri, 2015.
- « Rapport mondial 2017 sur le GNL », International Gas Union, 2018.
- « Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan. Country Report Lebanon », Consortium MVVdecon/ENEA/RTE-I/Sonelgaz/Terna.
- « Large-Scale Electricity Interconnection. Technology and prospects for cross-regional networks », Agence internationale de l'énergie, 2016.
- « Securing Energy for Development in West Bank and Gaza », Groupe de la Banque mondiale, 2017.

Table des matières

TABLE DES MATIÈRES 6

1. INTRODUCTION 12

2. MISE EN CONTEXTE 14

2.1. Perspectives de la demande 14

2.2. Partage des ressources et interconnexions 15

2.3. Intégration Nord-Sud 16

3. PROCESSUS D'INVESTISSEMENT 18

3.1. Maturité des systèmes 18

3.2. Infrastructures : de l'identification des besoins à la réalisation 19

3.3. La question de la planification de l'investissement 20

4. QUESTIONS PRIMORDIALES DANS LES PAYS DU SUD ET DE L'EST DE LA MÉDITERRANÉE 22

4.1. Diversité de situations dans la région méditerranéenne 22

4.2. Concentration sur certains pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée 24

5. VERS DES RÉGIONS INTERCONNECTÉES 29

5.1. Problèmes en rapport avec le développement des interconnexions 29

5.1.1. La sous-région du Maghreb 30

- Algérie 30
- Maroc 32
- Tunisie 33

5.1.2. La sous-région du Machrek 34

- Égypte 34
- Israël 36
- Jordanie 37
- Liban 38
- Libye 38
- Palestine 39

6. DÉTERMINER DES OUTILS RÉGLEMENTAIRES APPROPRIÉS 41

6.1. Différentes catégories d'investissements dans une perspective réglementaire 41

6.2. Facteurs à l'origine des besoins d'investissement et des politiques 42

6.3. Perspectives d'investissement 43

6.4. Le besoin de coordination des GRT 44

7. RECOMMANDATIONS CONCERNANT LES PRIORITÉS 46

ANNEXE 1 - PRÉSENTATION DES SYSTÈMES D'ÉLECTRICITÉ DANS LES PAYS DE L'EST ET DU SUD DE LA MÉDITERRANÉE 49

1.1. Algérie 49

1.1.1. Production 49
- Capacité installée 49
- Production électrique 49
- Société de production d'électricité 49

1.1.2. Approvisionnement 50
- Transport et distribution 50
- Sociétés de transport et distribution 50

1.1.3. Demande 50
- Consommation d'électricité 50
- Mesures d'efficacité énergétique 51

1.1.4. Tarifs 51

1.2. Égypte 52

1.2.1. Production 52
- Capacité installée 52
- Production électrique 52
- Société de production d'électricité 52

1.2.2. Approvisionnement 52
- Transport et distribution 52
- Sociétés de transport et distribution 53

1.2.3. Demande 53
- Consommation d'électricité 53
- Mesures d'efficacité énergétique 53

1.2.4. Tarifs 53

1.3. Israël 54

1.3.1. Production 54
- Capacité installée 54
- Production électrique 54
- Société de production d'électricité 55

1.3.2. Approvisionnement 55
- Transport et distribution 55

- Sociétés de transport et distribution 55

1.3.3. Demande 55
- Consommation d'électricité 55
- Mesures d'efficacité énergétique 55

1.3.4. Tarifs 56

1.4. Jordanie 56

1.4.1. Production 56
- Capacité installée 56
- Production électrique 57
- Société de production d'électricité 57

1.4.2. Approvisionnement 57
- Transport et distribution 57
- Sociétés de transport et distribution 57

1.4.3. Demande 57
- Consommation d'électricité 57
- Mesures d'efficacité énergétique 58

1.4.4. Tarifs 58

1.5. Liban 59

1.5.1. Production 59
- Capacité installée 59
- Production électrique 60
- Société de production d'électricité 60

1.5.2. Approvisionnement 61
- Transport et distribution 61
- Sociétés de transport et distribution 61

1.5.3. Demande 61
- Consommation d'électricité 61
- Mesures d'efficacité énergétique 62

1.5.4. Tarifs 62

1.6. Maroc 63

1.6.1. Production 63
- Capacité installée 63
- Production électrique 63
- Société de production d'électricité 64

1.6.2. Approvisionnement 64
- Transport et distribution 64
- Sociétés de transport et distribution 64

1.6.3. Demande 64
- Consommation d'électricité 64
- Mesures d'efficacité énergétique 64

1.6.4. Tarifs 65

1.7. Palestine 65

1.7.1. Production 65
- Capacité installée 65
- Production électrique 65
- Société de production d'électricité 66

1.7.2. Approvisionnement 66
- Transport et distribution 66
- Sociétés de transport et distribution 66

1.7.3. Demande 67
- Consommation d'électricité 67
- Mesures d'efficacité énergétique 67

1.8. Tunisie 68

1.8.1. Production 68
- Capacité installée 68
- Production électrique 68
- Société de production d'électricité 68

1.8.2. Approvisionnement 68
- Sociétés de transport et distribution 68

1.8.3. Demande 68
- Consommation d'électricité 68
- Mesures d'efficacité énergétique 69

1.8.4. Tarifs 69

ANNEXE 2 – LISTE DES ABRÉVIATIONS 71

Récapitulatif des figures

Figure 1. Interconnexions d'électricité dans le bassin méditerranéen (Source : Med-TSO) ..30
Figure 2. Production électrique selon la source en Algérie (2016, %) (Source : ENERDATA) 49
Figure 3. Consommation d'électricité en TWh (Source : ENERDATA).....50
Figure 4. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages (c USD/kWh) (Source : ENERDATA) 51
Figure 5. Production électrique selon la source en Égypte (2016, %) (Source : ENERDATA) 52
Figure 6. Consommation d'électricité en Égypte en TWh (Source : ENERDATA).....53
Figure 7. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages en Égypte (c USD/kWh). (Source : ENERDATA) 54
Figure 8. Capacité électrique installée par source en Israël (2016, %) (Source : ENERDATA) 54
Figure 9. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages en Israël (c USD/kWh). (Source : ENERDATA) 56
Figure 10. Capacité électrique installée par source en Jordanie (2016, %) (Source : ENERDATA) 56
Figure 11. Consommation d'électricité en TWh en Jordanie (Source : ENERDATA) 58
Figure 12. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages en Jordanie (c USD/kWh). (Source : ENERDATA) 58
Figure 13. Capacité électrique installée par source au Liban (2016, %) (Source : ENERDATA) 59
Figure 14. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages au Liban (c USD/kWh). (Source : ENERDATA) 63
Figure 15. Capacité électrique installée par source au Maroc (2016, %) (Source : ENERDATA) 63
Figure 16. Consommation d'électricité en TWh au Maroc (Source : ENERDATA).....64
Figure 17. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages au Maroc (c USD/kWh). (Source : ENERDATA) 65
Figure 18. Capacité électrique installée par source en Tunisie (2016, %) (Source : ENERDATA) 68
Figure 19. Consommation d'électricité en TWh en Tunisie (Source : ENERDATA) 69
Figure 20. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages en Tunisie (c USD/kWh). (Source : ENERDATA) 70

Récapitulatif des tableaux

Tableau 1. Processus d'investissement dans les infrastructures - Source : MEDREG (2016) 19
Tableau 2. Systèmes d'électricité nationaux dans le bassin méditerranéen (2016). Source : MedTSO & Enerdata 22
Tableau 3. Production d'électricité (TWh) et capacité d'électricité installée (GW) en Turquie 28
Tableau 4. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Algérie 31
Tableau 5. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Algérie (Med-TSO) 31
Tableau 6. Projets d'interconnexion d'électricité existants au Maroc 32
Tableau 7. Futurs projets d'interconnexion d'électricité au Maroc 33
Tableau 8. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Tunisie 33
Tableau 9. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Tunisie 34
Tableau 10. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Égypte 35
Tableau 11. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Égypte 35
Tableau 12. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Israël 36
Tableau 13. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Jordanie 37
Tableau 14. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Jordanie 38
Tableau 15. Projets d'interconnexion d'électricité existants au Liban 38
Tableau 16. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Libye 39
Tableau 17. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Libye 39
Tableau 18. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Palestine 40
Tableau 19. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Palestine 40
Tableau 20. Consommation d'électricité en Israël en TWh. (Source : ENERDATA) 55
Tableau 21. Consommation d'électricité au Liban en TWh (Source : (Source : ENERDATA) 61

1. Introduction

Les décisions d'investissement dans les systèmes d'électricité revêtent une importance cruciale, car elles doivent garantir à long terme la correspondance entre les besoins des consommateurs et les capacités d'approvisionnement de production et des infrastructures. Les systèmes d'électricité sont complexes. Ils associent de nombreux actifs différents qui doivent être développés et exploités de manière coordonnée. Les décisions d'investissement peuvent couvrir de nombreuses situations différentes selon la maturité globale et la structure de gouvernance des systèmes.

Dans la région méditerranéenne on observe un immense contraste entre le Nord et le Sud. Au nord, le développement de l'approvisionnement a été effectué il y a plusieurs décennies, ce qui signifie que la plupart des investissements actuels peuvent être considérés comme « marginaux » par rapport à la base des actifs des opérateurs. En outre, le financement de l'investissement est relativement facile, provenant d'un environnement d'investissement plutôt sécurisé.

Dans les PSEM, l'investissement concerne la gestion des ressources financières restreintes et des capacités industrielles et humaines limitées. Le niveau de développement économique est effectivement un paramètre clé, car la pauvreté exacerbe le besoin de se concentrer sur les domaines prioritaires. En outre, l'augmentation rapide des besoins de la population complique encore davantage la planification du système.

L'objectif du présent rapport est d'évaluer le niveau de développement des systèmes électriques et de déterminer les priorités et les défis relatifs à la stimulation des investissements pertinents. À partir de cela, les éléments suivants semblent être cruciaux pour aborder le développement du système de manière efficace :

- Une stratégie nationale claire
- Une description cohérente du système et son intégration dans le bouquet énergétique
- Une réflexion approfondie sur le niveau de coordination verticale tout au long de la chaîne de production d'électricité

En Europe, les régulateurs se concentrent principalement sur le développement adapté des réseaux de transmission et de distribution. Cependant, étant donné que le régulateur assume également un rôle visant à garantir une bonne sécurité de l'approvisionnement, il porte la responsabilité d'une capacité de production adéquate, bien que la question de déterminer de la capacité exacte soit souvent laissée à l'appréciation du marché. Ainsi, même si le champ de compétences des régulateurs en termes d'investissement est souvent limité aux infrastructures du réseau, lorsque d'importants développements de production sont également requis, la planification du réseau et celle de la production doivent être abordées conjointement. Cela signifie soit que les régulateurs doivent coopérer avec d'autres institutions (ministères), soit que leur rôle doit être adapté en conséquence et peut donc être différent des pays européens.

L'intervention des régulateurs doit être liée aux objectifs de politique énergétique nationaux, par exemple dans le contexte d'un dialogue avec les pouvoirs publics et les compagnies d'électricité. L'indépendance du régulateur doit garantir une objectivité et un niveau d'expertise

élevé afin d'encadrer correctement l'action des opérateurs et de fixer un cadre de gouvernance efficace.

2. Mise en contexte

2.1. Perspectives de la demande

La demande en électricité continue à progresser rapidement sur les rive sud de la Méditerranée où la consommation a été multipliée par 10 depuis 1980. Cette augmentation peut s'expliquer par différents facteurs dont : la croissance de la population, l'urbanisation, l'industrialisation et des prix de l'électricité maintenus artificiellement bas à cause des subventions gouvernementales.

Bien que les rythmes de croissance aient ralenti ces dernières années en raison d'une activité économique plus faible et d'une augmentation du prix de l'électricité due à une réduction des subventions, la plupart des pays peinent encore à répondre à une demande croissante d'électricité. À l'avenir, les gouvernements vont continuer à relever ce défi en accélérant les nouveaux projets et en mettant à jour leurs infrastructures, en investissant lourdement tout en essayant de renforcer le rôle du secteur privé dans la production d'électricité, comme pour les partenaires et les financeurs.

Arab Petroleum Investments Corporation prévoit que le secteur de l'électricité dans la région Moyen-Orient et Afrique du Nord aura besoin de 260 milliards de $ d'investissement ces cinq prochaines années pour répondre à une demande augmentant de 6,4 % par an. L'investissement est réparti entre la production d'électricité, avec 152 milliards de $ (pour ajouter environ 110 GW de capacité), et la transmission et la distribution, avec 108 milliards de $.

Pour sa part, l'OME (2016) a estimé que la croissance existante allait drainer des investissements de plus de 715 milliards de $ d'ici 2030 afin de garantir la production supplémentaire nécessaire, alors que, selon MedTso (2016), 3 000 MW d'interconnexions Nord-Sud dans le bassin méditerranéen seraient requis, nécessitant un investissement de l'ordre de 20 milliards d'€ d'ici 2020.

La situation dans la région méditerranéenne a fait l'objet d'un examen plus approfondi (juillet 2016) par l'OME, l'ADEME et Med REG dans le « Scénario sur la transition énergétique en Méditerranée à l'horizon 2040 ». Il est fondé sur « un scénario conservateur » (business as usual) et sur un « scénario de transition énergétique », avec la mise en œuvre des mesures les plus avancées actuellement sur les plans techniques, économiques et institutionnels, pour un déploiement à grande échelle de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. Ce scénario ne suppose pas d'avancées technologiques majeures, mais le déploiement des technologies existantes et des politiques et des mesures d'efficacité énergétique raisonnables dans tous les pays de la Méditerranée. La production électrique dans les pays méditerranéens en particulier augmenterait de 77 % d'ici 2040 dans le scénario conservateur, mais uniquement de 22 % (ou 240 GW) dans le scénario de transition, évitant ainsi 200 GW supplémentaires d'infrastructures de production basées sur les combustibles fossiles, en soulignant les avantages que l'efficacité énergétique peut apporter aux pays. Le scénario de transition suppose que la part des énergies renouvelables augmenterait de 11 % actuellement à 27 % du bouquet énergétique de la région et que les sources d'énergie renouvelable non hydrauliques se développeraient pour fournir 66 % de la capacité totale installée dans le Sud d'ici 2040, atteignant 179 GW (59 % provenant de panneaux photovoltaïques). Bien que le scénario de transition semble fondé sur l'efficacité et les énergies renouvelables, il est toujours

caractérisé par un besoin d'investissement énorme tant dans les actifs de production et de transmission que de distribution.

Il est évident qu'un développement efficace et coordonné au niveau régional se prête à ce scénario. Le développement du commerce transfrontalier de l'électricité devrait être considéré comme un supplément à la capacité de production, évitant des redondances coûteuses. Une stratégie cohérente pour la coopération régionale et la stimulation du commerce intra-régional serait grandement avantageuse, notamment car elle ferait la promotion d'une utilisation plus efficace de la capacité existante.

En s'intéressant aux avantages d'un accroissement de la coopération et du commerce, la région présente un intérêt évident dans la consolidation de la coopération institutionnelle et de la cohérence réglementaire, en suivant, dans une certaine mesure, des initiatives mises en place dans d'autres régions du monde, où les marchés sont cependant substantiellement plus « avancés ».

2.2. Partage des ressources et interconnexions

Les gouvernements placent les questions de sécurité énergétique au cœur de leurs programmes. Dans certains pays, cela se traduisait par des mesures de diversification du bouquet énergétique par l'utilisation des énergies renouvelables. Cela a également incité des pays à diversifier les sources d'importations d'énergie. Cela concerne principalement les pays qui dépendent du gaz importé par pipeline.

En principe, le commerce d'électricité devrait améliorer la sécurité énergétique de la région, en particulier dans les pays qui subissent des coupures de courant régulières. À l'heure actuelle, la plupart des échanges d'électricité sur les interconnexions existantes ont lieu en cas d'urgence afin de couvrir des coupures imprévues ou planifiées pour des raisons de maintenance. Il semble cependant que les pays continuent à se concentrer sur la satisfaction de leurs propres besoins par l'investissement dans la production électrique locale.

L'intégration des Systèmes d'électricité méditerranéens avec le partage des ressources (production d'électricité, exigences et connaissances techniques) pourrait aboutir à la réduction des coûts et des risques d'investissements dans les infrastructures avec des avantages pour le client final et une meilleure viabilité des investissements. En fait, une meilleure intégration régionale de l'électricité permettrait de :

- Faciliter l'intégration des SER dans la région méditerranéenne en général ainsi que l'échange de sources d'énergie renouvelables entre le Nord et le Sud et d'encourager des échanges de SER rentables ;
- Accroître l'efficacité énergétique après l'intégration du réseau de transmission d'électricité ;
- Augmenter la sécurité et la fiabilité énergétiques ;
- Réaliser des économies d'échelle dans les investissements avec une meilleure répartition des coûts et des risques.

Ces trois « ingrédients » (SER, partage et interconnexions) semblent être déterminants pour soutenir d'importants développements infrastructurels, économiques et sociaux sur les deux rives de la Méditerranée, et cela est d'autant plus pertinent pour les pays en développement au Sud. Le partage de services auxiliaires est essentiel pour faciliter le développement des SER, alors que les interconnexions transfrontalières sont nécessaires pour permettre ce

partage car elles soutiennent les échanges de capacités d'énergie et apportent un soutien de sécurité de la réserve de capacité entre les GRT.

Le partage des services peut être amélioré par les mécanismes de marché, le cas échéant, rendant les BSP (Balancing Supply Parties ou Parties pour l'équilibrage de l'approvisionnement) plus efficaces. Cependant, le partage des services peut également être exécuté par des accords de GRT spécifiques (protocoles) même lorsqu'il n'y a pas de marché, auquel cas les GRT peuvent endosser le rôle de Partie responsable de l'équilibre et être cruciaux dans la mise en place des organisations de Prestataires de service d'équilibre.

La flexibilité est une caractéristique prisée dans les systèmes électriques dans lesquels les SER jouent un rôle significatif. Le contexte réglementaire influence grandement la manière dont cette flexibilité peut être obtenue. Les services publics intégrés verticalement peuvent généralement utiliser des mécanismes contractuels ou de politique pour extraire de la flexibilité des générateurs. Par contre, sur les marchés de l'électricité partiellement ou entièrement restructurés, les opérateurs des systèmes utilisent les outils du marché assortis de définitions claires des exigences de performance afin de promouvoir la fourniture de flexibilité des systèmes d'électricité. Les pays interconnectés peuvent mettre en commun les ressources flexibles en couplant les marchés, le cas échéant, et en menant une coopération relative aux réserves/à l'équilibre, à la réponse à cette mise en commun, aux capacités de montée en puissance et aux services du système.

2.3. Intégration Nord-Sud

L'intégration des deux rives de la Méditerranée est une question essentielle pour la stabilité et le développement durable de la région et comprend : (i) l'intégration des réseaux dans les pays méditerranéens limitant l'impact sur le changement climatique (efficacité énergétique accrue résultant de l'intégration des réseaux de transmission d'électricité) ; (ii) la poursuite de l'extension et de l'intégration des systèmes d'électricité méditerranéen, conformément aux objectifs de la Politique de voisinage de l'UE sur l'énergie et le changement climatique ; (iii) la promotion de l'intégration progressive des systèmes d'électricité ; (iv) l'amélioration des échanges d'électricité transfrontaliers ainsi que l'intégration SER dans la région méditerranéenne par le biais de la coordination des plans et des règles de développement national pour accéder aux réseaux.

La possibilité de combiner et d'exploiter les systèmes d'électricité présentant des complémentarités en matière de profils de charge et de bouquet de production d'une manière plus intégrée constitue une valeur ajoutée avec un impact direct sur l'augmentation de l'efficacité énergétique dans le cadre de l'intégration des réseaux de transmission et sur la réduction du coût et de l'empreinte environnementale de l'électricité. Si cette combinaison est mise en place, les bénéficiaires seront les clients finaux/les citoyens et l'environnement. En ce sens, le rôle de l'ANR et des GRT sera crucial afin d'améliorer la coordination des systèmes, cela dans le but de contribuer à la création d'un marché intégré de l'électricité.

Les rives nord et sud du bassin méditerranéen présentent différentes caractéristiques offrant des potentialités et des complémentarités. Les pays des deux rives peuvent utiliser ces synergies pour l'échange d'énergie et l'atteinte des objectifs de la transition énergétique dans les décennies à venir.

Des infrastructures d'électricité adéquates, intégrées et efficaces au travers de l'utilisation partagée de l'énergie jettent les bases de la réalisation des objectifs de développement et de

sécurité dans le bassin méditerranéen. Par conséquent, la mise en œuvre des conditions de partage de ressources peut générer des économies considérables et limiter davantage les risques d'investissements dans les infrastructures. En outre, la possibilité de combiner et d'exploiter les systèmes d'électricité présentant des complémentarités en termes de profils de charge et de bouquet de production d'une manière plus intégrée est un autre avantage ayant un impact direct sur l'accroissement de l'efficacité énergétique.

Ainsi, compte tenu des complémentarités de l'offre et de la demande (croissance et profil), l'accroissement des échanges même sans avoir recours à un marché intégré permettrait de développer une coordination davantage technique en termes de fonctionnement de réseau et de partage des services auxiliaires et des informations, essentielle au développement du marché de l'électricité aux échelles régionales et sous-régionales.

3. Processus d'investissement

3.1. Maturité des systèmes

Le concept de maturité des systèmes électriques est un aspect important du point de vue de l'investissement. En effet, un système électrique peut se caractériser par plusieurs paramètres, notamment le nombre de connexions en rapport avec la population totale, le degré de développement des diverses applications de l'électricité, la fiabilité de la production et plus généralement les marges de réserve et le niveau de sécurité de l'approvisionnement.

La maturité du système est un concept qui aide à apprécier la chaîne d'électricité dans son ensemble. L'approvisionnement en électricité associe plusieurs activités complémentaires, incluant la production, le transport et la distribution. Il forme des structures de plus en plus complexes avec le développement des énergies renouvelables et la production distribuée. En termes d'investissement, les régulateurs se concentrent généralement sur les infrastructures et la surveillance des opérateurs de réseau. Les réseaux peuvent être considérés comme la pierre angulaire des systèmes d'électricité, permettant l'intégration de nouveaux actifs de production ou de nouveaux clients. Les réseaux, la production et la demande doivent être abordés conjointement pour contribuer au développement des systèmes de manière cohérente. Les projections à long-terme sont donc cruciales, incluant une vision de la séquence suivante lors de la conception des étapes de processus vers un système « mature ». Un bref examen de l'historique des réseaux indique que la création des systèmes électriques est un long processus, faisant partie d'un programme énergétique plus vaste, puisque la production d'électricité dépend principalement de la disponibilité des ressources énergétiques primaires. En ce qui concerne la demande, la sécurité de l'approvisionnement sera plus ou moins importante, selon les différentes utilisations de l'électricité. En d'autres termes, plus un système se développe, plus l'utilisation de l'électricité est élevée et plus la sécurité de l'approvisionnement est importante. Par conséquent, on ne peut pas dissocier les questions de service public des attentes des consommateurs.

L'accès à l'électricité est un facteur de confort et un moteur de développement économique. En ce sens, l'accès à l'électricité des populations est l'un des principaux objectifs politiques. Ensuite se pose la question de la sécurité de l'approvisionnement, c'est-à-dire la question du dimensionnement des infrastructures afin d'atteindre un niveau donné de fiabilité de l'approvisionnement. Les normes adoptées varient grandement d'un pays à l'autre. Elles font référence à des facteurs culturels (sensibilité aux pannes du système) et à des facteurs technico-économiques : comme les dimensions des infrastructures dépendent de la capacité de charge maximale admissible, il faut trouver un équilibre satisfaisant entre coûts et niveau de sécurité.

En fait, les niveaux de sécurité attendus évoluent avec le degré de développement des systèmes, dans une logique qui donne priorité à l'accès et promeut ensuite le renforcement de la fiabilité. Peut alors se poser la question de la concurrence, mais cela nécessite un environnement dans lequel le niveau de sécurité d'approvisionnement garanti est élevé et les marges de réserves appropriées de sorte que l'arbitrage entre les prestataires soit possible. En d'autres termes, la concurrence est possible pour les systèmes présentant un niveau de maturité très élevée.

L'évolution des priorités peut être récapitulée comme suit :

1. Développement de l'électrification ;

2. Renforcement de la sécurité de l'approvisionnement ;

3. Introduction de la concurrence.

Lors des phases 1 et 2, lorsque les besoins en investissement sont considérables, il est alors crucial de mobiliser les ressources adéquates et de garantir le financement des projets. Dans ce contexte, la concurrence n'est pas le système le plus adapté puisque l'objectif principal est de promouvoir une utilisation efficace des actifs existants. Au contraire, une coordination efficace des investissements nécessite un niveau adapté de planification intégrée et centralisée afin de garantir la cohérence des choix dans le développement de la production et des réseaux.

3.2. Infrastructures : de l'identification des besoins à la réalisation

L'élaboration d'un projet est un processus de plusieurs années qui débute avec l'identification d'un besoin. Ce besoin peut provenir de l'intégration de nouvelles capacités de production, de problèmes internes de congestion, d'une augmentation de la demande ou de changements significatifs dans la topologie du réseau. Les investissements transfrontaliers sont particulièrement complexes car ils nécessitent une excellente coopération internationale à toutes les étapes, de la phase de conception à la mise en service. Parmi les étapes consécutives d'un processus d'investissement, l'autorisation et le bouclage financier sont des aspects importants qui influent à la fois sur le calendrier et sur les choix techniques. Étant donné que le délai entre l'identification d'un besoin et la phase de mise en service est généralement très long et que ce genre d'actifs dispose d'une très longue durée de vie, l'analyse de l'évolution probable des tendances du marché est cruciale. Les plans d'investissement sont censés regrouper toutes les informations pertinentes pour identifier les besoins supplémentaires d'infrastructures, sélectionner les projets et déterminer leur valeur.

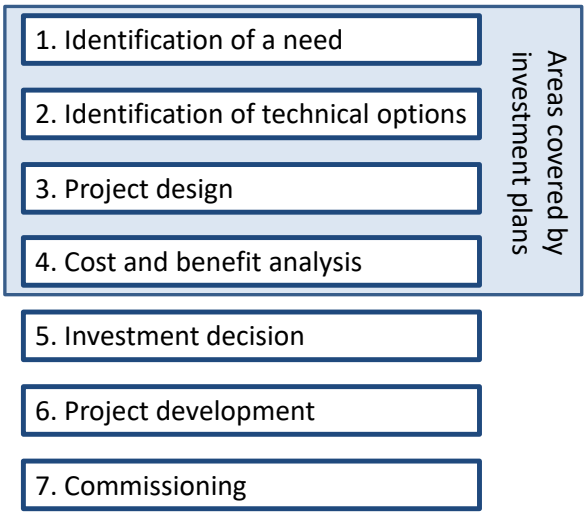

Tableau 1. Processus d'investissement dans les infrastructures - Source : MEDREG (2016)

Dans l'Union européenne, le développement d'infrastructures consiste principalement à réduire les congestions et à renforcer la capacité de transmission transfrontalière, dans l'objectif de parvenir à un marché unique de l'électricité et de permettre l'intégration à grande échelle des sources d'énergie renouvelables. Dans les PSEM, le contexte est généralement très différent : la demande d'électricité croît à un rythme rapide et le rôle des interconnexions

reste très limité. Par ailleurs, la gestion des systèmes d'électricité est souvent centralisée, avec une seule entreprise exploitant les systèmes nationaux, de la production à la distribution. Cette organisation est similaire à celle qui existait en Europe par le passé, dont la logique repose sur la forte augmentation de la demande et la priorité consécutive à de grands investissements. **Par conséquent, dans les pays méditerranéens extérieurs à l'UE, il est crucial d'élaborer une analyse cohérente des développements énergétiques attendus afin d'évaluer correctement où les efforts d'investissement doivent être développés en priorité.**

3.3. La question de la planification de l'investissement

Dans son rapport de mars 2016, MEDREG a analysé les approches adoptées par les régulateurs pour évaluer les projets d'investissement. L'accent a été mis principalement sur l'expérience dans l'UE qui a développé des concepts de plans de développement de réseaux aux échelles nationale, régionale et communautaire. Dans un contexte de marché concurrentiel, où les réseaux et l'approvisionnement sont dissociés, il s'est avéré nécessaire d'élaborer une stratégie pour rassembler toutes les informations pertinentes concernant les dynamiques des systèmes d'énergie et de voir comment les besoins du système sont convertis en besoins d'infrastructures. L'ENTSOE et l'ENTSOG sont tenus de publier tous les deux ans un Plan décennal de développement du réseau (PDDR) qui se concentre principalement sur les interconnexions. Les PDDR s'appuient sur la transcription d'une certaine représentation des marchés de l'électricité et du gaz de l'UE en un modèle qui analyse les scénarios à long terme, en examinant les développements éventuels concernant le bouquet énergétique, la demande, la localisation des nouveaux besoins et le test de solidité des systèmes en termes de sécurité de l'approvisionnement.

Pour ce qui concerne la réglementation, les coûts des réseaux de transmission et de distribution doivent être couverts par les tarifs d'utilisation des infrastructures, ceux-ci étant fixés soit directement par les régulateurs, soit par les opérateurs, sous la surveillance des régulateurs. Par conséquent, les actifs de nouveaux réseaux ouvrent la voie au recouvrement des coûts et à la rémunération du capital investi. Le rôle des régulateurs est alors de contrôler que les coûts sont transparents et rentables, c'est-à-dire qu'ils correspondent aux coûts d'un opérateur rentable (l'investissement est nécessaire, les coûts sont raisonnables et le projet est livré dans les délais). Les régulateurs doivent également veiller à ce que ces nouveaux actifs soient bien nécessaires. Ils doivent vérifier que les plans d'investissement des GRT servent bien l'intérêt général. L'évaluation des besoins d'investissement concernant les interconnexions transfrontalières est plus difficile qu'au niveau national car cela nécessite un niveau élevé de coordination entre les pays intéressés. En Europe, les pays partagent une opinion commune en matière d'orientation réglementaire et de conception du marché. Cependant, en dehors de l'UE, au-delà de l'influence du modèle européen, aucune vision partagée ne ressort clairement concernant le rôle des interconnexions et d'une conception du marché.

Med-TSO met au point des méthodologies pour élaborer un Plan de développement du réseau au niveau méditerranéen, lequel est grandement influencé par l'approche d'ENTSOE pour le PDDR. Ces efforts ont déjà débouché sur une description des interconnexions réelles et du statut des réseaux dans la région méditerranéenne, sur des scénarios à long terme incluant une référence à d'éventuels nouveaux axes et à la capacité associée et sur des concepts d'évaluation économique des projets. Le principal est de comprendre les principes à appliquer

pour mesurer la valeur des projets et la manière dont les divers avantages apportés par les nouvelles interconnexions peuvent être quantifiés. Dans l'UE, la conception du marché facilite cette évaluation puisque les prix de gros déterminés sur les bourses de l'électricité dirigent les flux d'électricité dans le système. Partant du principe que les prix de gros reflètent le coût de production marginal, les modèles peuvent permettre de mesurer les effets des prix des interconnexions à travers leur influence sur l'ordre des valeurs. Dans de nombreux pays extérieurs à l'UE, il n'existe pas d'organisation comparable et la sécurité de l'approvisionnement (incluant les services auxiliaires) est généralement un objectif majeur des nouvelles interconnexions. Dans l'UE, des efforts sont mis en œuvre pour créer des méthodologies permettant de monétiser les prestations autres que celles en rapport avec le développement de la concurrence. Les concepts d'évaluation des besoins ont été discutés, en particulier lors de la sélection de Projets d'intérêt commun (PIC) mais cette question reste largement débattue.

4. Questions primordiales dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée[1]

4.1. Diversité de situations dans la région méditerranéenne

Les systèmes d'électricité de la région méditerranéenne sont très différents. Du côté européen, les systèmes sont robustes, présentant de hauts niveaux de consommation et de production ainsi qu'un commerce international bien développé. Au Sud, la consommation par habitant est faible comparée à l'UE, mais elle progresse rapidement. En même temps, ces pays sont confrontés à des problèmes comparables concernant l'accès au financement, le développement insuffisant des infrastructures et les caractéristiques géographiques qui gênent des niveaux élevés d'interconnexions. La situation fait que la sécurité de l'approvisionnement est une préoccupation primordiale et en raison des demandes de mises à jour régulières concernant les systèmes d'électricité, concernant à la fois la production et les réseaux, l'investissement est une question centrale dans la plupart des pays. Cependant, l'investissement dans de nouvelles lignes (à l'intérieur d'un pays et au niveau transfrontalier) est fortement influencé par les difficultés économiques et financières, notamment les questions de dévaluation des devises nationales.

Pays	Production totale (TWh)	Charge [TWh]	Consommation de la centrale de pompage [TWh]	Solde d'échange (Exportation - Importation) [TWh]	Échange contre charge [%]
Albanie	4,5	7,4	0,0	2,9	39,0
Algérie	64,1	63,9	0,0	0,2	0,0
Chypre	4,9	4,9	0,0	0,0	0,0
Égypte	190,0	190,0	0,0	0,0	0,0
France	531,3	482,9	6,8	41,6	9,0
Grèce	42,4	51,2	0,0	-8,8	-17,0
Italie	279,7	314,3	2,5	-37,1	-12,0
Jordanie	18,3	18,6	0,0	-0,3	-2,0
Libye	36,4	36,4	0,0	0,0	0,0
Monténégro	2,9	3,2	0,0	-0,3	-9,0
Maroc	30,8	35,4	0,6	-5,2	-15,0
Portugal	55,9	49,3	1,5	5,1	10,0
Slovénie	15,2	13,8	0,4	1,0	7,0
Espagne	248,4	250,0	4,8	-6,4	-3,0
Tunisie	18,2	18,1	0,0	0,1	1,0
Turquie	274,4	279,3	0,0	-4,9	-2,0

Tableau 2. Systèmes d'électricité nationaux dans le bassin méditerranéen (2016). Source : MedTSO & Enerdata

Dans l'UE, les marchés nationaux d'électricité sont bien intégrés, soulignant le bien-fondé des interconnexions en termes de complémentarité entre les États membres. La France, le Portugal et la Slovénie sont de gros exportateurs alors que la Grèce, l'Italie et l'Espagne

[1] Les Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (PSEM) incluent : L'Algérie, l'Égypte, la Libye, le Maroc, la Tunisie, Israël, la Jordanie, le Liban et la Palestine.

importent de grandes quantités d'électricité. L'exploration des complémentarités des systèmes électriques nationaux est particulièrement pertinente dans le contexte des pays du sud de la Méditerranée pour promouvoir une meilleure utilisation des interconnexions existantes et identifier où de nouvelles interconnexions seraient appropriées. Même si des initiatives régionales ont été mises au point au Maghreb et au Machrek, les chiffres indiquent que le commerce international d'électricité est très limité dans la majorité des PSEM, à l'exception de ceux ayant une connexion avec l'Europe comme le Maroc qui importe environ 15 % de sa charge depuis l'Espagne.

Parmi les défis auxquels sont confrontés les pays du Sud, il est important de différencier les situations en fonction du bouquet énergétique et, plus particulièrement, de l'accès aux principales sources d'énergie nationales. Les usines thermiques alimentées par des sources d'énergie fossiles (principalement du gaz et du charbon) représentent l'essentiel de la production alors que les SER jouent un rôle significatif uniquement dans quelques pays extérieurs à l'UE (Égypte, Maroc et Turquie). Le gaz est un facteur important du développement de la production d'électricité, incitant souvent les pays à aborder le développement des systèmes d'électricité et de gaz de manière conjointe.

Les SER peuvent indéniablement jouer un rôle clé, non seulement dans un cadre environnemental, mais également pour réduire la dépendance à l'énergie importée. Cependant, un développement ambitieux des SER nécessite des systèmes institutionnels bien conçus pour fournir des réseaux d'électricité avec suffisamment de stabilité et, plus généralement, des outils appropriés pour gérer l'offre et la demande. L'exemple de l'UE souligne que l'intégration des SER a été possible à grande échelle grâce à la taille des systèmes électriques lors de la mise en œuvre des programmes de soutien des SER. Souvent, les SER ont servi de complément à d'autres actifs de production ou de substitut à la production d'électricité thermique, permettant de réduire les émissions de CO_2. L'inconvénient était (et est encore aujourd'hui) l'effet du développement des SER sur la conception des marchés d'électricité et le fait que la priorité d'accès donnée aux SER a réduit la taille des marchés « classiques ». En d'autres termes, une partie significative de la charge a été accaparée par la production des SER, rendant souvent plus difficile le recouvrement des coûts pour la production d'électricité contrôlable.

Avec le Paquet énergie propre, l'UE adapte désormais son modèle, ayant des ambitions plus élevées en termes de transition énergétique. Le principe de la solidarité et de la complémentarité transfrontalières est un facteur central et des réflexions se mettent en place concernant l'optimisation conjointe des systèmes d'électricité et de gaz. Cette ambition pourrait se propager dans tout le bassin méditerranéen : il serait intéressant d'analyser les complémentarités entre les pays méditerranéens pour contribuer au développement des SER à l'endroit jugé le plus approprié et pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement par le biais des interconnexions. L'UE a un rôle à jouer en permettant aux pays du Sud de profiter de la stabilité de ses systèmes énergétiques. Au-delà des perspectives d'exportation d'électricité, la connexion au système d'électricité européen hautement fiable est souvent une motivation clé pour la création de nouvelles interconnexions Nord-Sud.

4.2. Concentration sur certains pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée

Comme nous l'avons déjà mentionné, les développements énergétiques dans les PSEM sont caractérisés par quelques tendances comparables comme la forte augmentation de la demande d'électricité, généralement due à la croissance rapide de la population et économique. Les combustibles fossiles traditionnels sont toujours la principale source d'approvisionnement pour la consommation domestique et, de plus, une plus grande capacité de production est nécessaire pour répondre à la demande croissante. L'utilisation des interconnexions d'électricité reste faible malgré leur valeur ajoutée potentielle dans certains cas, comme substitut à la production électrique et fournisseur de stabilité au système, en supposant que les conditions soient favorables.

Bien que dans l'UE, la conception du marché et le niveau de développement des marchés d'électricité permettent d'exécuter des modèles de simulation de marché en évaluant les projets en fonction des prix de gros (en supposant que le prix est égal aux coûts marginaux de production), dans le reste du bassin méditerranéen, il est beaucoup plus difficile d'adopter une telle approche. L'évaluation de la valeur sociale des projets d'interconnexion est entravée par le manque d'harmonisation des fonctionnements de systèmes et les conditions sont moins favorables qu'en Europe pour une intégration transfrontalière efficace. La topologie des systèmes existants dans les pays PSEM est très différente et les réseaux sont moins maillés car ils suivent le littoral, où se concentrent les populations. De plus, le manque de marges de réserve du côté de la production et l'augmentation soutenue de la consommation dans un contexte d'organisation non concurrentielle des marchés compliquent encore plus la création d'une approche harmonisée de réseau. L'évaluation des situations nationales exécutée par les membres de MEDREG fournit des illustrations intéressantes de la situation décrite ci-dessus.

En **Algérie,** la croissance annuelle de la demande en électricité a été de 8 % en moyenne de 2011 à 2016, ce qui se traduit par des besoins d'investissements soutenus. La demande se concentre dans la région nord du pays et l'Algérie dispose de 28 réseaux isolés représentant environ 1 TWH de consommation. Il est très difficile d'élaborer un système d'électricité efficace dans un contexte de forte hausse des pics de demande. Bien que les pays du Maghreb soient parmi les mieux interconnectés sur la rive sud de la Méditerranée, l'utilisation des interconnexions existantes est très faible. En effet, les interconnexions sont principalement utilisées pour aboutir à un approvisionnement plus sûr, et non pour des transactions commerciales ni pour l'intégration des sources d'énergie renouvelables. Il est donc essentiel de mieux exploiter les infrastructures existantes constitue, alors que le développement d'un marché et la simulation de production intermittente sur le système semblent très difficiles. Le problème des pertes techniques et non techniques est également crucial et doit faire l'objet d'un cadre spécifique.

En **Égypte**, où l'on a observé plusieurs coupures de courant ces dernières années, le gouvernement a pris des mesures pour investir rapidement dans des usines de production. Les investissements massifs dans la production déboucheront sur une augmentation de la capacité en place, passant de 35,2 GW en 2015 à 107 GW en 2035 (scénario de base). Cependant, cela a créé une surcapacité et a augmenté la dette du secteur public aggravée par la dévaluation de la livre égyptienne. Pour rembourser les investissements, les tarifs ont augmenté de manière considérable, ce qui a engendré des difficultés de paiement des factures pour les consommateurs. Les tarifs sont passés de 2,2 cts/KWh à 4 cts/kWh. En contrepartie,

on a assisté à une réduction de la consommation, ce qui a eu un effet négatif que le retour sur investissement. L'impact social de la hausse des tarifs a été sous-estimé et le régime de subventions mis en place pour aider les consommateurs à surmonter ces difficultés a augmenté la dette publique. Les subventions sont passées de 27 milliards de livres égyptiennes en 2014 à 35 milliards en 2016. Les problèmes financiers sont très préoccupants en raison de leur incidence sur les garanties souveraines et de la notation de la Banque centrale égyptienne. Par conséquent, l'Égypte tente de réduire les investissements d'entités étrangères et les interconnexions pourraient contribuer à explorer les complémentarités avec les systèmes électriques adjacents : L'Égypte devrait être en mesure d'exporter davantage d'électricité dans les années à venir. Au niveau de la distribution, la fraude et les pertes de puissance sont des préoccupations majeures et représentent environ 20 % de l'énergie distribuée. Le déploiement des compteurs à pré-paiement a pour objectif de garantir que les générateurs sont payés (à l'avance) pour l'électricité produite. En outre, le déploiement de 250 000 compteurs intelligents au Caire d'ici 2035 devrait permettre de réduire la fraude et les pertes non techniques (les pertes représentent environ 20 %).

En **Jordanie**, en 2016, 95 % de l'énergie consommée était importée et la demande a augmenté de 6,4 % (3,8 % dans le secteur de l'électricité). Le taux d'électrification est de 99 % et l'offre d'électricité a évolué vers une diminution du fuel, remplacé par le gaz. Les évolutions concernant l'offre et les prix ont permis de réduire de 24 % les coûts de production en 2016. Les principaux défis consistent à gérer la réduction des importations d'énergie (gaz et électricité) dans un contexte d'augmentation soutenue des besoins, et à développer les SER qui devraient représenter 20 % de la production électrique d'ici 2020. L'organisation du système d'électricité porte sur un acheteur unique et des producteurs indépendants, certains étant partiellement privés. Toute la chaîne de valeur est réglementée, avec un gros problème de perte au niveau de la distribution. Plus particulièrement, le développement des SER a tendance à accroître les pertes techniques.

La politique de la Jordanie dans le domaine énergétique a été façonnée par la Stratégie énergétique nationale mise à jour et adoptée pour la période allant de 2007 à 2020, visant à mettre en place un approvisionnement en énergie fiable en augmentant la part des ressources énergétiques locales dans le bouquet énergétique, à réduire la dépendance vis-à-vis du pétrole importé, à diversifier les ressources énergétiques, et en fin de compte à renforcer la protection de l'environnement. Le gouvernement jordanien a souligné son engagement à atteindre ces objectifs ambitieux et a promulgué la loi sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique en 2012. En conséquence à l'introduction de cette approche ascendante, 14 projets PPP ont été élaborés entre 2012 et 2015, représentant un engagement d'investissement de 2,4 milliards de $.

La Jordanie a connu des résultats positifs issus d'une tentative de promouvoir une vaste diffusion et une acceptation sociale des sources d'énergie renouvelables (SER), tout en faisant simultanément la promotion des installations domestiques et résidentielles. Des projets énergétiques décentralisés sont également promus dans le cadre du programme de développement local et rural du gouvernement, en répondant aux besoins locaux et en impliquant des acteurs locaux.

Au **Liban,** le manque de capacité de production installée, les subventions élevées et les fortes pertes sont les principales causes de la situation actuelle du secteur de l'électricité. La capacité installée distribuable est de 2,3 GW, par rapport à une demande maximale de 3 GW (juin 2017). Des générateurs offshore sont connectés au réseau mais leurs contrats prennent fin

en 2021. Historiquement, il existe un accord d'interconnexion entre la Syrie, la Jordanie et l'Égypte. Cependant, les problèmes politiques ont engendré une réduction de ces importations d'électricité, plus particulièrement en provenance de la Syrie où celles-ci se sont effondrées de 529 GWH/an en 2013 à 68 Gwh/an en 2016. Le principal enseignement est que les interconnexions ne sont pas la panacée et il convient de porter l'attention nécessaire à la logique derrière le développement des interconnexions. La Ligue arabe (groupe n°7) pourrait être contactée pour parler d'interconnexions.

Dans le cadre du second Plan d'action national pour l'efficacité énergétique pour la république du Liban (PANEE 2016-2020), le conseil des ministres du Liban a approuvé le document politique pour le secteur de l'électricité le 21 juin 2010. Le document politique inclut 10 initiatives dans les macro-secteurs suivants :

- Infrastructures
  - Production ;
  - Transmission ;
  - Distribution ;
- Offre et demande
  - Source de combustible ;
  - Énergies renouvelables ;
  - Efficacité énergétique/gestion du côté de la demande ;
  - Tarifs) ;
- Cadre juridique
  - Normes ;
  - Transformation en entreprise d'EDL ;
  - Statut juridique.

Au **Maroc**, le processus de libéralisation du secteur de l'énergie (principalement en ouvrant la production d'électricité aux investisseurs privés dans le cadre d'accords entre PEI) remonte à 1995, date de l'introduction d'une première stratégie de libéralisation. Les gouvernements successifs du Maroc ont envisagé une stratégie énergétique plus ambitieuse pour répondre au défi que le secteur représente pour le pays et une diversité d'acteurs institutionnels ont été désignés pour gérer la promotion des énergies renouvelables. L'existence de cet environnement institutionnel démontre le niveau d'intérêt élevé que présente le Maroc dans les énergies renouvelables en particulier, et dans le développement durable en général. En conséquence, entre 2012 et 2015, six projets PPP ont été élaborés attirant près de 7,7 milliards de $ d'investissements.

En effet, le Maroc a promu une stratégie d'investissement centralisée pour attirer quelques projets phares, en association avec une politique pour développer simultanément la croissance verte et un secteur industriel spécialisé dans les composants en rapport avec la production des SER. La stabilisation de la rémunération, l'outil réglementaire le plus fréquent pour les technologies de SER (en particulier un quota et des objectifs de SER) est essentielle pour fournir les garanties nécessaires et représente une avancée positive pour attirer des

investissements PPI dans le secteur des énergies renouvelables. Mais de telles mesures isolées ne suffiront pas. Ces instruments doivent être accompagnés de stratégies à long terme permettant de générer un environnement propice à l'investissement.

En **Turquie,** le réseau électrique a été synchronisé avec succès (en avril 2015) avec le réseau européen, favorisant ainsi l'échange énergétique potentiel entre le réseau d'électricité des pays de l'Est de la Méditerranée et le réseau européen. Malgré ces efforts, l'échange d'électricité dans le cadre de ce projet est resté faible. Quasiment toutes les initiatives d'interconnexions énergétiques transfrontalières se limitent à des opérations d'urgence plutôt qu'à un échange économique d'énergie.

La Turquie dispose d'interconnexions avec la plupart ses voisins, à savoir l'Arménie, l'Azerbaïdjan, la Bulgarie, la Géorgie, la Grèce, l'Irak, l'Iran et la Syrie. La Turquie n'a pas réalisé la connexion synchrone avec les systèmes voisins, mais elle travaille activement à la synchronisation de son réseau avec le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E)).

La capacité de production installée totale de la Turquie a atteint 85,1 GW, et la capacité de production totale était de 295,5 TWh à la fin de l'année 2017. La production d'électricité et la capacité d'électricité installée sont expliquées plus en détail dans le Tableau 3 ci-dessous. On s'attend à ce que ces valeurs atteignent 99,9 GW et 331,8 TWh fin 2018, incluant les investissements dans les capacités supplémentaires proposés.

Le service turc d'électricité (TEK) créé en 1970 a disposé d'un monopole statutaire jusqu'en 1984. La participation du secteur privé a débuté en 1984. En 1993, TEK a été divisé en deux entreprises publiques incluant la société de Production-Transmission d'électricité turque (TEAŞ) et la Société de distribution d'électricité turque (TEDAŞ). En fin de compte, TEAŞ a été dégroupé en trois sociétés différentes responsables de sous secteurs distincts incluant EÜAŞ (production), TEİAŞ (transmission) et TETAŞ (vente en gros) et la loi sur le marché de l'électricité a été promulguée en 2001. La séparation de propriété suivra lorsque le gouvernement entreprendra son plan de privatisation des autres sociétés publiques du secteur de l'électricité, à l'exception de TEİAŞ. La loi a également ouvert la voie à une nouvelle organisation, l'Autorité de régulation du marché de l'énergie (EMRA) qui contrôle actuellement les marchés de l'électricité et du gaz naturel, notamment en fixant les tarifs, en dispensant des licences et en garantissant la concurrence.[2]

[2] C. Sahin et M. Shahidehpour, "Interdependence of NG and electricity infrastructures in Turkey, » (Interdépendance des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en Turquie) 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2009, pages 1-6.

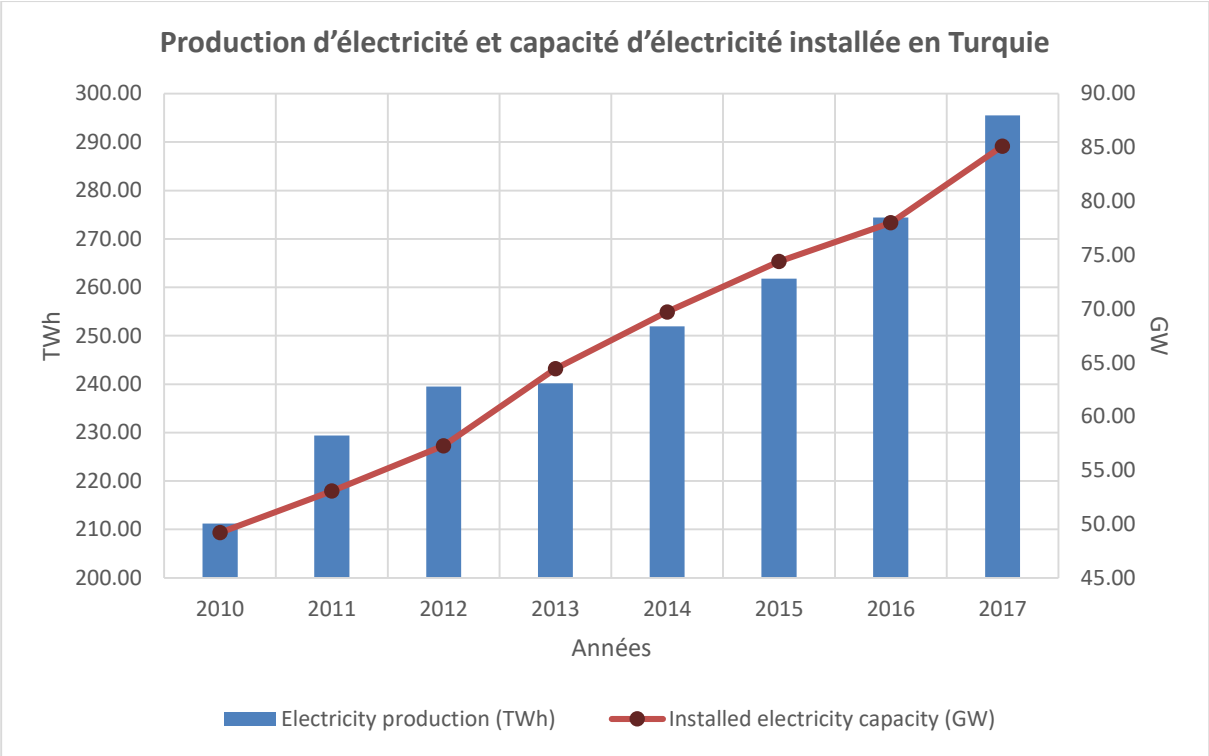

Tableau 3. Production d'électricité (TWh) et capacité d'électricité installée (GW) en Turquie[3]

Pour résumer, les PSEM, à l'exception de la Turquie, rencontrent des problèmes relatifs à l'augmentation de la demande, à la qualité de l'approvisionnement électrique aux différents niveaux de la chaîne de valeur, aux pertes non techniques ainsi que des problèmes de recouvrement des recettes pour les opérateurs. La raison expliquant pourquoi la Turquie fait figure d'exception est liée au fait que le pays dispose d'un système réglementaire plutôt avancé. Pour les autres pays, les aspects financiers sont également cruciaux, posant la question de la vulnérabilité aux crises économiques et de l'attraction des investisseurs. En ce qui concerne les interconnexions, le taux d'utilisation de la capacité existante est faible pour quasiment toutes les interconnexions transfrontalières entre les pays du Sud : Le fait que les interconnexions intrarégionales ne sont pas correctement exploitées indique que l'investissement dans les interconnexions sur la rive Sud est principalement motivé par des considérations relatives à la sécurité de l'approvisionnement plutôt que par le développement d'un marché régional. Au-delà des aspects techniques, cette situation révèle également la persistance de lacunes réglementaires parmi les pays du sud du bassin méditerranéen.

[3] Données récupérées sur le site (13 septembre 2018) : https://globaldata.enerdata.net/database/

5. Vers des régions interconnectées

5.1. Problèmes en rapport avec le développement des interconnexions

L'amélioration de l'intégration transfrontalière des systèmes électriques est l'une des manières de renforcer la sécurité de l'approvisionnement et l'efficacité globale de la chaîne d'électricité en se reposant sur les complémentarités des réseaux et les moyens de production. Cependant, il convient de noter que certaines conditions peuvent être nécessaires pour que les interconnexions fonctionnent efficacement, à savoir pour garantir un niveau de fiabilité des systèmes interconnectés suffisant. Par exemple, il est généralement plus facile de tirer des avantages des interconnexions lorsque deux systèmes robustes sont reliés ou lorsqu'un petit système est connecté à un marché d'électricité plus vaste, renforçant ainsi sa stabilité et la sécurité de l'approvisionnement.

Dans le bassin méditerranéen, le développement d'interconnexions constitue un objectif important. La boucle électrique autour de la Méditerranée représente d'ores et déjà une priorité mais nous devons aller plus loin pour atteindre un niveau suffisant de fiabilité opérationnelle. À cette fin, une approche régionale se prêterait, permettant de relier des pays avec de fortes synergies aux niveaux géographiques et énergétiques.

En se concentrant sur l'intégration régionale, il est utile d'analyser les projets d'interconnexions d'électricité existants et futurs qui pourraient s'avérer importants pour les pays du MEDREG sur une base nationale, en tenant compte des différents développements d'infrastructures entre les initiatives sous-régionales. Il est important de souligner que les projets d'interconnexions qui impliquent un ou plusieurs pays du MEDREG et qui ont une portée au-delà de la région méditerranéenne sont répertoriés, mais ne font pas l'objet d'une enquête dans le cadre de l'analyse.

La géographie de la rive Sud de la Méditerranée est caractérisée par une forte concentration de villes le long du littoral, avec des zones de faible densité de population. Cette structure résulte de deux principales initiatives sous-régionales qui ont tenté historiquement de développer l'interconnexion d'électricité dans les PSEM, une dans la sous-région du Maghreb et une dans la sous-région du Machrek.

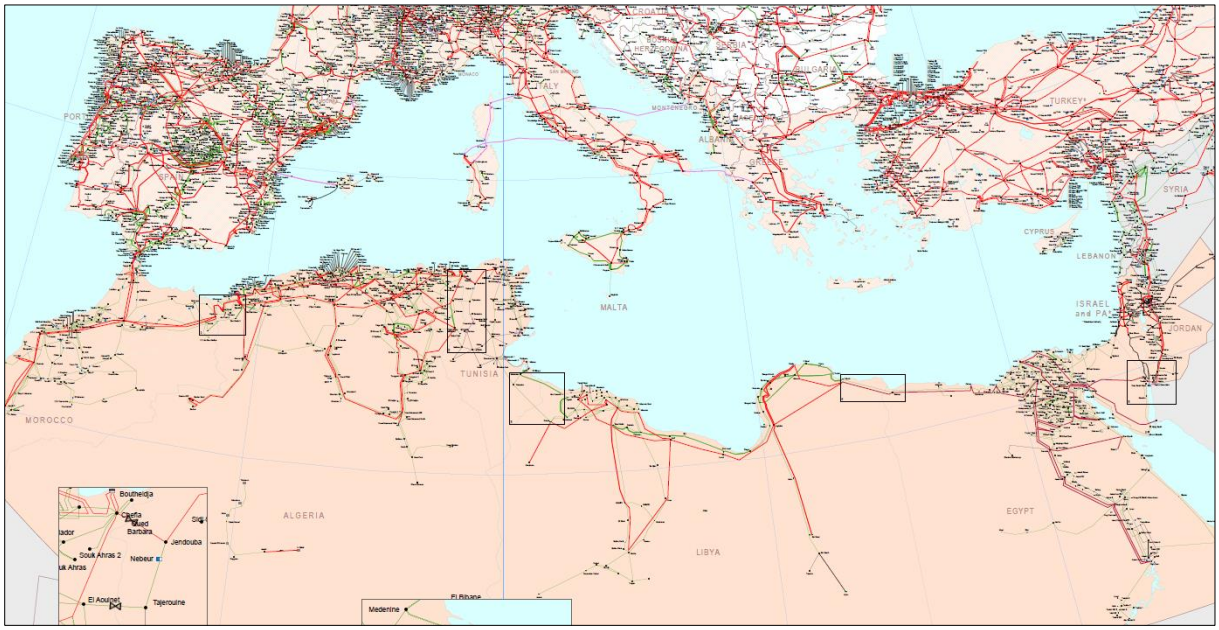

Figure 1. Interconnexions d'électricité dans le bassin méditerranéen (Source : Med-TSO)

En termes d'investissement, le développement des interconnexions transfrontalières est un processus long et exigeant qui nécessite à la fois d'évaluer correctement les besoins et le site des aspects techniques, et de garantir un niveau de coordination adapté. Cela signifie que les pays interconnectés devraient dans une certaine mesure partager une vision commune des développements d'électricité et faire confiance à la fiabilité du système voisin. MEDTSO a plus particulièrement mis au point une méthodologie pour l'évaluation des besoins et de la valeur d'interconnexions, partant du principe qu'un certain consensus a été atteint à propos des méthodologies. Cependant, il semble nécessaire de développer le concept de la valeur des interconnexions dans une perspective spécifiquement méditerranéenne.

5.1.1. La sous-région du Maghreb

L'interconnexion du Maghreb (Algérie, Maroc et Tunisie) a débuté dans les années 1950 et a par la suite évolué en plusieurs interconnexions de transmission à haute tension entre les trois pays. De plus, le Maroc a été relié à l'Espagne à la fin des années 1990, facilitant ainsi la synchronisation des pays du Maghreb avec le réseau européen de transmission à haute tension. La déclaration d'Alger de 2010 stipule que les trois pays auront pour objectif d'aligner leur législation et leurs structures afin de créer un marché de l'électricité concurrentiel et, éventuellement, de l'intégrer dans l'UE. Le plan inclut un accès transparent au réseau pour le commerce d'électricité transfrontalier. Cependant, les progrès ont été lents et le commerce interrégional est limité. Actuellement, les interconnexions énergétiques régionales sont bien développées, mais les échanges d'électricité sont pour l'instant limités. L'échange d'électricité au sein du Maghreb s'est limité à une aide mutuelle et à des contrats commerciaux annuels avec l'Union européenne.

Les interconnexions d'électricité transfrontalières existantes et futures au Maghreb font l'objet d'une analyse plus détaillée, pays par pays.

- **Algérie**

Les interconnexions d'électricité transfrontalières en Algérie sont déjà développées selon un axe Sud-Sud, connectant ainsi l'Algérie au Maroc à sa frontière ouest et à la Tunisie à sa

frontière nord-est. Les interconnexions d'électricité existantes sont répertoriées dans le Tableau 3.

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Capacité de transfert maximal (MW)	Énergie échangée (GWh par an)	Facteur de charge (%)	Année de début de fonctionnement
Algérie	Maroc	220	200	400	504	19,0	1988
		220	200				1992
		400	1,000				2009
		400	1,000				2009
	Tunisie	90	50	150	260	11,0	1984
		90	50				1995
		225	200				1980
		150	50				1953
		400	1,000				2014

Tableau 4. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Algérie

Bien que les interconnexions algériennes avec les autres pays du Maghreb[4] soient bien développées, leur utilisation pour un commerce d'électricité transfrontalier vise essentiellement l'objectif de la sécurité de l'approvisionnement, et non pas des transactions commerciales ni de l'intégration des sources d'énergie renouvelables.

Étant donné que le réseau algérien est déjà synchronisé avec le réseau européen de transmission à haute tension, il serait possible d'interconnecter directement son réseau au réseau européen, ce qui faciliterait les échanges d'électricité sur un axe Nord-Sud. Deux nouvelles interconnexions potentielles, reliant l'Algérie à l'Espagne et l'Italie, explorent cette possibilité :

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Type de projet - statut	Coût estimé (en millions d'euros)	Année de mise en service prévue
Algérie	Espagne	400	1,000	--		--
	Italie	400	1,500 2,000 1,000	Nouveau - Préfaisabilité	848	10 ans à partir du début de la construction
	Tunisie	400	700	--	155	--

Tableau 5. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Algérie (Med-TSO)

Le premier projet consiste en une nouvelle interconnexion de 240 km vers l'Espagne, qui sera réalisée avec un câble sous-marin CCHT à deux circuits (convertisseur bipolaire) qui traversera la mer Méditerranée à une profondeur maximale de 2000 m.[5]

[4] On entend par pays du Maghreb le Maroc, l'Algérie et la Tunisie
[5] MEDTSO. Consolidation d'une infrastructure d'électricité sécurisée et durable dans le bassin méditerranéen. Le projet méditerranéen, p 25, 2018.

Le second projet devrait relier l'Algérie et l'Italie (via la Sardaigne) au moyen d'un câble sous-marin avec une capacité de charge de 1000 MW dans la technologie CCHT[6]. Le coût total est chiffré à environ 848 millions d'euros[7].

Un autre projet futur pourrait relier l'Algérie et la Tunisie afin de renforcer le réseau électrique sur l'axe Sud-Sud. Cependant, le principal problème de l'interconnexion entre des pays du Maghreb, du moins à court ou moyen terme, est essentiellement l'accroissement des avantages et l'exploitation des infrastructures existantes plutôt que la construction de nouveaux liens transfrontaliers. Enfin, il n'existe pas d'infrastructures entre l'Algérie et la Libye.

- **Maroc**

Le Maroc est interconnecté au niveau transfrontalier avec l'Espagne et l'Algérie. Comme pour les autres pays maghrébins, le réseau marocain a évolué au fil du temps et est désormais synchronisé avec le réseau européen de transmission à haute tension.

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Capacité de transfert maximal (MW)	Énergie échangée (GWh par an)	Facteur de charge (%)	Année de mise en service
Maroc	Algérie	220	200	400	504	17,0	1988
		220	200				1992
		400	1,000				2009
		400	1,000				2009
	Espagne	400	600	700	15	0,2	1997
		400	600	--	--	--	2006

Tableau 6. Projets d'interconnexion d'électricité existants au Maroc

À l'Est, le Maroc est connecté à l'Algérie avec deux lignes datant de 1988, une troisième ligne a alors été créée en 2010. Le niveau d'énergie échangé est très faible puisque le facteur de charge du commerce d'énergie est de 17 %. Sur sa façade nord, l'interconnexion entre le Maroc et l'Espagne est la seule ligne transfrontalière qui relie l'Afrique du Nord à l'UE ; elle a été créée en 1997. Elle se compose d'un seul circuit de 400 kV en courant alternatif passant dans un câble sous-marin. En juillet 2006, une seconde ligne de 400 kV est entrée en service. Le Maroc a modifié sa législation énergétique afin de pouvoir acheter de l'électricité en Espagne sur le marché libéralisé. L'interconnexion entre l'Espagne et le Maroc s'est avérée très utile. En 2017, 5,75 TW/h d'énergie nette importée ont couvert plus de 15 % de la demande de charge totale du Maroc. Actuellement, les interconnexions énergétiques régionales sont bien développées mais les échanges d'électricité sont pour l'instant limités à l'aide mutuelle et aux contrats commerciaux annuels avec l'Union européenne. Pour l'instant, il ne semble pas trop difficile d'obtenir un financement international de ces projets, et la Banque mondiale comme les IFI semblent être prêtes à examiner des projets solides à long terme et à les financer. Cependant, une meilleure utilisation de l'interconnexion actuelle nécessitera tout de même des investissements matériels, principalement sur les nouvelles lignes en rapport avec les renforcements au sein des pays reliés.

[6] Courant continu à haute tension en Méditerranée
[7] MEDTSO. Consolidation d'une infrastructure d'électricité sécurisée et durable dans le bassin méditerranéen. Le projet p 26, 2018.

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Type de projet / statut	Coût estimé (en millions d'euros)	Année de mise en service prévue
Maroc	Algérie	400	1,200	-- / --	--	--
	Portugal	400	1,000	-- / --	717	--
	Espagne	400	1,000	-- / --	382	2018

Tableau 7. Futurs projets d'interconnexion d'électricité au Maroc

Le premier tient compte du renforcement de la ligne de transmission avec l'Algérie. Le second consiste en une nouvelle interconnexion entre le Portugal et le Maroc, employant la technologie CCHT avec une capacité de 1000 MW et une longueur totale de 265 km. En juin 2016, le ministère marocain de l'Énergie et le ministère portugais de l'Économie ont signé un accord pour mener une étude de faisabilité pour le projet d'interconnexion d'électricité[8]. Le troisième implique une nouvelle liaison entre le Maroc et l'Espagne pour renforcer l'échange d'énergie existant entre les deux pays.

- **Tunisie**

Comme pour le Maroc et l'Algérie, le réseau tunisien est synchronisé avec le réseau européen de transmission à haute tension, facilitant ainsi les lignes transfrontalières potentielles sur l'axe Nord-Sud. Cependant, le réseau d'électricité de la Tunisie est actuellement uniquement connecté à ses voisins nord-africains, l'Algérie et la Libye.

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Capacité de transfert maximal (MW)	Énergie échangée (GWh par an)	Facteur de charge (%)	Année de mise en service
Tunisie	Algérie	90	50	150	260	9,0	1984
		90	50				1995
		220	200				1980
		150	50				1953
		400	1,000				2014
	Libye	225	200	--	--	--	2003

Tableau 8. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Tunisie

Il existe cinq lignes de transmission qui relient la Tunisie à l'Algérie, alors qu'il n'y en a qu'une seule entre la Tunisie et la Libye. Jusqu'à présent, le taux d'électricité échangé sur les interconnexions entre la Tunisie et l'Algérie correspondait à 9 %, un niveau faible compte tenu du potentiel des lignes de transmission. Malheureusement, aucune donnée n'est disponible sur le commerce d'électricité entre la Tunisie et la Libye. Même si les lignes de transmission ne sont pas exploitées, de nouvelles interconnexions d'électricité font actuellement l'objet d'évaluations dans le sens Sud-Sud, ainsi qu'en Europe. En effet, la Tunisie recherche des options commerciales avec l'Italie, et envisage le renforcement de sa connexion avec la Libye :

[8] Agence internationale de l'énergie, Interconnexion d'électricité à grande échelle. Technologie et perspectives pour les réseaux interrégionaux p. 12, 2016.

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Type de projet / statut	Coût estimé (en millions d'euros)	Année de mise en service prévue
Tunisie	Libye	--	500	-- / --	507	--
	Italie	400	600/1.200	Nouveau/Préfaisabilité	616	--

Tableau 9. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Tunisie

Le premier projet implique une nouvelle interconnexion entre la Tunisie et la Libye, qui se poursuivra jusqu'en Égypte comme cela a déjà été expliqué dans la section concernant l'électricité libyenne.

La deuxième interconnexion prévue concerne le projet ELMED (ELectricité MEDiterranéenne), qui explore la possibilité de relier la Tunisie à l'Italie par le biais de deux interconnexions différentes, contribuant ainsi à l'accroissement de l'échange d'énergie entre l'UE et l'Afrique du Nord. La première ligne entre la Tunisie et la Sicile affichera une capacité de 600 MW et sera mise en œuvre par le biais d'un câble sous-marin CCHT ; le second câble viendra renforcer le premier ajoutant 600 MW à la capacité de l'interconnexion.

5.1.2. La sous-région du Machrek

Au Machrek, le projet de bloc entre huit pays (EIJLLPST)[9] a été lancé en 1998 par l'Égypte, l'Irak, la Jordanie, la Syrie et la Turquie afin d'actualiser leurs systèmes d'électricité selon une norme régionale. Le Liban, la Libye et la Palestine ont rejoint le groupe par la suite. En 1992, les cinq pays d'origine ont signé un accord de commerce général pour une assistance mutuelle par le biais de l'échange de l'électricité excédentaire. Un accord d'interconnexion d'électricité général a suivi en 1996, définissant les conditions générales pour l'utilisation de l'interconnexion d'électricité. La société nationale d'électricité jordanienne (NRPCO) a été désignée par les autres parties comme l'organisme de coordination de l'EIJLLPST et deux comités pour le fonctionnement et la planification ont été mis en place dans le programme d'interconnexion EIJLLPST.

Le programme prévoyait un excellent rendement économique ainsi que des avantages techniques pour les pays interconnectés, réduisant les investissements dans la construction de nouvelles centrales électriques, échangeant l'énergie entre les réseaux dans les situations habituelles et d'urgence, permettant ainsi d'améliorer leurs économies, en partageant leurs connaissances et leur expérience sur la planification et l'exploitation des systèmes électriques.

Une présentation plus détaillée des interconnexions d'électricité transfrontalières existantes et futures pour le projet du bloc des huit pays fait l'objet d'une analyse plus détaillée, pays par pays.

- **Égypte**

Les infrastructures d'électricité transfrontalières existantes relient l'Égypte à la Libye à la frontière ouest et à la Jordanie et à la Palestine à la frontière Est. Les interconnexions transfrontalières égyptiennes en place font partie de ce que l'on appelle le « Projet d'interconnexion des huit pays ».

[9] Le projet d'interconnexion du bloc des huit pays (Égypte, Irak, Jordanie, Liban, Libye, Palestine, Syrie et Turquie).

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de ligne (MW)	Capacité de transfert maximal (MW)	Énergie échangée GWh par an	Facteur de charge (%)	Méthode de financement	Année de début de fonctionnement
Égypte	Libye	220	250	180	70	4,0	Financement public	1998
	Jordanie	220	550	450	363	9,0		1998
	Palestine	220	21	200	190	90,0		2008

Tableau 10. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Égypte

Le tableau 9 montre que les interconnexions entre l'Égypte et la Libye et la Jordanie ne sont pas pleinement exploités étant donné que le facteur de charge équivaut respectivement à 4 % et 9 %. Si l'on s'intéresse à l'année 2016, aucun échange d'électricité n'a eu lieu sur l'interconnexion électrique entre l'Égypte et la Libye en raison de la conjoncture régionale[10]. De plus, l'interconnexion électrique entre l'Égypte et la Jordanie a affiché un déclin dans le commerce d'électricité puisque seulement 333,8 Gwh ont été exportés depuis le réseau égyptien vers la Jordanie, ce qui équivaut à moins de la moyenne des années précédentes[11]. Le commerce d'électricité est pertinent uniquement en ce qui concerne l'interconnexion avec la Palestine puisque le facteur de charge a atteint 90 %. Compte tenu de l'augmentation continue de la demande d'électricité en Égypte, plusieurs projets d'infrastructures font actuellement l'objet d'études pour l'avenir :

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Type de projet / statut	Coût estimé (en millions d'euros)	Année de mise en service prévue
Égypte	Libye	500/400	1,200	Phase de mise à jour/faisabilité	--	--
	Jordanie	--	1,200	Mise à jour / --	198	--
	Palestine	220	150	Phase de nouveauté/faisabilité	--	--
	Arabie Saoudite	(DC) 500	3,000	Phase de nouveauté/d'autorisation	--	2021
	Soudan	(DC) 600	2,000	Phase de nouveauté/faisabilité	--	2025
	Turquie	--	3,000	Nouveau / --	2,908	--

Tableau 11. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Égypte

Parmi les futurs projets répertoriés dans le Tableau 4, deux sont particulièrement pertinents pour le bassin méditerranéen, bien qu'ils présentent une perspective à moyen/long terme. Le premier concerne l'actualisation de l'interconnexion entre l'Égypte et la Jordanie visant à doubler la capacité actuelle, pour la porter à 1100 MW. L'augmentation de la capacité de l'interconnexion augmentera l'intégration de la production de SER ainsi que la stabilisation du

[10] National Electric Power Corporation, Rapport annuel 2016, p. 29, 2016.
[11] National Electric Power Corporation, Rapport annuel 2016, p. 29, 2016.

réseau, aidant les deux pays à répondre à leur demande de charge et retardant ainsi positivement les investissements tant dans la production que la transmission[12].

Le second projet concerne la construction d'un câble sous-marin CCHT entre la Turquie et l'Égypte, prévu comme une alternative au couloir Nord-Sud existant passant par la Turquie, la Syrie, la Jordanie et l'Égypte. L'objectif consiste à développer un nouveau couloir à l'est du bassin méditerranéen avec une capacité estimée d'environ 3000 MW.

Malgré l'accroissement de son réseau transfrontalier, l'exploitation des infrastructures existantes constitue toujours un défi compte tenu que l'échange d'électricité actuel entre l'Égypte et ses voisins est relativement faible.

- **Israël**

Le système électrique d'Israël fonctionne de façon autonome comme s'il s'agissait d'une île devant être autosuffisante et capable de répondre entièrement à sa propre demande en toutes circonstances, en raison de son emplacement géographique et des relations complexes avec ses voisins arabes. Le réseau électrique israélien est connecté uniquement à la Palestine et alimente la Cisjordanie et Gaza en électricité. Israël a toujours été dépendant des importations pour satisfaire ses besoins énergétiques. Cependant, les récentes découvertes significatives de gaz naturel dépassent les prévisions de demande en Israël et le pays pourrait devenir un exportateur net d'électricité produite à partir du gaz. Par conséquent, différents projets sont actuellement à l'étude pour développer des interconnexions transfrontalières :

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Type de projet / statut	Coût estimé (en millions d'euros)	Année de mise en service prévue
Israël	Chypre - Grèce	600	2,000	Phase de nouveauté/préfaisabilité et faisabilité	5,952	--
	Turquie	--	2,000	Nouveau / --	1,738	--

Tableau 12. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Israël

Le principal projet en cours est l'interconnecteur dit d'Eurasie, qui devrait relier les réseaux d'électricité d'Israël, de Chypre et de Grèce. Il proposera la création d'un transfert énergétique fiable entre Israël et l'Union européenne et unifiera les réseaux d'électricité sur deux continents différents, et sera donc le premier pont électrique entre l'Europe et l'Asie. Les systèmes électriques d'Israël, de Chypre et de Grèce (via la Crête) seront reliés au moyen de câbles sous-marins CCHT avec une capacité de 2000 MW.

La construction de la nouvelle liaison pourrait représenter un nouvel axe important pour l'exploitation du gaz en Israël. L'UE a fait la promotion du projet et l'a inclus dans le PDDR (Plan décennal de développement du réseau), car il va mettre fin à l'isolation énergétique de Chypre, le dernier membre de l'Union européenne qui reste entièrement isolé sans interconnexion d'électricité ou de gaz. Il va également permettre de créer une grande ligne électrique reliant Israël, Chypre et la Grèce, qui alimentera en toute sécurité l'Union européenne en électricité, produite grâce aux réserves de gaz à Chypre et en Israël ainsi qu'à partir de sources d'énergies renouvelables disponibles.

[12] MEDTSO, consolidation d'une infrastructure d'électricité sécurisée et durable dans le bassin méditerranéen. Le projet méditerranéen, p 29, 2018.

Le deuxième projet en cours concerne un câble sous-marin entre Israël et la Turquie, dans l'objectif de créer et de faciliter les échanges commerciaux entre ces deux pays.

- **Jordanie**

Les infrastructures d'électricité transfrontalières existantes relient la Jordanie à l'Égypte, à la Palestine et à la Syrie. Comme l'Égypte, la Jordanie faisait partie des cinq pays à l'origine du « Projet d'interconnexion des huit pays ». Les interconnecteurs d'électricité transfrontaliers jordaniens font partie de ce réseau international.

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Capacité de transfert maximal (MW)	Énergie échangée GWh par an	Facteur de charge (%)	Méthode de financement	Année de mise en service
Jordanie	Égypte	400	550	200	9	1,0	Subventions publiques du Fonds arabe (Arab Fund)[13]	1998
	Palestine	33	--	20	41	90,0		2008
	Syrie	400	1,000	350	69	2,0	--	1998

Tableau 13. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Jordanie

Le facteur de charge de l'interconnexion entre la Jordanie et l'Égypte équivaut à 1 % jusqu'en 2015. En outre, ce pourcentage est passé à 0 en 2016 et il n'y a pas eu d'exportation d'énergie de la Jordanie vers l'Égypte[14]. Les raisons à l'origine de ce faible taux d'utilisation doivent faire l'objet d'une enquête, mais on peut s'attendre à des développements positifs conformément à la capacité de production accrue en Égypte. Au contraire, l'interconnexion qui relie la Jordanie à la Palestine fournit normalement un niveau satisfaisant de commerce d'électricité puisque le facteur de charge atteint les 90 %. En 2008, la Cisjordanie a commencé à importer 20 MW d'électricité provenant de Jordanie, par l'intermédiaire d'un réseau de 33 KV, acheminant l'électricité jusqu'à Jéricho. Cependant, on a noté un déclin jusqu'à 42,4 Gwh en 2016, réduisant ainsi les exportations jordaniennes par rapport au niveau des années précédentes. En outre, comme la demande palestinienne en électricité n'est pas intégrée dans les plans d'expansion du secteur électrique jordanien, la Palestine ne pourra compter que sur l'électricité jordanienne excédentaire et résiduelle pour répondre à sa demande croissante.

Même si le taux d'échange d'énergie est très faible, d'autres infrastructures d'électricité transfrontalières sont prévues à l'avenir, afin d'améliorer la coopération transfrontalière entre la Jordanie et ses voisins :

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Type de projet / statut	Coût estimé (en millions d'euros)	Année de mise en service prévue
Jordanie	Égypte	400	1,200	Phase de mise à jour/faisabilité	198	--

[13] Vous trouverez de plus amples informations sur le site http://www.arabfund.org
[14] National Electric Power Corporation, Rapport annuel 2016, p. 29, 2016.

	Palestine	400	1,000	Phase de nouveauté/faisabilité	--	
	Arabie Saoudite	400	500	Phase de nouveauté/faisabilité	--	

Tableau 14. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Jordanie

Le premier projet concerne l'actualisation de l'interconnexion entre l'Égypte et la Jordanie visant à doubler la capacité actuelle, pour la porter à 1,100 MW. L'augmentation de la capacité de l'interconnexion améliorera l'intégration de la production de SER ainsi que la stabilisation du réseau, aidant les deux pays à répondre à leur demande de charge et réduisant ainsi positivement les investissements excessifs dans la production d'électricité conventionnelle.

Le second projet est une nouvelle interconnexion avec la Cisjordanie qui est actuellement en cours de développement et qui implique une augmentation du niveau de tension avec la Palestine de l'ordre de 400 kV. Des efforts sont actuellement déployés des deux côtés pour préparer les plans de ce projet et garantir le financement nécessaire.

Le troisième projet concerne la connexion électrique entre la Jordanie et l'Arabie Saoudite. Un protocole d'entente a été signé en décembre 2017 par les gouvernements respectifs des deux pays afin d'entamer la préparation des études de faisabilité technique et économique pour l'échange réciproque de l'énergie électrique[15].

- **Liban**

La société publique Électricité du Liban, représente plus de 90 % du secteur libanais de l'électricité. En raison de sa position géographique, le réseau électrique libanais est relié uniquement à la Syrie au niveau transfrontalier. Il se compose d'un circuit unique de 400 kV, d'un circuit double de 220 kV et d'une ligne d'interconnexion aérienne de 66 kV.

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Capacité de transfert maximal (MW)	Énergie échangée (GWh par an)	Facteur de charge (%)	Méthode de financement	Année de mise en service
Liban	Syrie	66	35	35	--	--		--
Liban	Syrie	220	170	130				
Liban	Syrie	400	270	130				

Tableau 15. Projets d'interconnexion d'électricité existants au Liban

Depuis le début de la guerre en Syrie en 2011, le réseau électrique du Liban ressemble à un îlot énergétique ; les importations d'électricité ont été perturbées et une hausse considérable de la demande d'électricité estimée à 500 MW a été provoquée par l'afflux de plus de 1,5 million de réfugiés syriens au Liban, accentuant l'écart entre la demande et l'offre d'électricité. En outre, aucun échange électrique n'a eu lieu entre la Syrie et la Jordanie en 2016 en raison de la conjoncture régionale[16].

- **Libye**

Le réseau électrique libyen est connecté à l'Égypte à la frontière Est et à la Tunisie à la frontière Ouest. Ces interconnexions font partie de ce que l'on appelle le « Projet d'interconnexion des huit pays » que la Libye a rejoint après le début de l'initiative en 1992.

[15] National Electric Power Corporation, Rapport annuel 2016, p. 29, 2016.
[16] National Electric Power Corporation, Rapport annuel 2016, p. 29, 2016.

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Capacité de transfert maximal (MW)	Énergie échangée (GWh par an)	Facteur de charge (%)	Méthode de financement	Année de mise en service
Libye	Égypte	200	120	180	152	10,0	Subventions publiques du Fonds arabe (Arab Fund)[17]	1998
	Tunisie	200	200	--	--	--		2008

Tableau 16. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Libye

L'interconnecteur entre la Libye et l'Égypte fournit généralement un échange d'énergie équivalant à un facteur de charge de 10 %. Aucun échange électrique n'a eu lieu entre les deux pays en 2016 en raison de la situation politique de la Libye[18]. Dans tous les cas, de nouvelles améliorations des interconnexions transfrontalières aux frontières Est et Ouest de la Libye sont prévues.

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Type de projet / statut	Coût estimé (en millions d'euros)	Année de mise en service prévue
Libye	Égypte	Libye 400 Égypte 500	500	Phase de nouveauté/faisabilité	507	2017
	Tunisie	400	500	-- / phase de faisabilité		--

Tableau 17. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Libye

La nouvelle ligne d'une capacité de 1000 MW devrait améliorer les connexions de réseau de la Tunisie, la Libye et l'Égypte. La mise à jour a été soumise à des essais opérationnels d'interconnexion du réseau électrique libyen au réseau tunisien qui avait été testé pour la dernière fois en avril 2010. Suite au début de la guerre civile en Libye, aucun progrès n'a été effectué.

- **Palestine**

Le réseau électrique palestinien est étroitement lié au secteur israélien de l'électricité. En 2015, les territoires palestiniens dépendaient de l'Israeli Electric Corporation (IEC) pour l'approvisionnement en électricité à hauteur de 90 %,, allant de 64 % à Gaza à 99 % en Cisjordanie. Les seules maigres exceptions sont les lignes de transmission depuis la Jordanie et l'Égypte respectivement vers la Cisjordanie et Gaza.

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Capacité de transfert maximal (MW)	Énergie échangée (GWh par an)	Facteur de charge (%)	Méthode de financement	Année de mise en service
Palestine	Égypte	22	17	200	190	1,0		2008

[17] Vous trouverez de plus amples informations sur le site http://www.arabfund.org
[18] National Electric Power Corporation, Rapport annuel 2016, p. 29, 2016.

	Jordanie	33	--	20	41	90,0	Subventions publiques du Fonds arabe (Arab Fund)[19]	2008

Tableau 18. Projets d'interconnexion d'électricité existants en Palestine

En 2008, la Cisjordanie a commencé à importer 20 MW d'électricité provenant de Jordanie par l'intermédiaire d'un réseau de 33 KV, acheminant l'électricité jusqu'à Jéricho[20]. Comme la demande palestinienne en électricité n'est pas intégrée dans les plans d'expansion du secteur électrique jordanien, seule l'électricité jordanienne excédentaire est disponible à l'exportation. Par conséquent, il n'y a pas d'exportation d'électricité de la Palestine vers la Jordanie. En 2008, Gaza a également commencé à importer 20-30 MW d'électricité depuis l'Égypte pendant un nombre d'heures limité par jour, fournissant 14 % de l'approvisionnement énergétique de Gaza par l'intermédiaire de trois lignes de desserte[21]. Ce service restreint est fréquemment interrompu en raison du manque de maintenance des lignes et des préoccupations de sécurité dans la péninsule du Sinaï. De nouveaux projets visant à renforcer le commerce d'électricité entre la Palestine, l'Égypte et la Jordanie sont prévus :

De	À	Tension (kV)	Capacité nominale de la ligne (MW)	Type de projet / statut	Coût estimé (en millions d'euros)	Année de mise en service prévue
Palestine	Égypte	220	150	Phase de nouveauté/faisabilité	--	--
	Jordanie	400		Phase de nouveauté/faisabilité	--	--

Tableau 19. Futurs projets d'interconnexion d'électricité en Palestine

L'augmentation de la capacité d'interconnexion de l'Égypte à Gaza et de la Jordanie à la Cisjordanie est une option techniquement réalisable. Par conséquent, la construction d'une ligne de transmission de 220 kV de l'Égypte à Gaza a été prise en considération ainsi qu'une nouvelle ligne de 400 kV de la Jordanie à la Cisjordanie. Le fait que les deux pays voisins de la Palestine commencent à être confrontés à une perspective d'électricité excédentaire garantira des importations d'énergie pour la Palestine, ce qui permettra d'augmenter et de diversifier la sécurité de son alimentation, contribuant à un accès plus sûr à l'électricité.

[19] Vous trouverez de plus amples informations sur le site http://www.arabfund.org
[20] Groupe de la banque mondiale, Securing Energy for Development in West Bank and Gaza (Garantie énergétique pour le développement en Cisjordanie et à Gaza), p. 62, 2017.
[21] Groupe de la banque mondiale, Securing Energy for Development in West Bank and Gaza (Garantie énergétique pour le développement en Cisjordanie et à Gaza), p. 64, 2017.

6. Déterminer des outils réglementaires appropriés

6.1. Différentes catégories d'investissements dans une perspective réglementaire

En fonction des évaluations de situations, MEDREG analyse quels outils peuvent être utilisés par les autorités réglementaires pour évaluer les investissements entrepris par les opérateurs de transmission. Le défi consiste à identifier les lacunes d'infrastructure, en justifiant de nouveaux investissements et en évaluant la valeur ajoutée des nouveaux projets proposés par les GRT et, en fin de compte, en vérifiant la pertinence des coûts et de la gestion du projet.

Les régulateurs et les autorités publiques peuvent utiliser tout un ensemble d'outils et de mesures différents dans leur relation avec le secteur, ces outils dépendant, cependant, de plusieurs paramètres en rapport avec les caractéristiques des pays. L'objectif de MEDREG est notamment d'aider les membres à partager leur expérience et à déterminer quels outils pourraient être utiles dans la région, en gardant à l'esprit qu'il n'y a pas d'approche unique. Les régulateurs de l'UE possèdent un savoir-faire à partager, plus particulièrement en ce qui concerne la relation avec les GRT, et les décideurs et devraient formuler des recommandations aux pays du sud du bassin méditerranéen. L'approche pour aborder le développement des infrastructures d'électricité dans les pays du Sud du bassin méditerranéen devrait être fondée sur un partage de connaissances progressif, un co-apprentissage et un étalonnage.

En termes de type d'investissements, il convient d'effectuer une distinction entre les projets nationaux et internationaux (les interconnexions, par exemple) ainsi que les infrastructures et projets qui présentent un intérêt commercial potentiel (production d'électricité). En effet, les infrastructures présentent un statut particulier dans la mesure où, même si des tarifs d'utilisation peuvent être fixés, les éléments du réseau font partie d'un système et souvent, ne peuvent pas déboucher sur une facturation directe des services aux utilisateurs. Dans ces domaines, la participation des investisseurs privés est plus complexe que dans la production d'électricité où les PEI se sont avérés être une solution possible.

Un autre aspect concerne les différences entre les niveaux de développement des systèmes nationaux et les écarts réglementaires. La spécificité des activités de réseau fait que le développement d'une partie du système a généralement des conséquences sur d'autres parties. Par exemple, les interconnexions doivent être abordées à la lumière des systèmes qu'elles relient. Certains obstacles à l'utilisation des interconnexions surviennent souvent en raison de contraintes internes, au niveau national.

La fiabilité du système est l'une des questions cruciales. En toutes circonstances, les systèmes électriques disposent de réserves pour maintenir la fiabilité en cas de panne de la centrale ou d'autres changements imprévus de l'offre et de la demande. Le partage des réserves entre des zones d'équilibrage signifie que chaque zone d'équilibrage dispose d'une capacité de réserve plus petite. Cependant, le partage des services et l'abaissement des exigences de réserve pour les GRT voisins, qui atténuent les besoins d'une assistance de production conventionnelle dans chaque pays, sont limités par les capacités des interconnexions.

6.2. Facteurs à l'origine des besoins d'investissement et des politiques

Les Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, même s'ils ne représentent actuellement qu'un quart du PIB total du bassin méditerranéen, devraient connaître une croissance deux fois plus rapide que les pays du nord du bassin méditerranéen jusqu'en 2030, date à laquelle ils représenteront environ un tiers du PIB total de la région. La population va croître à un rythme plus rapide sur la rive sud que sur la rive nord. Par conséquent, 60 % de la population sera installée dans des pays de la rive sud du bassin méditerranéen d'ici 2030. Pour ce qui concerne l'équilibre énergétique, cela implique que la consommation énergétique et que la demande d'électricité augmenteront au sud alors que la consommation énergétique va probablement diminuer au Nord. La situation va engendrer un immense besoin en projets d'infrastructures ainsi qu'en investissements sur la rive sud de la Méditerranée.

Des facteurs pratiques suggèrent que les réalités concrètes du bassin méditerranéen doivent être prises en compte. L'accessibilité des nouveaux investissements dans les infrastructures de systèmes électriques doit être jugée en tenant compte du statut actuel de chaque pays et de ses perspectives de développement. Les éventuels investisseurs, à l'échelle nationale et internationale, évalueront les risques de tels investissements, en exigeant un retour proportionnel au risque. Par conséquent, la minimisation des risques et l'optimisation des investissements pour les pays concernés revêtent une importance cruciale ; l'évaluation des risques porte notamment sur des facteurs comme la stabilité institutionnelle, la transparence des règles, la confiance dans les décisions judiciaires et les garanties fournies par les contreparties des investisseurs.

Le niveau de développement du secteur énergétique est aussi un paramètre important qui informe au sujet de la capacité des systèmes à répondre à l'augmentation de la demande ou au sujet de la connexion de nouvelles centrales de production, en particulier celles fonctionnant de manière intermittente.

Les politiques gouvernementales concernant les questions énergétiques (bouquet énergétique, couverture de réseau, fixation des tarifs, subventions des consommateurs, prévision de croissance de la charge, réduction des pertes non techniques, etc.) sont cruciales, en particulier en ce qui concerne le développement des énergies renouvelables. Les motivations économiques ainsi que l'acceptation par les ANR et les GRT jouent un rôle central dans le développement des SER. Il ne faut pas oublier que le développement de la production de SER est habituellement considéré comme très bénéfique pour un pays, toutefois, il convient de souligner que le rôle des SER ne doit pas dépasser les capacités de réserve du système, liées à la capacité de production contrôlable. L'intégration du marché (marché intérieur, marché régional ou marché mondial) peut également apporter des améliorations grâce au développement d'interconnexions en supposant que certaines conditions préliminaires sont remplies au regard de la compatibilité entre les systèmes voisins.

Les interconnexions, en permettant le partage des réserves entre des réseaux opposés, peuvent permettre de réduire le recours aux réserves de production conventionnelles, mais un tel partage exigera des développements techniques et réglementaires et une convergence. Les ANR et les GRT peuvent contribuer à conseiller le gouvernement (en fonction de leur degré d'indépendance et de leur capacité à appliquer leurs décisions) et à renforcer le consensus entre les services publics et les parties prenantes en ce qui concerne les directives pour le développement du système électrique.

Les questions concernant la stabilité du système pourront trouver d'autres solutions basées sur des technologies innovantes. Le niveau de maturité doit également être considéré comme une possibilité d'envisager de nouvelles charges supplémentaires, pouvant être ajoutées aux bases industrielle et celles des consommateurs existantes (désalinisation de l'eau, voitures électriques, transports publics, efficacité énergétique).

6.3. Perspectives d'investissement

Selon leurs propres prévisions pour les 10 ans à venir, les GRT (Med-TSO) envisagent une augmentation de la capacité de génération dans le bassin méditerranéen d'environ 150 GW, dont 15 % provenant des SER, correspondant à une attente prévue de demande d'électricité d'environ 90 GW. Les investissements apparentés s'élèvent à 220 - 250 milliards d'euros. Cela suppose le renforcement du réseau HT et l'intégration des deux rives de la Méditerranée. Les GRT estiment la construction d'environ 33 000 km de lignes HT avec près de 20 milliards d'euros d'investissements.

En outre, Med-TSO a tenu compte de l'infrastructure d'interconnexion actuelle et future, ainsi que des besoins du point de vue technique, économique et financier pour créer les échanges ciblés entre les pays et un marché régional intégré de l'électricité.

Concernant les perspectives nationales et régionales, il existe plusieurs types d'investissement possible :

- Études sur modifications et améliorations de réseaux et de stations de production ;
- Investissements dans de nouvelles centrales électriques, y compris de nouvelles centrales de production SER ;
- Investissements centrés sur le renforcement des réseaux nationaux ;
- Investissements pour encourager les échanges d'électricité entre les pays voisins.

Dans son Plan directeur pour la Méditerranée, Med-TSO a établi une liste des projets de consolidation les plus pertinents nécessaires au développement d'un réseau intégré, fiable et efficace dans la région. Cela a conduit Med-TSO à cibler 14 faisceaux d'interconnexions transfrontalières suggérés pour 2030. Un faisceau est défini comme un ensemble d'investissements (nouvelles lignes, nouvelles sous-stations, autre matériel pour la commande de la puissance active et/ou réactive, comprenant en général à la fois les interconnexions transfrontalières et les consolidations intérieures) nécessaires pour augmenter les échanges d'énergie, mesuré par la Capacité de transfert net (CTN) entre les deux pays/portion du réseau.

En raison de l'importance des développements nécessaires, les pays de la rive sud de la Méditerranée auront du mal à couvrir les besoins d'investissement seulement avec le budget public. De nouveaux modèles commerciaux doivent être mis au point, incluant la participation du secteur privé, sous forme de Partenariats publics-privés (PPP) par exemple.

Depuis 1990, on assiste à une participation croissante du secteur privé pour soutenir le développement et la diffusion d'une dotation efficace en actifs dans le secteur de l'électricité : dans les pays en voie de développement, les gouvernements sont toujours la principale source de financement des infrastructures, apportant environ 70 % des fonds nécessaires, mais le secteur privé est également une source essentielle, avec une contribution à hauteur de 22 % du financement.

Le secteur de la production électrique a attiré l'essentiel de l'investissement privé dans l'électricité, par le biais de programmes de Producteurs d'électricité indépendants (PEI). L'implication privée dépend essentiellement :

- De la volonté des gouvernements d'impliquer le secteur privé dans le financement des actifs ;
- De l'environnement macro-économique global ;
- De la motivation du secteur privé à conclure un accord avec le gouvernement.

En ce sens, un cadre réglementaire adéquat et une bonne application de la loi contribuent à renforcer la confiance. Plus précisément, les investisseurs s'intéressent à l'indépendance des institutions et des processus réglementaires, l'accès au crédit, l'efficacité et la réactivité du gouvernement, la stabilité politique et l'opinion publique concernant une prestation privée des services d'infrastructure. Ces conditions sont généralement mesurées par l'intermédiaire d'indicateurs comme la Stabilité politique (SP) et les critères de la Règle de droit (RdD), tels que définis par le projet des Indicateurs de gouvernance mondiaux (fournis par la Banque mondiale). Les deux indicateurs présentent généralement une corrélation positive avec le niveau d'investissement. Plus la stabilité politique (et financière) est importante, plus le risque pays est perçu comme faible, et moins le retour sur investissement attendu est élevé. Un score élevé concernant la Règle de droit suppose une plus grande certitude concernant le système juridique et judiciaire, améliorant ainsi le niveau d'application des contrats dans le pays étudié.

6.4. Le besoin de coordination des GRT

Pour faciliter la coopération entre les zones d'équilibrage englobant une région géographique plus vaste, l'objectif ultime devrait être d'atteindre la coordination des zones d'équilibrage entre des GRT voisins, impliquant, entre autres, une meilleure utilisation des capacités d'interconnexions existantes et prévues (MedTSO International Exchanges Report Task 3.2 on "Schemes of Sharing Services with RES integration »).

La réussite de cette coordination exige clairement une coopération efficace entre les GRT et les régulateurs dans un processus progressif, incluant les dimensions techniques, législatives et réglementaires.

La première phase de ce processus concerne la coordination des zones d'équilibrage entre les GRT opposés. Cela supposera un consensus politique et exigera un plan d'action détaillé basé sur des questions d'harmonisation :

- Harmonisation du consensus institutionnel entre les pays interconnectés
- Assistance aux parties prenantes des systèmes interconnectés, incluant les générateurs et les PEI, le cas échéant.
- Harmonisation des règles et des codes statutaires (se concentrant sur le partage des réserves) entre les GRT interconnectés.
- Harmonisation et coordination rigoureuse des types de services et des paramètres techniques entre les GRT interconnectés.
- Coordination des plans de développement, pour la production tant conventionnelle qu'à partir de SER, entre les deux systèmes interconnectés.

Il existe plusieurs manières d'atteindre l'objectif de partage des services. Le choix de la manière la plus appropriée dépend des configurations techniques de chaque GRT et de la précision, de l'exhaustivité et de la rigueur des accords nécessaires entre les GRT opposés.

L'une des principales questions à prendre en compte pour la rédaction des accords de GRT sera le partage efficace des responsabilités concernant la zone d'équilibrage « coordonnée » entre les GRT opposés. Med-TSO et MEDREG pourraient jouer un rôle de conseil important pour créer ou obtenir des accords concernant les règles. Même sur la question du consensus institutionnel, Med-TSO et MEDREG pourraient suggérer des actions appropriées dans les deux pays afin d'encourager et de soutenir la mise en œuvre des politiques européennes pour l'équilibre régional des pays du Sud.

7. Recommandations concernant les priorités

En bref, afin de booster l'investissement, il est nécessaire d'évaluer clairement les priorités aux niveaux national et régional. Il est important d'avoir une vue d'ensemble des systèmes énergétiques afin de garantir la cohérence des choix. À cet égard, les efforts doivent s'inscrire sur le long terme, ce qui inclut l'évaluation des besoins et des éventuelles solutions pour les satisfaire, en organisation le développement des approvisionnements énergétiques, de la production d'électricité, des réseaux de transmission et de distribution et des interconnexions. Les processus d'investissement sont longs, il est donc crucial de promouvoir la stabilité et la transparence en ce qui concerne l'organisation et la réglementation institutionnelles, à la fois pour les investisseurs nationaux et étrangers. Lorsque l'on se concentre sur les infrastructures, elles doivent être développées en priorité par les opérateurs de systèmes nationaux et pour être efficaces, elles doivent jouer un rôle de coordination en tenant compte d'une bonne planification à long terme.

Une planification adaptée et appropriée est en effet essentielle pour répondre aux prévisions de demande et mesurer la maturité du système. Le développement des infrastructures d'électricité nécessite un investissement considérable, normalement à la fois privés et gouvernementaux. Mais les investissements privés exigent des projets de faisabilité solides basés sur le risque perçu et la viabilité financière des projets. Les investissements directs étrangers (IDE) sont essentiels à bien des égards pour le développement de l'infrastructure d'un pays et les risques associés aux pays sont les premiers à être évalués par les investisseurs étrangers. La garantie d'un environnement réglementaire stable tout au long du cycle de vie d'un projet est indispensable pour les investisseurs.

En matière de développement d'interconnexion en ce qui concerne les rives sud et est, les organismes de réglementation doivent orienter les GRT, qui doivent se partager les responsabilités pour coordonner la zone d'équilibrage transfrontalière. Un juste équilibre de responsabilité entre les ANR et les GRT garantirait une approche commune dans chaque pays pour négocier les compromis nécessaires afin d'encourager une responsabilité commune pour le partage des services. La planification intégrée pour chaque système de GRT est nécessaire afin de coordonner les niveaux de réserve requis avec le développement de production attendu, y compris les plans de développement de SER concurrents et intermittents et, au-delà, le développement des interconnexions dans l'objectif d'accroître les échanges commerciaux d'énergie transfrontaliers.

L'extension du commerce transfrontalier peut être un moyen économique d'accroître la fiabilité et l'accessibilité, mais il subsiste des obstacles techniques et politiques. Afin de surmonter ces obstacles, la mise en place d'une coopération technique et politique constante est fondamentale. Des institutions comme MEDREG et Med-TSO sont de plus en plus impliquées dans le soutien de collaborations techniques et institutionnelles concrètes aux niveaux régional et international, faisant la promotion d'un échange durable et entraînant une plus grande compatibilité des pays de la région.

Plus précisément, parmi les options visant à améliorer la situation dans les PSEM, on peut identifier les recommandations suivantes :

- **La clarification de l'architecture institutionnelle à l'échelle nationale** : dans la plupart des cas, les GRT appartiennent à l'État et sont sous le strict contrôle du gouvernement. Cela peut se justifier par le besoin d'un développement d'infrastructures supérieur à ce qu'il

est dans l'UE, faisant de la question du développement du réseau d'électricité une priorité politique. En effet, le financement des projets reste un aspect difficile du développement de réseaux dans la région méditerranéenne, car la notation de crédit de plusieurs pays de la rive Sud reste incertaine malgré le recours de plus en plus fréquent à un financement externe. La situation doit être soigneusement examinée en fonction des perspectives de développement des producteurs d'électricité indépendants et de l'éventuelle cohabitation entre un secteur réglementé et un secteur concurrentiel. Les objectifs nationaux doivent être clarifiés afin de bien concevoir les règles et de créer des incitations pour chaque catégorie d'acteurs. Dans ce contexte, les institutions financières publiques internationales devraient également être impliquées pour garantir que lesdits objectifs sont durables à moyen et long termes.

- **Renforcer la capacité de planification d'investissement** : en général, il est compliqué pour les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée de planifier un investissement dans le réseau à moyen et long termes, car les projets financés sont affectés par des retards ou des pannes à la fois sur les réseaux d'électricité et dans les installations d'énergie renouvelable. En se basant sur une vision à long terme, articulant toutes les dimensions pertinentes des systèmes d'électricité, il est essentiel d'évaluer les éventuels facteurs à mobiliser, notamment l'efficacité énergétique du côté des consommateurs. La charge financière des investissements doit également faire l'objet d'une estimation minutieuse, notamment pour éviter le risque de sortie du réseau par les consommateurs (en développant par exemple leur propre production). De plus, parmi les pays du Sud de la Méditerranée, plusieurs accélèrent leurs programmes pour réformer les tarifs de l'électricité. Alors que ces plans vont probablement réduire le fardeau fiscal des gouvernements, en réduisant les subventions, ils pourraient également entraîner une pression à la baisse sur la demande d'électricité. Par conséquent, le résultat de l'évolution des tarifs devrait être examiné attentivement lors de la planification de la capacité future.
- **Garantir un bon niveau de transparence et de savoir-faire :** encourager l'investissement, la stabilité institutionnelle et la transparence des règles constituent des facteurs clés. Les étapes de mise en place de marchés concurrentiels incluent en particulier des développements en termes de gouvernance afin d'établir une tarification efficace de l'énergie et des responsabilités claires pour les parties prenantes. Les investisseurs étrangers exigent généralement des garanties au sujet des structures de risque et de la couverture. De plus, il existe un besoin de fournir un renforcement des capacités dédié pour les principaux décideurs en matière d'énergie dans les pays PSEM afin de partager les connaissances et les informations entre les états de l'UE et la région, en particulier en matière de planification des investissements, de normes techniques et de financement des projets d'énergies renouvelables.
- **Les régulateurs jouent un rôle essentiel :** Les autorités réglementaires sont des institutions qui participent à la création d'un climat d'investissement sain. En fait, leur rôle consiste à travailler en étroite collaboration avec les opérateurs en veillant à ce que les processus d'investissement soient gérés efficacement. Elles contribuent à déterminer les objectifs à long terme pour le développement des systèmes d'énergie, avec une vision de l'organisation du système électrique. Ils jouent également un rôle crucial dans l'adaptation des règles pour augmenter le niveau des interconnexions et combler les éventuelles lacunes réglementaires entravant les flux d'énergie transfrontaliers. Puisqu'ils partagent les

mêmes types de compétences, lorsque les régulateurs sont présents dans les pays interconnectés, ils contribuent à des arrangements réciproquement avantageux.

Annexe 1 - Présentation des systèmes d'électricité dans les pays de l'Est et du Sud de la Méditerranée[22]

1.1. Algérie

1.1.1. Production

- **Capacité installée**

La capacité d'électricité du pays augmente fortement ; depuis 2008, 8 GW ont été installés, pour une capacité totale de 19 GW fin 2016, dont 97 % d'électricité thermique. Cette capacité est répartie comme ceci : les turbines au gaz représentent 59 %, les TGCC 23,6 %, les turbines vapeur 12,8, alors que le pétrole et les SER comptent respectivement pour 2 % et 2,5 %

- **Production électrique**

La production a augmenté rapidement, pour atteindre 66 Twh en 2016.

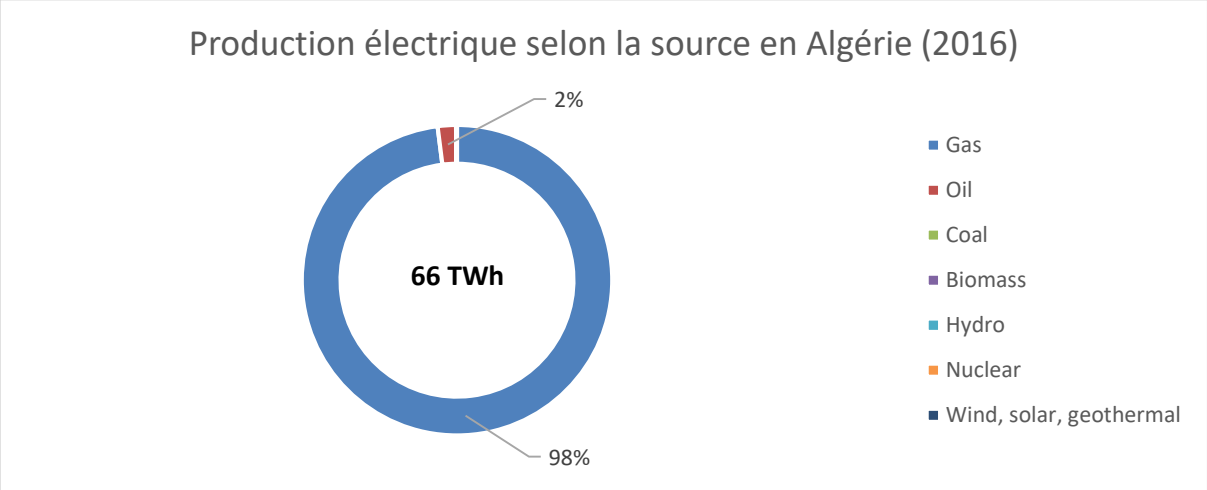

Figure 2. Production électrique selon la source en Algérie (2016, %) (Source : ENERDATA)

- **Société de production d'électricité**

SPE (Production d'électricité de Sonelgaz) est la filiale de Sonelgaz chargée de la production électrique. Elle dispose d'une capacité de 13 700 MW. En 2016, Sonelgaz a produit 66 Twh d'électricité, incluant sa participation dans des PEI, dont 47 % étaient produits par SPE.

Les producteurs d'électricité indépendants (PEI) ont une capacité totale de 5100 MW répartis entre 6 sociétés dans lesquelles Sonatrach et Sonelgaz ont une participation soit directe, soit par le biais d'AEC (compagnie énergétique algérienne), une joint venture 50/50.

[22] Nous ne disposons pas d'informations fiables sur la situation du réseau électrique en Libye en raison de la situation politique instable dans le pays.

1.1.2. Approvisionnement

- **Transport et distribution**

Le système national d'électricité se compose d'un réseau interconnecté au Nord et dans une partie du sud du pays. De plus, 25 réseaux supplémentaires isolés alimentés par des turbines à gaz et des groupes diesels approvisionnent les villes du Sud.

GRTE a augmenté la tension de ses lignes de transport (lignes électriques) de 220 kV à 400 kV depuis 2005, afin d'assurer l'alimentation électrique d'une part et de participer au développement des interconnexions avec les pays voisins d'autre part.

- **Sociétés de transport et distribution**

GRTE est la filiale de Sonelgaz responsable du transport de l'électricité. La longueur totale du système du réseau géré par GRTE est de 27 830 km pour toutes les tensions, de 60 kV à 400 kV. OS (l'opérateur du système électrique) est la filiale de Sonelgaz chargée du fonctionnement du marché de l'électricité.

La distribution d'électricité est assurée par 4 entreprises régionales, toutes des filiales de Sonelgaz : SDE (Est), SDO (Ouest), SDC (Centre) et SDA (Alger). Elles sont également chargées de la distribution du gaz. En 2016, les réseaux de distribution atteignaient une longueur totale de près de 316 500 km (moyenne et basse tensions) approvisionnant 8,7 millions de clients.

1.1.3. Demande

- **Consommation d'électricité**

La consommation d'électricité a augmenté de près de 7 % par an depuis 2009, atteignant 60 TWh en 2016. Le taux d'électrification est actuellement de 99 %. En 2016, l'industrie représentait 30 % de la consommation d'électricité, suivie par le secteur résidentiel avec 32 %, la part du secteur tertiaire s'élevant à 22 %.

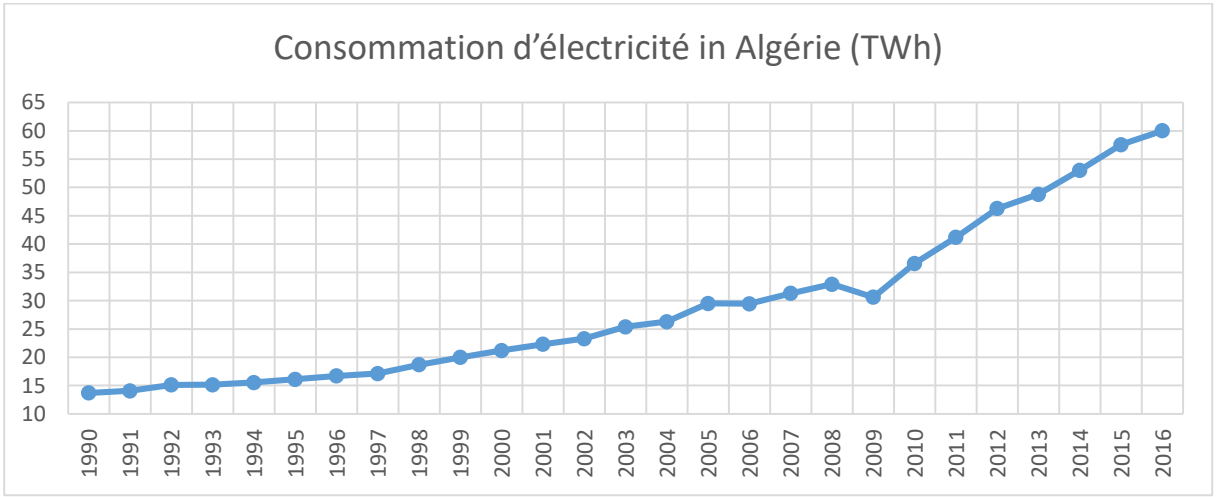

Figure 3. Consommation d'électricité en TWh (Source : ENERDATA)

La demande maximum a atteint 13 GW en juillet 2017, c'est-à-dire le double du niveau de 2007. Dans ce contexte, des investissements massifs dans la distribution d'électricité ont été prévus afin de contrer la baisse progressive de la sécurité d'approvisionnement dans certaines régions.

- **Mesures d'efficacité énergétique**

L'Agence pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE) a été créée en 1985 pour promouvoir des économies d'énergie et établir un programme d'efficacité énergétique inscrit dans la loi adoptée en 1999. L'agence est un établissement public avec une mission industrielle et commerciale, et fonctionne sous la supervision du ministère de l'Énergie et des mines.

Le Programme national pour la maîtrise de l'énergie (PNME) est l'un des instruments mis en œuvre par le gouvernement dans le cadre de la loi d'efficacité énergétique de 1999. Le PNEE a été mis en place sous la supervision de l'APRUE et mis en œuvre avec le soutien du Fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME). La mission principale du FNME est de contribuer au financement de la politique de maîtrise de l'énergie. Il est financé grâce à un impôt basé sur la consommation des consommateurs à grande échelle (électricité, gaz) ou grâce à des fonds internationaux.

Le Programme national pour la maîtrise de l'énergie pour la période 2015-2030 a été adopté en 2015. Il vise à rénover 100 000 logements par an et à renforcer les exigences d'efficacité pour les équipements d'utilisation finale, avec un objectif global d'économie d'énergie de 30 Mtep en 2030 dans le secteur de la construction. Pour les transports, le plan favorisera les carburants les plus disponibles et les moins polluants (par exemple le GPL) afin de réduire considérablement la part du diesel, correspondant à 15 Mtpe d'économie d'énergie en 2030. Dans l'industrie, le plan vise une économie équivalant à 34 Mtep en 2030.

1.1.4. Tarifs

Le prix de l'électricité pour les ménages est de 3,1 c USD/kWh et pour l'industrie 2,6 c USD/kWh (en 2016). Les prix ont diminué entre 2008 et 2015. Cependant, CREG a augmenté le tarif industriel de l'électricité de 20 % le 1er janvier 2016.

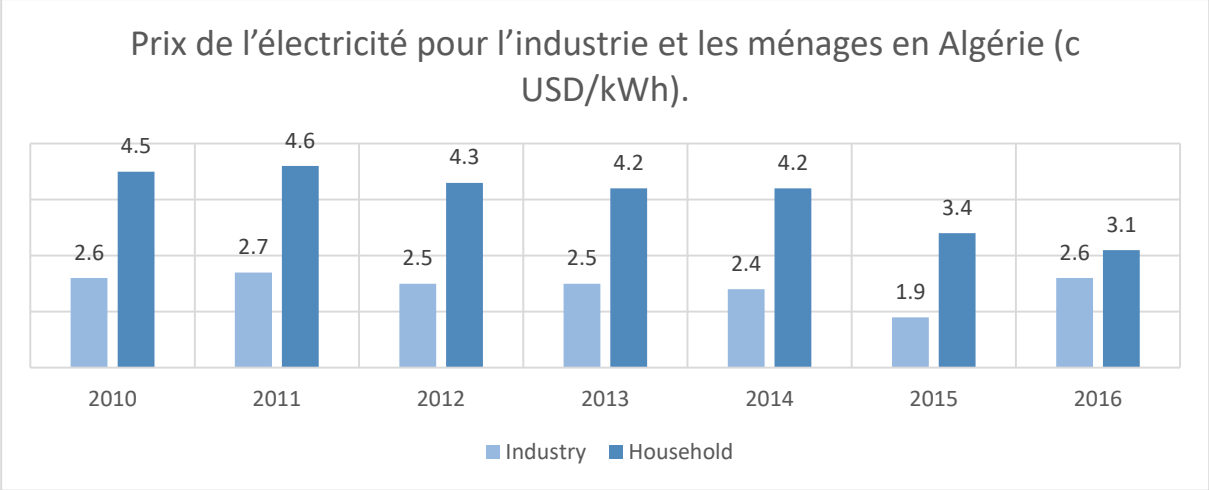

Figure 4. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages (c USD/kWh) (Source : ENERDATA)

1.2. Égypte

1.2.1. Production

- **Capacité installée**

Le pays présente une capacité d'électricité de 38,9 GW (fin de l'exercice fiscal 2015-2016), dont 90 % d'électricité thermique. La capacité hydroélectrique est stable depuis 1990 (2,8 GW). Grâce à une politique active pour la substitution du pétrole par le gaz naturel, le gaz représente 80 % de la capacité thermique. Plusieurs parcs éoliens et solaires ont été mis en service ces dernières années. En 2017, la capacité totale s'élevait à 59 MW pour le solaire et 750 MW pour l'éolien.

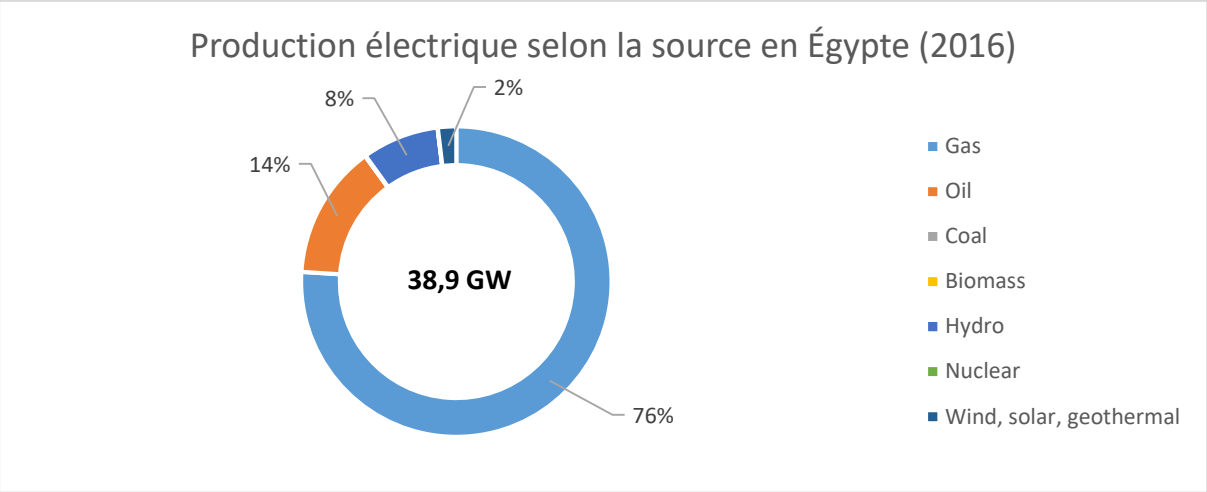

Figure 5. Production électrique selon la source en Égypte (2016, %) (Source : ENERDATA)

- **Production électrique**

La production électrique a augmenté rapidement depuis 2000 (6 % par an entre 2000 et 2016). En 2016, 90 % de la production d'électricité totale (189 Twh) avait une origine thermique, 8 % provenaient de sources hydrauliques et 2 % de l'éolien.

- **Société de production d'électricité**

EEHC (Egyptian Electricity Holding Company) est la société nationale publique d'électricité. EEHC est le principal producteur d'électricité, avec 38,9 GW (fin de l'exercice fiscal 2015-2016), et une production de 186 Twh (augmentation de 6,5 % par rapport à 2014-2015). Il existe 6 producteurs d'électricité publics reliés à EEHC : Centrales au Caire, à l'Est du Delta, dans le Moyen Delta, à l'Ouest du Delta, en Haute-Egypte et des centrales hydroélectriques. Ils devraient être partiellement privatisés (loi du 18 juin 1998), bien qu'aucune échéance n'ait été fixée. Après la libéralisation du secteur de l'électricité, plusieurs PEI ont construit des centrales électriques et représentent environ 6 % de la capacité du pays.

1.2.2. Approvisionnement

- **Transport et distribution**

Le réseau électrique national est composé de lignes de transport et de distribution de 500 kV, 400 kV, 220 kV, 132 kV, 66 kV et 33 kV. Il y a 44 900 km de lignes de transport (2016). Près de 7 % du réseau est composé de lignes de 500 kV et 400 kV (3100 km).

- **Sociétés de transport et distribution**

EEHC est la société nationale publique d'électricité. La Société égyptienne de transport d'électricité assure le transport de l'électricité. La distribution d'électricité est assurée par 9 entreprises régionales, toutes des filiales d'EEHC (EEHC 49 %) : Le Caire Nord, le Caire Sud, Alexandrie, El Behera, Delta Nord, Delta Sud, Canal, Moyenne Égypte, Behaira et Haute-Égypte.

1.2.3. Demande

- **Consommation d'électricité**

La consommation d'électricité a augmenté très rapidement entre 2000 et 2012 (en moyenne 7 % par an), et augmente depuis de 3 % tous les ans. Les ménages absorbent 46 % de cette consommation, suivis par l'industrie (25 %) et le secteur tertiaire (24 %) (2016).

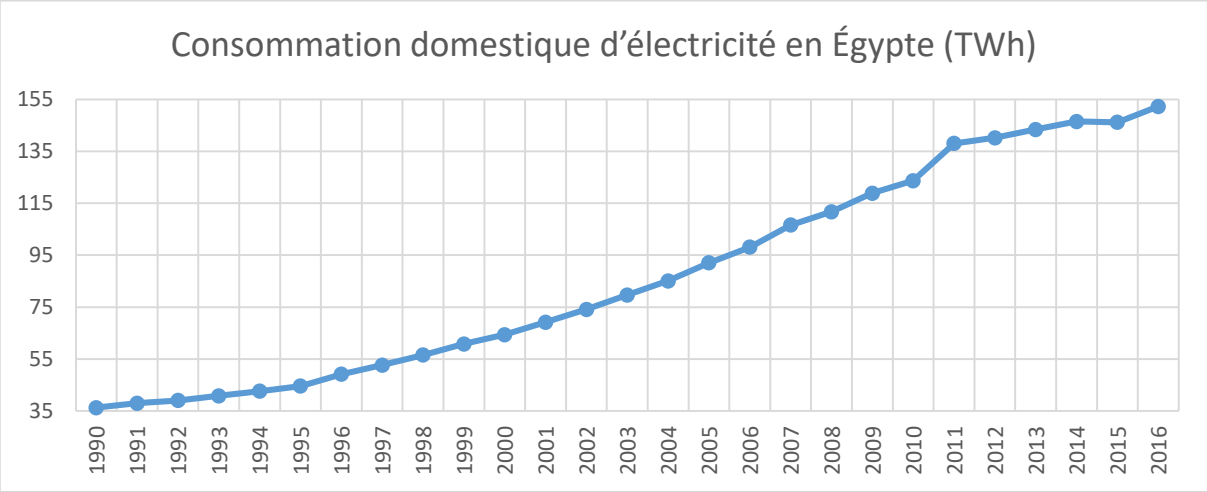

Figure 6. Consommation d'électricité en Égypte en TWh (Source : ENERDATA)

- **Mesures d'efficacité énergétique**

L'Unité d'efficacité énergétique du Conseil suprême de l'énergie a été créée en 2009 afin de coordonner les politiques et les mesures relatives à l'efficacité énergétique.

Le ministère de l'Électricité et de l'Énergie a fixé l'objectif d'une réduction de 8 % de l'utilisation énergétique d'ici 2022 (correspondant à 20 % de la consommation d'énergie en 2007-2008), dont la moitié doit être atteint par l'industrie. De plus, en 2012, l'Égypte a adopté son premier Plan d'action national en matière d'efficacité énergétique (PANEE) pour la période 2012-2015. Le PANEE fixe un objectif de 5 % d'économies d'énergie sur la consommation moyenne de 2008 à 2012.

1.2.4. Tarifs

L'Égypte prévoit de supprimer les subventions, ce qui conduira à une augmentation considérable des tarifs de l'électricité sur la période de 2014 à 2021. Par conséquent, les prix pour les ménages ont commencé à augmenter en 2014, pour atteindre 3,4 c USD/kWh en 2016. Les tarifs industriels ont fortement augmenté en 2014, faisant plus que doubler, et ont atteint 4,9 c USD/kWh en 2016.

Les tarifs de l'électricité sont similaires à ceux pratiqués en Algérie mais ils sont considérablement plus faibles que les prix en Israël ou en Jordanie.

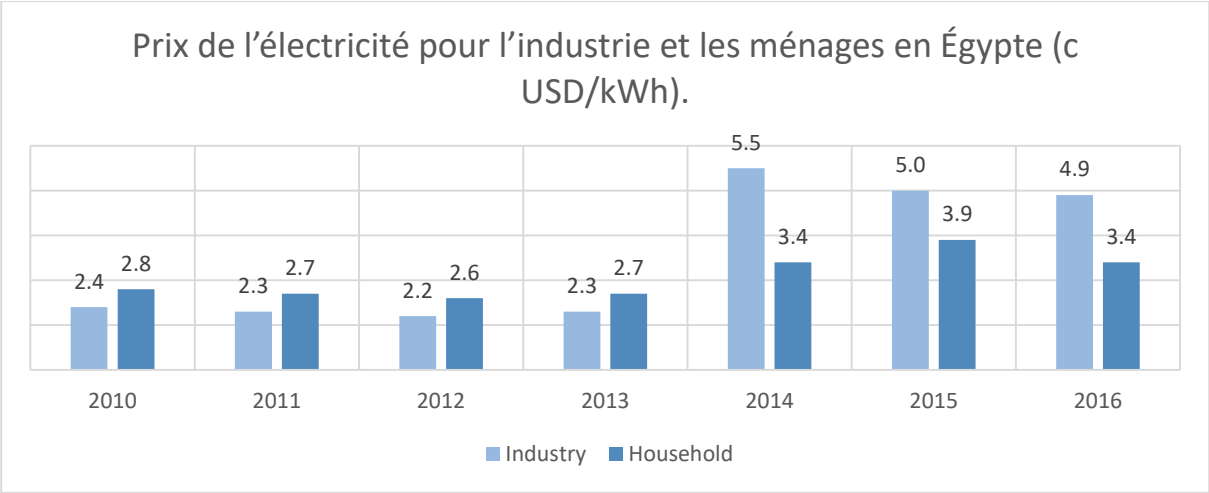

Figure 7. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages en Égypte (c USD/kWh). (Source : ENERDATA)

1.3. Israël

1.3.1. Production

- **Capacité installée**

Israël présente une capacité électrique de 17 GW (fin 2015) qui est principalement thermique (dont 63 % de gaz et 30 % de charbon). Plusieurs centrales à gaz ont été mises en service en 2013. Depuis lors, toutes les nouvelles capacités ont été mises en service par des PEI. La capacité solaire du pays se développe rapidement et a atteint près de 700 MW fin 2015.

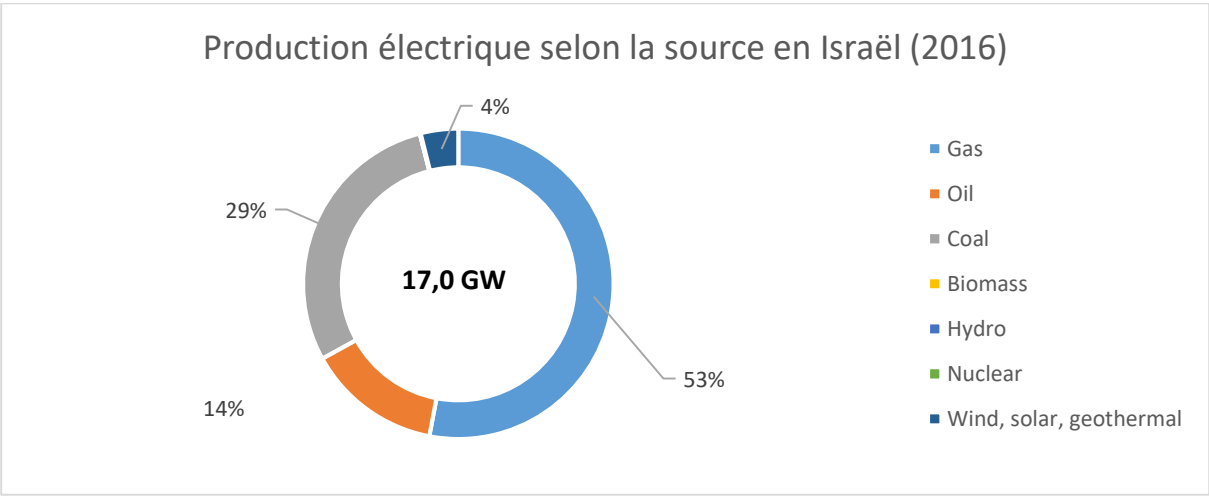

Figure 8. Capacité électrique installée par source en Israël (2016, %) (Source : ENERDATA)

- **Production électrique**

La production d'électricité a augmenté de 5 % en 2015 pour atteindre 63,7 Twh. Elle a progressé au rythme rapide de 3 % par an entre 2000 et 2012, mais a diminué en 2013 et en 2014. La part de l'électricité produite à partir du gaz a augmenté rapidement depuis 2004, passant de 9 % à 51 % en 2015 alors que la part du charbon a diminué de 77 % en 2004 à 45 % en 2015.

- **Société de production d'électricité**

IEC, Israel Electric Corporation est la société nationale de services d'électricité (publique à 99,8 %). IEC possède 17 centrales électriques avec une capacité totale de 13,6 GW en 2015 (80 % de la capacité d'électricité du pays). Les PEI ont une capacité d'environ 3,4 GW (2015), c'est-à-dire plus de 20 % de la capacité totale installée.

1.3.2. Approvisionnement

- **Transport et distribution**

Le réseau de transport d'électricité totalise environ 5500 km (comprenant 740 km de lignes 400 kV, 4500 km de lignes 161 kV et 115 km de lignes 115 kV). Le réseau de distribution totalise environ 48 000 km. Le pays exporte 5 TWh, ce qui représente 8 % de l'électricité produite. Les pertes de transport/distributions sont faibles (3 % en 2015).

- **Sociétés de transport et distribution**

IEC, Israel Electric Corporation est la société nationale de services d'électricité (publique à 99,8 %). IEC est chargé du transport d'électricité et a le monopole de la distribution électrique. IEC fournit également l'électricité à la société de Jérusalem Est (East Jerusalem District Electric Corporation), ainsi qu'aux territoires autonomes palestiniens.

1.3.3. Demande

- **Consommation d'électricité**

Depuis 2000, la consommation d'électricité du pays a augmenté de près de 2,2 % par an depuis, atteignant 53,3 TWh en 2015. Le secteur résidentiel absorbe 33 % de cette consommation, suivi par le secteur tertiaire (33 %) et l'industrie (30 %). Bien que la part des ménages reste stable depuis 2011 (32 %) le secteur industriel a augmenté sa part (24 % en 2011) au détriment du secteur tertiaire (39 % en 2011).

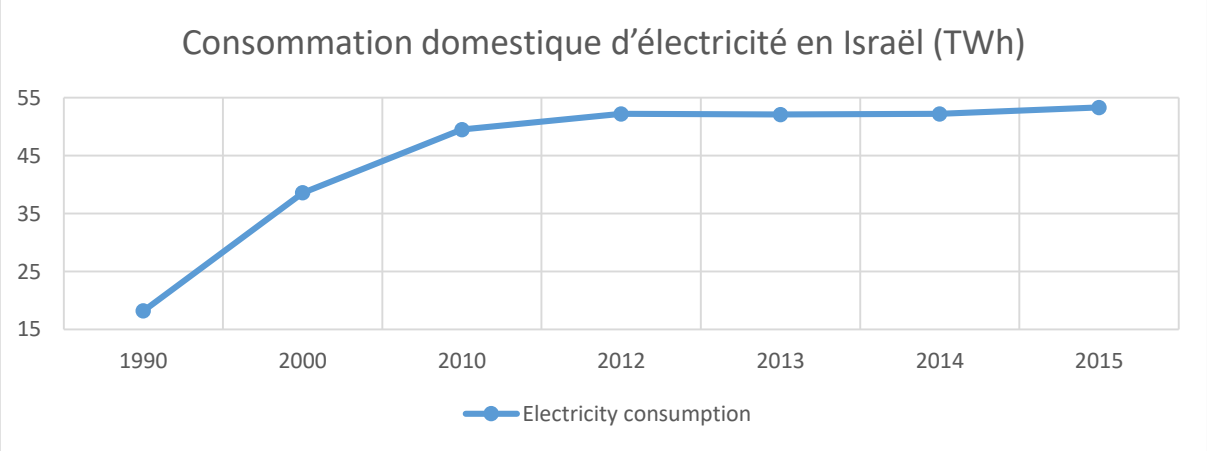

Tableau 20. Consommation d'électricité en Israël en TWh. (Source : ENERDATA)

- **Mesures d'efficacité énergétique**

Le service d'efficacité et de conservation énergétiques du ministère de l'Énergie est responsable des activités liées à l'efficacité énergétique. En 2008, le gouvernement a fixé l'objectif de réduire la consommation électrique de 20 % en 2020. L'économie de capacité est estimée à 3400 MW. Le Programme national de maîtrise de l'énergie pour la période 2010-

2020, publié en 2011, précise également comment des économies énergétiques peuvent être réalisées.

1.3.4. Tarifs

Le prix de l'électricité a considérablement chuté en 2016 par rapport à 2014 (d'environ 19 % pour les ménages et 30 % pour l'industrie). Pour les ménages, il est de 14 c USD/kWh et pour l'industrie de 8 c USD/kWh (2015). Cette diminution du prix est due à une production électrique moins chère puisque le gaz naturel du gisement offshore de Tamar a commencé à être exploité.

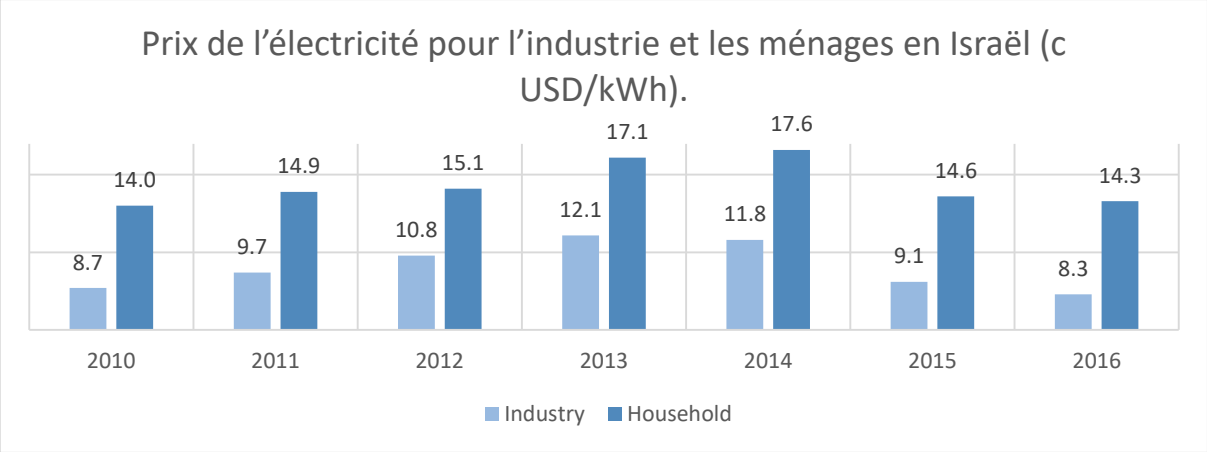

Figure 9. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages en Israël (c USD/kWh). (Source : ENERDATA)

1.4. Jordanie

1.4.1. Production

- **Capacité installée**

La capacité d'électricité du pays (4,8 GW à la fin 2016) est principalement thermique, avec des cycles combinés au gaz représentant environ la moitié de cette capacité (1,9 GW).

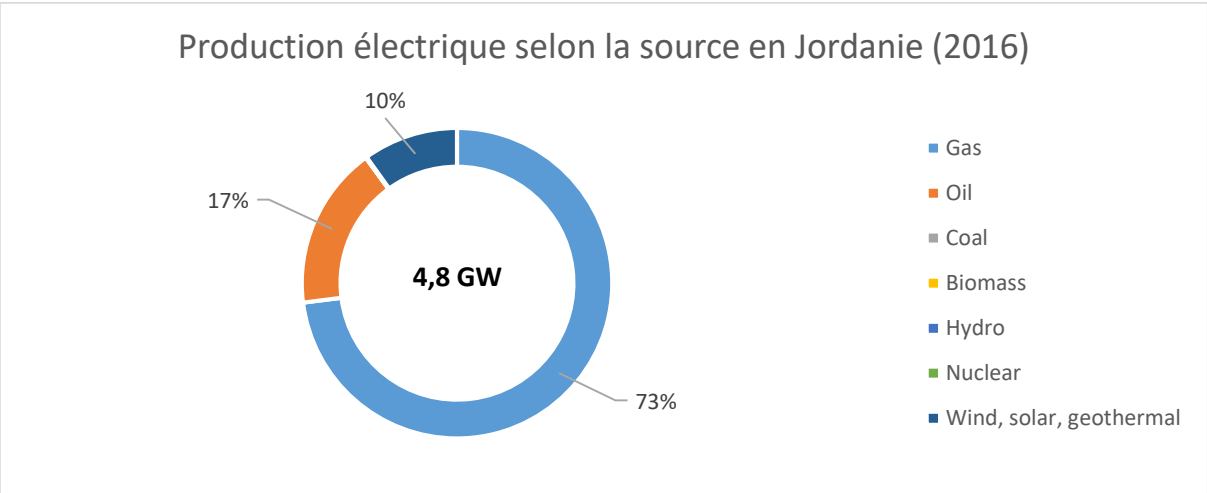

Figure 10. Capacité électrique installée par source en Jordanie (2016, %) (Source : ENERDATA)

- **Production électrique**

La production d'électricité a plus que doublé depuis 2004, passant de 8,4 TWh à 19,7 TWh en 2016. La part du gaz dans la production totale a augmenté rapidement jusqu'en 2009 (de 50 % en 2004 à 90 %) mais a chuté considérablement de 2010 à 2015, en raison des contraintes d'importation (25 % et 7 % en 2013 et 2014). En 2016, la part du gaz a progressé jusqu'à 84 %, avec l'ouverture du terminal de GNL à Aqaba en 2015, alors que la part du pétrole a chuté de 92 % en 2014 à 11 % en 2016.

- **Société de production d'électricité**

CEGCO, la société de production d'électricité, est le principal producteur avec une capacité totale avoisinant les 1100 MW et une production de 4,2 TWh en 2016. SEPCO, la société électrique de Samra, une entreprise publique, a une capacité de 1175 MW (24 % de la production totale).

Amman East Power a mis en service le premier PEI en 2009, une TGCC de 370 MW. Le deuxième PEI, Al Qatrana (373 MW) a été mis en service en 2012 par Kepco (Korea Electric Power Corporation). La troisième centrale électrique de PEI (573 MW) a été achevée en 2014. AES Levant Holdings a lancé les opérations commerciales du quatrième PEI, une centrale électrique de 241 W située à Al-Manakher, en 2014. Jordan Wind Project Company a mis en service le parc éolien de Tafila (117 MW) en 2015.

1.4.2. Approvisionnement

- **Transport et distribution**

- **Sociétés de transport et distribution**

National Electric Power Company (NEPCO) est chargé du transport de l'électricité, du développement du réseau national et de l'interconnexion entre la Jordanie et ses voisins. Il existe 3 sociétés de distribution : Jordan Electric Power Company (JEPCO) pour l'Est du pays ; Irbid District Electricity Company (IDECO) pour le Nord (22,5 % de la distribution) ; et Electricity Distribution Company (EDCO) pour le Sud (vallée du Jourdain, 13,5 % de l'électricité distribuée)..

1.4.3. Demande

- **Consommation d'électricité**

La consommation d'électricité a atteint 16,9 TW/h en 2016 et a augmenté en moyenne de 23,2 % au cours des deux dernières décennies. Les parts de chaque secteur dans la consommation d'électricité sont restées relativement stables depuis 2011 : les ménages représentent 44 %, l'industrie 23 % et les services 17 % (2016).

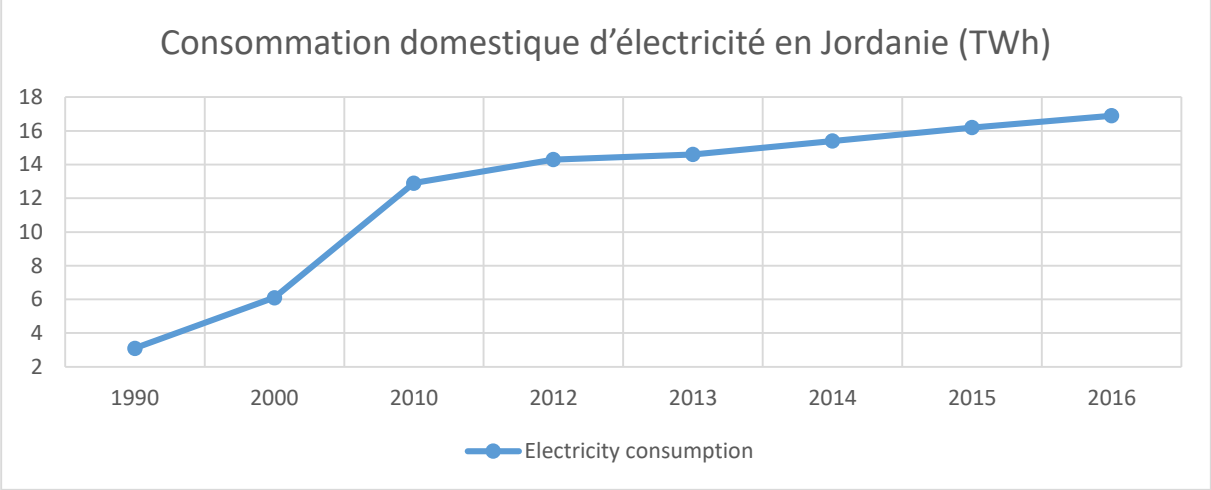

Figure 11. Consommation d'électricité en TWh en Jordanie (Source : ENERDATA)

- **Mesures d'efficacité énergétique**

NERC, le centre national de recherche sur l'énergie, est une agence œuvrant pour l'efficacité énergétique. Une loi sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique est entrée en vigueur en 2012. La loi a créé un fonds pour fournir les investissements nécessaires au développement des projets d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Le nouveau fonds, appelé Jordan Renewable Energy and Energy Efficiency Fund (JREEEF), a commencé à signer des accords avec les banques locales en 2016.

L'objectif du pays est d'atteindre une économie de 20 % dans tous les secteurs d'ici 2020. Pour l'atteindre, le ministère a lancé deux plans d'économies d'énergie : le premier a été mis en place en 2014 et prévoit une baisse de la consommation d'électricité de 7,6 %, soit environ 800 GW. Le second plan a été lancé en avril 2018 et vise à économiser 2000 GW entre 2018 et 2020.

1.4.4. Tarifs

Les tarifs de l'électricité ont été rationalisés. Le prix moyen de l'électricité pour les ménages est de 12,1 c USD/kWh et pour l'industrie 12,6 c USD/kWh (en 2017).

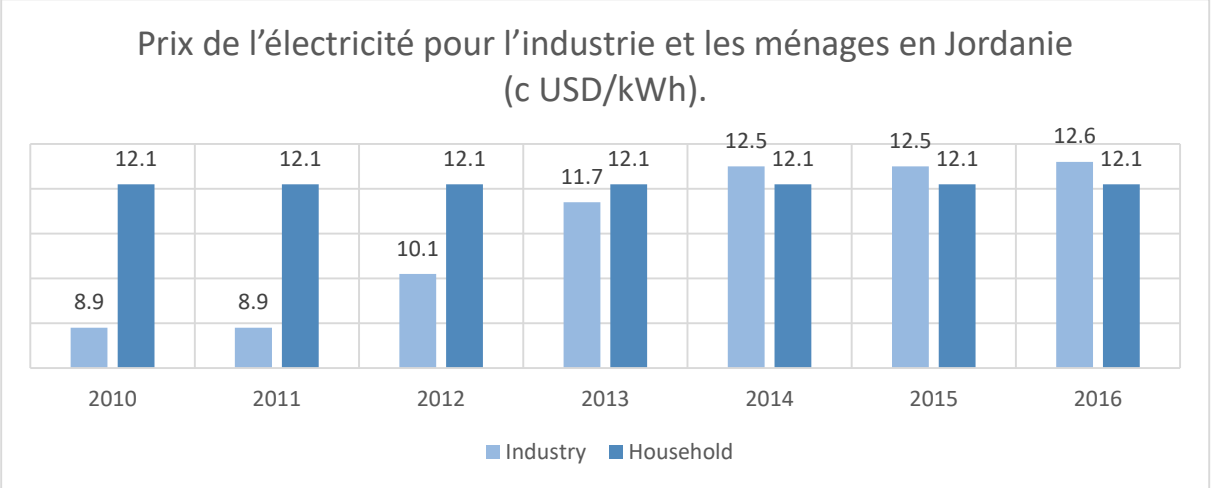

Figure 12. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages en Jordanie (c USD/kWh). (Source : ENERDATA)

1.5. Liban

1.5.1. Production

- **Capacité installée**

Le pays présente une capacité de 2,6 GW, l'électricité thermique représentant 88 % et l'électricité hydraulique 12 % (fin 2016). La capacité thermique est concentrée dans 7 centrales. Il existe deux centrales à cycle combiné pouvant fonctionner avec du gaz naturel. La capacité installée distribuable actuelle est d'environ 2,76 GW, bien que la capacité effective réelle soit inférieure à la capacité installée car la plupart des centrales sont anciennes. Des générateurs offshore avec une capacité totale de 2x198 MW. Cette quantité est déjà comprise dans les chiffres ci-dessus. Bien que ces générateurs soient connectés au réseau, leurs contrats prennent fin en 2018.

Des centrales électriques flottantes d'urgence ont été installées entre 2013 et 2016. Le pays dispose de 7 centrales hydroélectriques principales avec une capacité totale de 310 MW, gérées par EDL. Le premier parc photovoltaïque a été connecté au réseau en 2015, avec une capacité potentielle planifiée de 10 MWp. Un seul MWp a été mis en place mais Électricité du Liban (EDL) a lancé des appels d'offres pour 7 MWp supplémentaires.

Malgré l'augmentation de capacité d'environ 600 MW de 2013 à 2016, il y a toujours un déficit d'électricité, engendrant de fréquentes coupures. Les pertes économiques totales dues aux coupures d'électricité ont atteint 23 milliards d'USD pour la période de 2009 à 2014. Ce déficit est couvert par l'électricité produite par des générateurs privés. La production privée est bien développée (environ 30 % de la production d'électricité totale) dans l'industrie, mais également dans les bâtiments, afin de gérer les fréquentes coupures.

La véritable production des générateurs privés est supérieure à ce qui est pris en compte dans les statistiques, car elle est partiellement informelle. Ces problèmes sont aggravés par la crise syrienne, car on constate une augmentation de 500 MW pour couvrir la demande d'1,5 million de réfugiés.

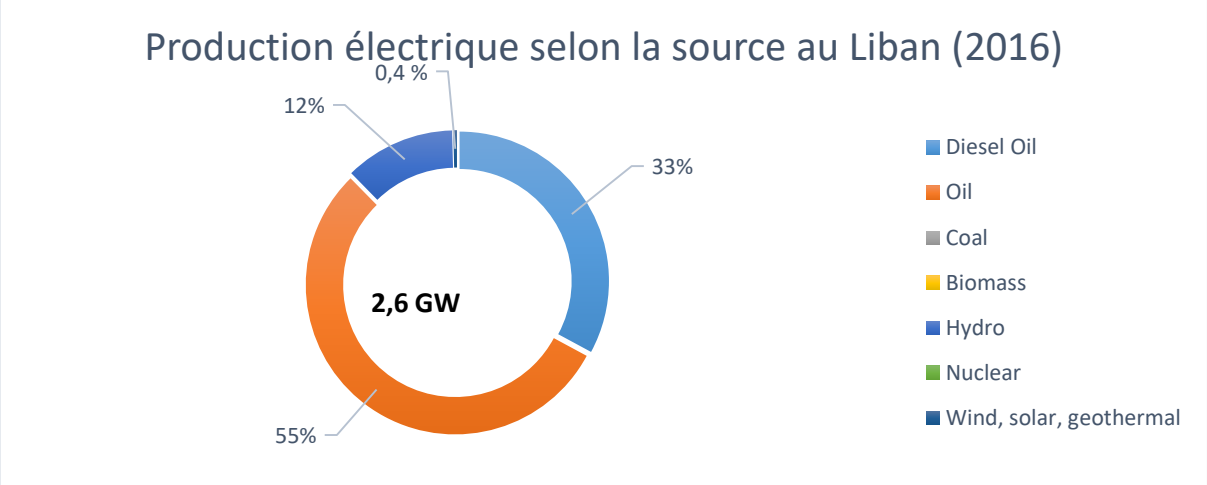

Figure 13. Capacité électrique installée par source au Liban (2016, %) (Source : ENERDATA)

- **Production électrique**

La production totale d'électricité a atteint 18 TW/h en 2016, avec une augmentation annuelle de 3,8 % depuis 2012. La production d'électricité a augmenté de 5 % par an en moyenne depuis 2000 ; 98 % de la production est d'origine thermique.

- **Société de production d'électricité**

Électricité du Liban (EDL) est la société nationale d'électricité et fonctionne de manière autonome. Elle représente la majorité du secteur de l'électricité libanais avec un contrôle vertical sur la production, le transport et la distribution, à l'exception de quelques concessions. En raison de son énorme dette, EDL fait peser une immense charge financière sur l'État. Ces dernières années, le gouvernement a dépensé environ 1,5 milliard d'USD par an pour financer le déficit d'EDL, en faisant la troisième plus grosse dépense publique.

La dette totale d'EDL constitue environ 40 % de la dette publique totale du Liban, estimée à près de 69 milliards d'USD en 2015. La situation s'explique par la dépendance totale de la société aux produits pétroliers et par les pertes élevées de distribution (estimées à environ 40 % en 2016), causées par des connexions illégales et des factures en souffrance (15 % de pertes techniques et 30 % de pertes non techniques).

En outre, le prix moyen payé par les consommateurs est d'environ 9,53 c USD/KWh, ce qui est bien inférieur au coût de production.

Plusieurs initiatives ont été lancées pour le développement de la production grâce aux ER par le secteur privé :

- Parcs éoliens : 120 à 180 MWp répartis équitablement entre les quatre principales régions du Liban, avec des capacités allant de 30 à 45 MWp par région et 10 à 15 MWp par société du projet (12 au total). Nous en sommes actuellement à la phase d'évaluation
- Parcs éoliens, 1e partie : Trois parcs éoliens dans la région d'Akkar avec les tailles respectives suivantes, 61,5 MW, 66 MW et 82,5 MW (avec une augmentation potentielle de 10 % de la capacité de chaque parc) ont récemment été finalisés et des accords d'achat d'électricité ont été signés par le gouvernement.
- Parcs éoliens, 2e partie : 200 à 400 MW divisés en quatre projets, chacun allant de 50 à 100 MW. Nous en sommes actuellement à la phase des avis d'intention.
- Parc photovoltaïque avec stockage : 210 à 300 MWp divisés en trois projets, chacun allant de 70 à 100 MWp. L'exigence minimum relative au stockage de l'énergie en batterie pour chaque projet est de 70 MW - 70 MW/h, quelle que soit la taille du parc photovoltaïque. Nous en sommes actuellement à la phase des avis d'intention.
- Centrales hydroélectriques : 233 MW (projet au fil de l'eau) et 315 MW (projet maximum) sont répartis sur 32 sites potentiels. Nous en sommes actuellement à la phase des avis d'intention.
- Il convient également de noter que de nombreux projets photovoltaïques à petite échelle sont également mis en place au Liban, incluant l'installation de systèmes photovoltaïques sur des bâtiments publics, l'éclairage public, les pompes à eau solaires. De plus, de nombreux projets photovoltaïques résidentiels, industriels et commerciaux individuels à petite échelle ont été mis en place grâce à la National Energy Efficiency and Renewable Energy Action (mécanisme de financement NEEREA), et subventionnés par la Banque centrale du Liban.

1.5.2. Approvisionnement

- **Transport et distribution**

EDL utilise des câbles aériens et souterrains. En septembre 2017, le gouvernement du Liban a approuvé le plan directeur pour le transport. La structure du secteur de transport est le niveau de puissance de 220 kV. Le deuxième niveau de tension est de 150 kV et se concentre principalement autour de Beyrouth. Le troisième niveau est de 66 kV.
Les lignes aériennes ont une distance totale de 1362 km et sont divisées en quatre types en fonction du niveau de tension : 21 km de lignes de transport de 400 kV, 489 km de lignes de transport de 220 kV, 163 km de lignes de transport de 150 kV et 689 km de lignes de transport de 66 kV.
Les câbles souterrains ont une distance totale de 178 km et sont divisés en trois types en fonction du niveau de tension, comme indiqué ci-dessous : 50 km de câbles souterrains de 220 kV, 26 km de câbles souterrains de 150 kV et 102 km de câbles souterrains de 66 kV.

- **Sociétés de transport et distribution**

EDL est la seule société responsable du secteur de l'énergie, à l'exception de certaines concessions qui existent dans les régions de Zahle, Jbeil, Alieh et Bhamdoun. En effet, pour la distribution, EDL a accordé des contrats de service en 2013 à trois sociétés privées. Ces sociétés sont appelées des Prestataires de services de transport (PST). Les PST sont responsables du développement du réseau de distribution, du fonctionnement et de la maintenance du réseau et du recouvrement des factures. Les PST sont également responsables de l'installation de compteurs intelligents. Le MEE et EDL prévoient la mise en place d'un centre de réseau intelligent, actuellement en cours d'établissement.

1.5.3. Demande

- **Consommation d'électricité**

La consommation d'électricité au Liban a augmenté de manière régulière ces 20 dernières années au taux moyen de 7 %, pour atteindre 16 TW/h en 2016. La tendance est restée relativement stable depuis 2011 : en 2016, les ménages représentaient 39 %, l'industrie 26 % et les services 35 %.

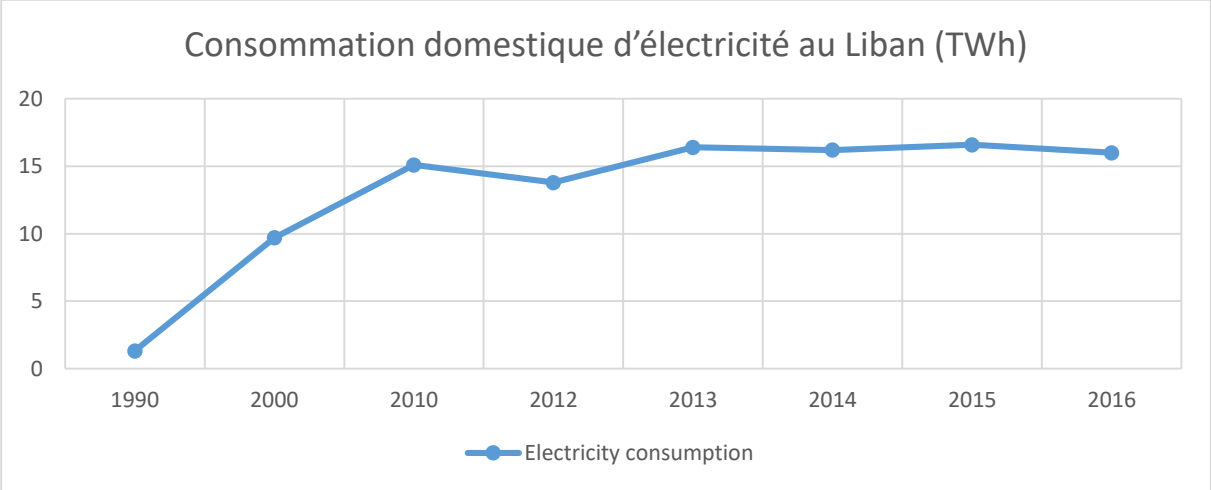

Tableau 21. Consommation d'électricité au Liban en TWh (Source : (Source : ENERDATA)

- **Mesures d'efficacité énergétique**

Créé en 2011, le Lebanese Center for Energy Conservation (LCEC) est l'agence d'énergie nationale du Liban. Le LCEC est une organisation gouvernementale affiliée au ministère libanais de l'Énergie et de l'eau (MEE), et est dotée d'un statut financier et administratif indépendant. Le LCED est également la branche technique du gouvernement libanais et en particulier du MEE pour toutes les questions relatives à l'efficacité énergétique, aux énergies renouvelables et aux bâtiments écologiques. Il soutient le gouvernement dans l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies nationales dans ces domaines.

Le LCED a réussi à se positionner comme la principale référence nationale pour les questions d'énergie durable tant pour le secteur public que privé au Liban. Le rôle principal du LCEC consiste à concevoir des plans et des stratégies d'action nationaux pour développer le secteur de l'énergie durable au Liban. Le rôle du LCEC s'étend également à la mise en place de projets et d'initiatives nationaux entrepris par le MEE.

Dans ce contexte, le gouvernement a adopté le PANEE en 2011 pour la période 2011-2015 : il s'agissait de la première stratégie détaillée concernant l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables au Liban. Le second NEEAP (2016-2020) poursuit sur cette lancée et s'appuie sur le premier projet. Sa mise en œuvre nécessite un investissement de 600 à 950 millions USD sur une période de cinq ans, et permettrait d'économiser plus de 225 millions USD par an à partir de 2020. Il permettrait de réaliser des économies d'énergie primaire totales de 700 GW/h et un ralentissement de la croissance de la demande d'électricité de 7 % à 5,8 % par an en 2020.

De plus, le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables (2016-2020) est le principal document national qui ouvrira la voie au développement par le Liban de différentes technologies d'énergies renouvelables nécessaires pour atteindre l'objectif de 12 % par an d'ici 2020.

1.5.4. Tarifs

Le prix de l'électricité est approuvé par le MEE, selon les recommandations d'EDL. Le gouvernement verse une subvention à EDL afin de maintenir la stabilité des prix (en moyenne 5 % du PIB par an au cours des quatre dernières années) et le tarif est indexé sur le cours du pétrole (avec une valeur de référence de 25 USD/baril). Le prix de l'électricité varie de 35 LBP par KWh à 200 LBP par KWh pour les clients résidentiels basse tension, auquel s'ajoutent des frais d'abonnement mensuel de 1200 LBP par 5 A et des frais de rénovation mensuels allant de 5000 à 10 000 LBP par mois. Les prix n'ont pas été revus depuis 1994.

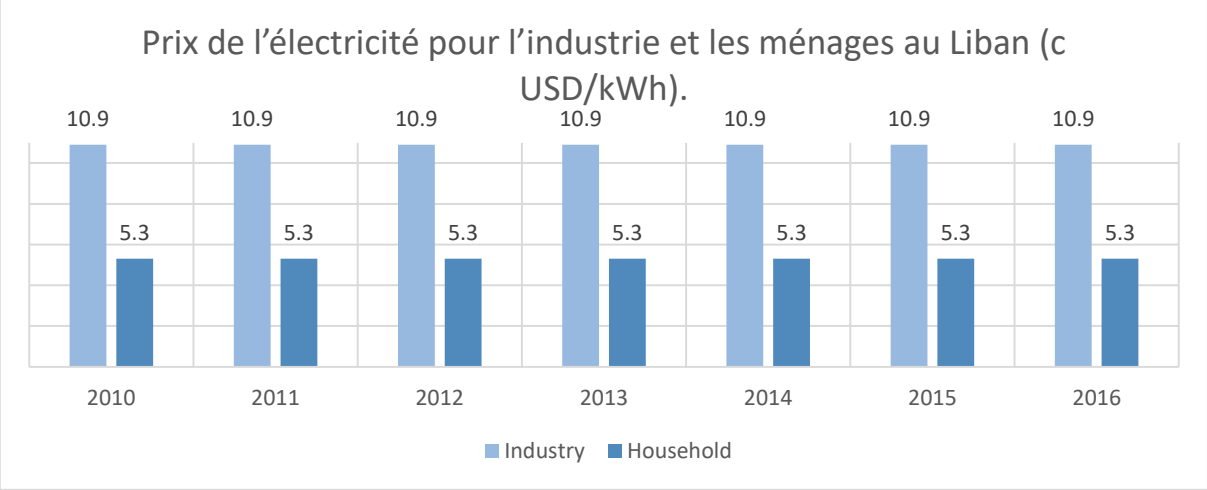

Figure 14. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages au Liban (c USD/kWh). (Source : ENERDATA)

1.6. Maroc

1.6.1. Production

- **Capacité installée**

Le pays présente une capacité de 8,3 GW, composés de 5,4 GW de capacité thermique (66 %), 1,8 GW de capacité hydroélectrique (22 %) et 0,90 GW de capacité éolienne (12 %) (2016).

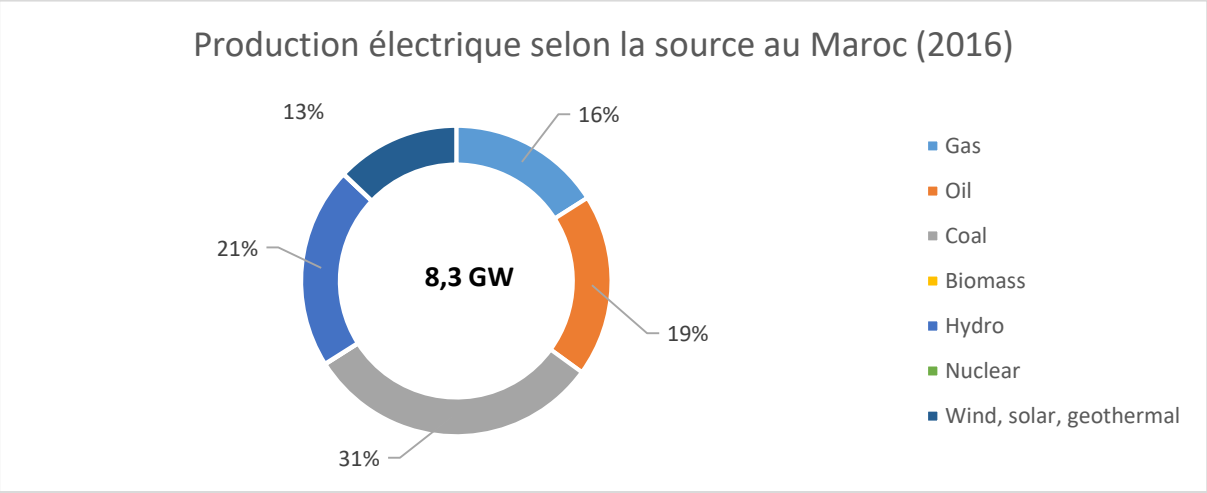

Figure 15. Capacité électrique installée par source au Maroc (2016, %) (Source : ENERDATA)

- **Production électrique**

La production d'électricité a plus que doublé depuis 2000, et a atteint 32 TWh en 2016. Depuis 2010, la part du charbon a augmenté de 10 points, la portant à 53 %, ce qui a engendré une chute de la part du pétrole (10 % comparés à 23 %). En fonction des conditions climatiques, la production hydroélectrique peut varier considérablement d'une année à l'autre (6 % en 2015 par rapport à 15 % 2010, par exemple). L'énergie éolienne représente 6 % de la production totale d'électricité en 2016.

- **Société de production d'électricité**

L'agence nationale d'électricité (ONEE) possède environ 60 % de la capacité nationale avec environ 8,2 GW (début 2016, + 1,2 %, incluant ses parts dans les PEI), dont 5412 MW de capacité thermique, 1306 MW de capacité hydroélectrique, 898 MW de puissance éolienne et 181 MW d'énergie solaire. Les PEI représentent une capacité de 3,1 GW.

1.6.2. Approvisionnement

- **Transport et distribution**

Le réseau marocain de transport d'électricité mesure environ 25 545 km de long. Il est contrôlé par l'ONEE. Le réseau de distribution a atteint 205 372 km fin décembre 2016 avec une longueur supplémentaire de 6058 km par rapport aux 199 314 km de 2015, ce qui représente une augmentation annuelle de + 3 %.

- **Sociétés de transport et distribution**

ONEE a le monopole du transport. Le réseau de transport d'électricité mesure environ 25 545 km de long. Une séparation des activités de production et de transport d'ONEE est prévue dans le cadre de la loi 48-15 publiée en juin 2016.

Environ 55 % de l'électricité produite par ONEE est distribué par 10 services autonomes fonctionnant sous la supervision du ministère de l'Intérieur (5,4 millions de clients, 2015). Plusieurs villes ont accordé des concessions pour leurs services. Le réseau de distribution est composé de 85 728 km de lignes moyenne tension et 205 372 de lignes basse tension.

1.6.3. Demande

- **Consommation d'électricité**

La consommation d'électricité a rapidement augmenté depuis 2000, avec la mise en œuvre du programme d'électrification (en moyenne 5,6 % par an). L'industrie et les ménages sont les secteurs qui consomment le plus (35 % chacun), suivis du secteur tertiaire (18 %).

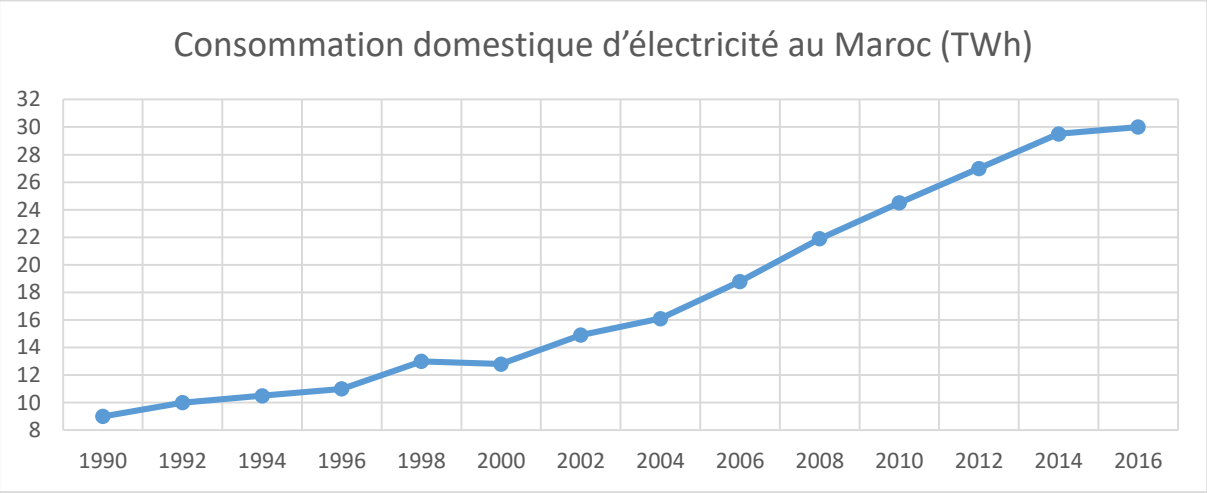

Figure 16. Consommation d'électricité en TWh au Maroc (Source : ENERDATA)

- **Mesures d'efficacité énergétique**

L'AMEE, l'Agence marocaine pour l'efficacité énergétique, a été créée en septembre 2016, remplaçant l'Agence nationale pour le développement des énergies renouvelables et de

l'efficacité énergétique (ADEREE), pour mettre en place les programmes d'efficacité énergétique

L'agence a organisé des tables rondes concernant l'efficacité énergétique afin d'évaluer les économies d'énergie potentielles ; la stratégie d'efficacité énergétique jusqu'en 2030 a été publiée en 2013, fixant une réduction de la consommation d'énergie prévue de 12 % d'ici 2020 et de 15 % d'ici 2030, par rapport au scénario de référence.

1.6.4. Tarifs

Le prix de l'électricité est de 14 c USD/kWh pour l'industrie et de 11 c USD/kWh pour les ménages. Les prix ont chuté d'environ 15 % pour l'industrie et de 9 % pour les ménages depuis 2011. On considère que le prix de l'électricité au Maroc ne représente pas les coûts réels car il est inférieur aux coûts moyens de production et de transport.

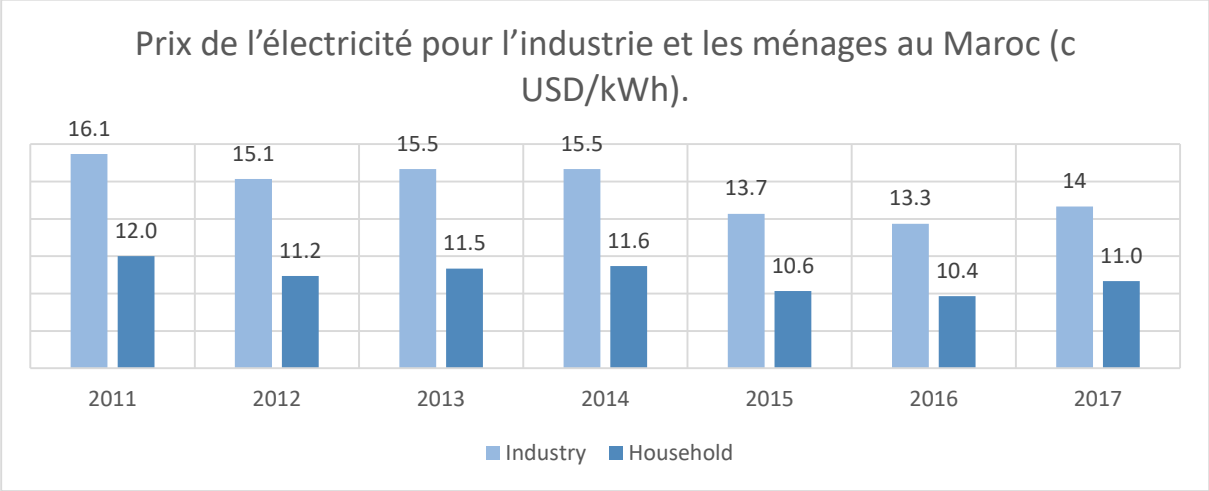

Figure 17. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages au Maroc (c USD/kWh). (Source : ENERDATA)

1.7. Palestine

1.7.1. Production

- **Capacité installée**

La Centrale électrique de Gaza (CEG), seule capacité de production domestique significative dans le portefeuille énergétique palestinien, est confrontée à de nombreuses difficultés. La centrale est devenue opérationnelle en 2004, avec une capacité de 140 MW. Cependant, la centrale fonctionne généralement à moins de 50 % de sa capacité en raison de l'impossibilité pour les institutions palestiniennes de payer le coût élevé du diesel.

- **Production électrique**

Palestine Power Generation Company (PPGC) est une entreprise publique immatriculée selon les lois de l'État palestinien. Son siège social est situé dans la ville de Ramallah.

PPGC a conclu un accord de mise en œuvre avec le gouvernement de l'État palestinien afin de développer, concevoir, construire, financer et exploiter une centrale à gaz à cycle combiné indépendante de 455 MW dans le Gouvernorat de Jénine, dans la partie Nord de la Cisjordanie. PPGC a également signé la forme actuelle de l'accord sur l'achat d'électricité

avec la Palestine Electricity Transmission Company Ltd (PETL). De plus, PPGC a signé une lettre d'intention avec Gaza Marine Natural Gas Field (GM) Developers afin de fournir du gaz naturel à long terme au projet par l'intermédiaire de l'accord d'achat et de vente à long terme de gaz.

La construction de la centrale électrique de Jénine PPGC devrait débuter en 2019, avec comme objectif une mise en service en 2021. PPGC a procédé à l'acquisition du terrain pour le projet dans le Gouvernorat de Jénine à Al Jalamah juste à côté de la Zone industrielle franche de Jénine, pour une superficie totale d'environ 148 300 m2.

La centrale électrique de Jénine devrait fournir environ 40 % des besoins en électricité annuelle de la Palestine, à la fois en Cisjordanie et à Gaza, avec une capacité de production annuelle totale d'environ 3700 GWh, ce qui réduira considérablement la dépendance aux sources d'énergie importées.

- **Société de production d'électricité**

La centrale électrique de Gaza (CEG) est la seule centrale de production électrique et elle appartient à la Gaza Power Generation Company (GPGC), elle-même propriété de la société de construction gréco-libanaise, Consolidated Contractors Company (CCC).

1.7.2. Approvisionnement

- **Transport et distribution**

Les importations d'électricité de l'Israeli Electric Corporation (IEC) représentent 99 % de l'approvisionnement en électricité en Cisjordanie et 64 % à Gaza. Jusqu'à maintenant, l'électricité israélienne était acheminée par l'intermédiaire de 270 points de connexion basse et moyenne tension entre Israël et la Cisjordanie, avec une capacité totale sous contrat de 890 MW. À Gaza, 10 points de connexion avec Israël fournissent 120 MW de capacité. Cependant, la prolifération des points de connexion a rendu difficile le contrôle des flux d'électricité dans les territoires.

En plus de l'approvisionnement israélien, de modestes volumes d'électricité sont importés de Jordanie en Cisjordanie et d'Égypte à Gaza. L'Égypte fournit jusqu'à 30 MW d'électricité au moyen de trois points de connexion 33 kV moyenne tension à l'extrémité sud de la bande de Gaza. Les lignes électriques depuis l'Égypte sont fréquemment hors service, et fournissent alors beaucoup moins que la capacité de 30 MW. En ce qui concerne la Cisjordanie, la société nationale d'électricité jordanienne (NEPCO) peut fournir jusqu'à 20 MW par l'intermédiaire d'une connexion moyenne tension.

La Centrale électrique de Gaza (CEG) est la seule capacité de production nationale significative en Palestine, avec une capacité totale de 140 MW.

- **Sociétés de transport et distribution**

En 2013, la Palestinian Electricity Transmission Company Ltd (PETL) a été créée et avait pour mandat d'être le seul acheteur et Gestionnaire de réseau de transport (GRT) pour le secteur énergétique palestinien, avec pour objectif de rationaliser les accords d'importations d'électricité avec Israël. Bien que le secteur énergétique palestinien ne dispose pas encore d'infrastructures de transport, PETL sera responsable de la maintenance et de l'exploitation des nouvelles sous-stations, et agira en qualité d'acheteur unique de l'électricité à prix de gros auprès d'Israël ainsi qu'auprès de tout futur PEI palestinien.

La distribution d'électricité est assurée par différentes sociétés de distribution locales. Le système de distribution a été réformé par la Palestinian Energy and Natural Resources Authority (PENRA) et incluait la consolidation de centaines de services d'électricité de petites communes et conseils municipaux dans six entreprises de distribution plus importantes pour profiter des économies d'échelle. Celles-ci incluent Gaza Electricity Distribution Company (GEDCO), Hebron Electric Power Company (HEPCO), Jerusalem District Electricity Distribution Company (JDECO), Northern Electricity Distribution Company (NEDCO), Southern Electricity Distribution Company (SELCO) et Tubas District Electricity Company (TEDCO). Malgré des progrès considérables, un important nombre de municipalités et de conseils municipaux continuent à distribuer l'électricité de façon indépendante, en rejetant l'impératif juridique d'intégrer les services d'électricité et de fusionner avec les DisCos. Ces municipalités et conseils municipaux indépendants représentent jusqu'à 25 % des ventes totales d'électricité en Cisjordanie.

1.7.3. Demande

- **Consommation d'électricité**

L'électricité représente 27 % de la consommation énergétique en Palestine et est dominée par le secteur résidentiel. Lors de la période historique de 2001 à 2013, la demande d'électricité a augmenté au taux moyen annuel de 7,2 %. La consommation d'électricité résidentielle a augmenté légèrement en dessous de cette moyenne, de 5,3 %. Ce niveau de consommation est modeste dans le contexte régional et représente environ la moitié des niveaux des pays du Maghreb. La consommation d'électricité non résidentielle était négligeable au début des années 2000, et malgré une croissance importante de 13,4 % chaque année de 2001 à 2013, elle ne représentait qu'un petit pourcentage de la consommation totale d'électricité par rapport au secteur résidentiel en 2013.

Les niveaux actuels de consommation d'électricité sous-estiment la demande existante. La consommation d'électricité observée ne fournit pas une référence fiable concernant la demande puisqu'une quantité considérable d'électricité est fournie gratuitement et qu'il existe également un rationnement important en raison du déficit d'approvisionnement.

- **Mesures d'efficacité énergétique**

Le Plan d'action national en matière d'efficacité énergétique (PANEE) palestinien vise à réduire de 384 GWh la demande d'énergie totale d'ici 2020, ce qui représente une réduction d'environ 1 % par an. Le plan d'action se concentre principalement sur l'électricité car ce type d'énergie présente la plus grande part dans le bouquet énergétique final palestinien. La Palestinian Energy and Natural Resources Authority (PENRA) a activement stimulé la mise en œuvre du PANEE en trois phases pour la période 2012-2020.

Pour promouvoir davantage les investissements dans l'efficacité énergétique, la PENRA a rédigé un plan d'action encore plus ambitieux pour la période 2020-2030. L'objectif visé est de réduire de 5 % la consommation prévue pendant la période décennale, ce qui équivaut à une économie totale de 5000 GWh. Cela représente une forte augmentation par rapport aux économies de 384 GWh pour le PANEE actuel pour la période 2012-2020. Les actions proposées pour l'efficacité énergétique présentent des coûts d'investissement relativement modestes et des périodes de remboursement rapides.

1.8. Tunisie

1.8.1. Production

- **Capacité installée**

La capacité de la Tunisie a atteint 5,6 GW, avec une capacité thermique représentant 5,2 MW dont 4,9 MW provenant du gaz (fin 2016).

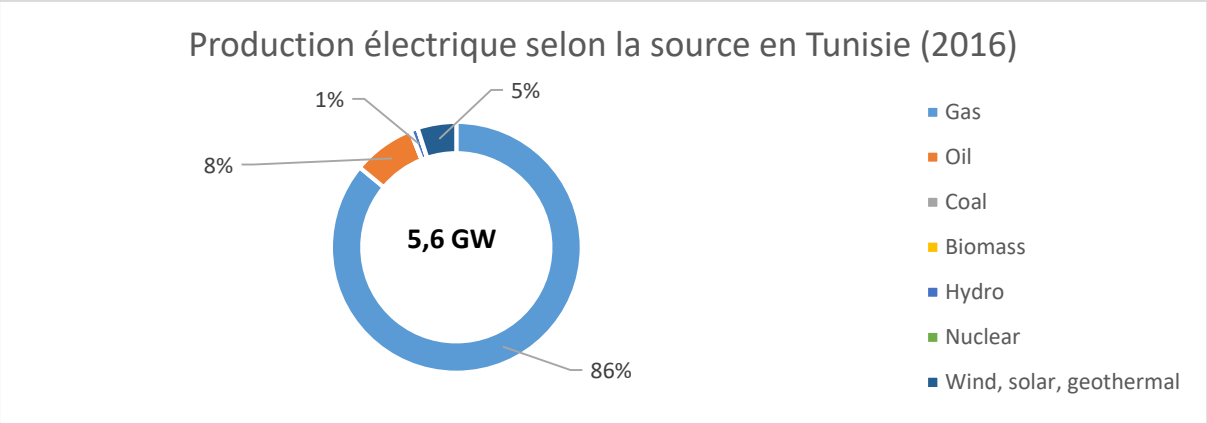

Figure 18. Capacité électrique installée par source en Tunisie (2016, %) (Source : ENERDATA)

- **Production électrique**

La production électrique a augmenté rapidement entre 2000 et 2014 (5 % par an), et a atteint un plateau de 19,7 TWh en 2015 en 2016. La quasi-totalité de la production est issue du gaz naturel (96 % en 2016)

- **Société de production d'électricité**

La STEG, Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz est une entreprise publique qui représente environ 75 % de la production d'électricité du pays, et le reste provient de producteurs indépendants (18 %) et de producteurs autonomes.

1.8.2. Approvisionnement

- **Sociétés de transport et distribution**

La STEG est chargée du transport d'électricité avec un réseau de 6535 km, allant de 90 kV à 400 kV. De plus, elle a le monopole de la distribution électrique. Elle exploite et entretient un réseau de 160 102 km (2016) de lignes moyenne et basse tension. Elle fournit de l'électricité à 3,8 millions de clients (particuliers, industrie, agriculture et administration).

1.8.3. Demande

- **Consommation d'électricité**

La consommation d'électricité a augmenté rapidement de 2000 à 2015 (d'environ 4 % par an) et est restée stable à environ 16 TWh en 2016. L'industrie représente environ 34 % de la consommation, suivie par le secteur résidentiel (30 %) et le secteur des services (27 %) (2016).

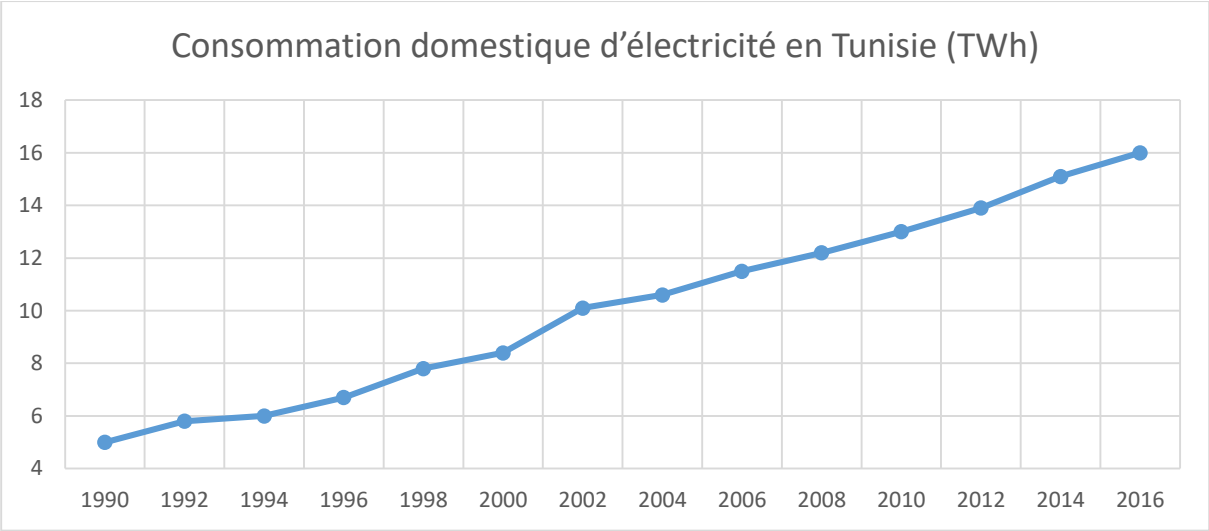

Figure 19. Consommation d'électricité en TWh en Tunisie (Source : ENERDATA)

- **Mesures d'efficacité énergétique**

L'ANME (Agence nationale de maîtrise de l'énergie) est chargée de la gestion de l'énergie et de la mise en œuvre des politiques énergétiques dans le domaine des énergies renouvelables. Elle fonctionne sous la supervision du ministère de l'Énergie, des mines et des énergies renouvelables. À une époque, la Tunisie avait les programmes d'efficacité énergétique les plus ambitieux de la région. En raison de la crise économique actuelle, la priorité accordée à ces programmes a été réduite. Le programme d'efficacité énergétique pour la période 2008-2011 a conduit à des économies d'énergie estimées à 2,75 Mtep, ce qui correspond à 81 % de l'objectif.

Le Plan solaire tunisien (PST) pour la période 2016-2030 pose un cadre pour une réduction annuelle de 3 % de l'intensité énergétique et une diminution de 34 % de la consommation d'énergie primaire d'ici 2030.

1.8.4. Tarifs

Les tarifs de l'électricité incluent un taux fixe et un taux d'électricité différents en fonction de l'heure du jour/de la nuit, des heures de pointe et de la tension (haute, moyenne, basse). Le prix de l'électricité pour les consommateurs domestiques est resté stable entre 2008 et 2013, à environ 15 c USD/kWh. En 2014, il a atteint 20,40 c USD/kWh en raison de deux hausses de 10 % décidées par le gouvernement et une hausse du taux de change du dollar US. Il est retombé en 2015 et 2016 (13 c USD/kWh en 2016), suite à la réduction du prix du gaz, la principale source de production d'électricité.

Pour les mêmes raisons, le prix de l'électricité industrielle a augmenté de 9,1 c USD/kWh en 2013 à 12,2 c USD/kWh en 2014, ce qui correspond à une augmentation globale de 33 %. Il est revenu à environ 8 c USD/kWh en 2015 et 2016. En 2017, le gouvernement a prévu une augmentation moyenne de 5 % du prix de l'électricité.

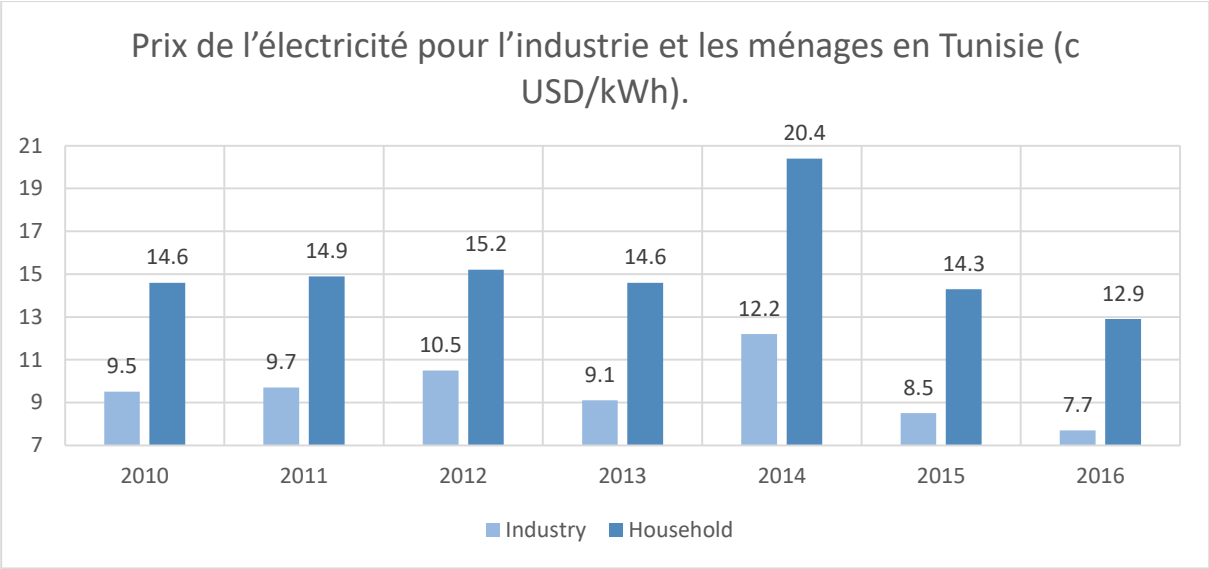

Figure 20. Prix de l'électricité pour l'industrie et les ménages en Tunisie (c USD/kWh). (Source : ENERDATA)

Annexe 2 – Liste des abréviations

Terme	Définition
ADEREE	Agence Nationale pour le Development des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique
AEC	Algerian Energy Company (Compagnie énergétique algérienne)
ALMEE	Association libanaise pour la maîtrise de l'énergie et pour l'environnement
AMEE	Agence marocaine pour l'efficacité énergétique
ANME	Agence nationale pour la maîtrise de l'énergie
APRUE	Agence pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie
CEGCO	Société de production électrique
CO_2	Dioxyde de carbone
CREG	Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz en Algérie
PSD	Prestataire de services de distribution
EDL	Electricité Du Liban
EEHC	Egyptian Electricity Holding Company (société égyptienne nationale publique d'électricité)
EIJLLPST	Le projet d'interconnexion du bloc des huit pays (Égypte, Irak, Jordanie, Liban, Libye, Palestine, Syrie et Turquie).
ELMED	Electricité Méditerranéenne
EMG	East Mediterranean Gas Company (Société de gaz de l'est de la Méditerranée)
EMRA	Electricity Market Regulatory Authority (Autorité de régulation du marché de l'énergie)
ENTSO-E	Réseau européen des Gestionnaires de réseau de transport de l'électricité
ENTSO-G	Réseau européen des Gestionnaires de réseau de transport du gaz
UE	Union européenne
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi (Société de production d'électricité)
FNME	Fonds national pour la maîtrise de l'énergie
GasReg	Autorité de réglementation du gaz (Égypte)
PIB	Produit intérieur brut
GEDCO	Gaza Electricity Distribution Company (Société de distribution d'électricité de Gaza)
DMP	Directives des meilleures pratiques
GPGC	Gaza Power Generation Company (Société de production électrique de Gaza)
CEG	Centrale électrique de Gaza
GRTE	Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt heure
HEPCO	Société de distribution d'électricité d'Hebron
CCHT	Courant continu à haute tension
IEC	Israel Electric Corporation (Société d'électricité d'Israël)
PEI	Producteur d'électricité indépendant
JDECO	Jerusalem District Electricity Distribution Company (Société de distribution d'électricité du district de Jérusalem)
JREEEF	Jordan Renewable Energy and Energy Efficiency Fund (Fonds jordanien pour l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables)
km	Kilomètre
kV	Kilovolt

Terme	Définition
kWh	Kilowatts heure
LCEC	Lebanese Center for Energy Conservation (Centre libanais pour la conservation de l'énergie)
GNL	Gaz naturel liquéfié
Med-TSO	Gestionnaires de réseau de transmission méditerranéens
MEDREG	Régulateurs méditerranéens de l'énergie
MEUR	En millions d'euros
MW	Mégawatt
NEDCO	Northern Electricity Distribution Company (Société de distribution d'électricité du Nord)
PANEE	Plan d'action national en matière d'efficacité énergétique
NEPCO	National Electric Power Company (Société nationale électrique)
NERC	National Energy Research Centre (Centre national de recherche de l'énergie)
NREAP	National Renewable Energy Action Plan (Plan national d'action pour les énergies renouvelables)
ONEE	Office National de l'Electricité et de l'eau potable
OS	L'opérateur du système électrique
PIC	Projets d'intérêt commun
PENRA	Palestinian Energy and Natural Resources Authority (Autorité palestinienne pour l'énergie et les ressources naturelles)
PERC	Palestinian Electricity Regulatory Council (Conseil palestinien des régulateurs de l'énergie)
PETL	Palestinian Electricity Transmission Company Ltd (Société palestinienne de transport de l'électricité)
PNME	Programme national de maîtrise de l'énergie
PST	Plan Solaire Tunisien
SER	Sources d'énergies renouvelables
SELCO	Southern Electricity Distribution Company (Société de distribution d'électricité du Sud)
PSEM	Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée
SEPCO	Société d'électricité de Samra
SPE	Sonelgaz Production d'électricité
STEG	Société tunisienne d'électricité de gaz
TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi (Société turque de production et de transport d'électricité)
TEDA	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (Société turque de distribution d'électricité)
TEDCO	Tubas Electricity Distribution Company (Société de distribution d'électricité de Tubas)
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (Société turque de transport d'électricité)
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu (Autorité turque de l'électricité)
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (Société turque de vente en gros d'électricité)
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
PDDR	Plan décennal de développement du réseau
TWh	Térawatt heure
US	États-Unis