

République Algérienne Démocratique et Populaire

Premier Ministre

Commissariat aux Energies Renouvelables

et à l'Efficacité Energétique

Transition Energétique en Algérie

Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un
Développement Accéléré des Energies Renouvelables

ISSN/ISSN 2716-8654

Edition 2020



CEREF
المحافظة للطاقات المتجددة و الفعالية الطاقوية

© CEREFÉ 2020

Tous droits réservés. La reproduction de tout ou partie de ce document sans autorisation préalable est interdite.

CEREFÉ (2020) : Transition Energétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Energies Renouvelables, (Edition 2020) : Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique, Premier Ministre, Alger.

EISSN/ISSN 2716-8654

Pour information ou commentaire : Report@cerefe.gov.dz
www.cerefe.gov.dz

Editeurs

Prof. Noureddine YASSAA-Commissaire

Dr. Messaoud KHELIF-Secrétaire Général

A propos du CEREFÉ

Le Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique (CEREFÉ) est un établissement public doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière. Il est créé auprès du Premier Ministre par décret exécutif n°19-280 du 21 Safar 1441 correspondant au 20 Octobre 2019.

Le CEREFÉ est chargé d'élaborer les instruments de prospective à moyen et long terme en vue d'anticiper les grandes mutations énergétiques et contribuer à la définition des grandes orientations de la politique nationale de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.

En tant qu'organe indépendant, le CEREFÉ est également chargé d'évaluer la politique nationale de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, les outils mobilisés pour sa mise en œuvre et proposer toute mesure de nature à l'améliorer.



REMERCIEMENTS

Le CEREFE tient à adresser ses vifs remerciements aux services du Premier Ministère pour leur soutien dans l'élaboration de ce rapport, ainsi que tous les Ministères qui ont bien accepté de répondre à nos questionnaires. Il s'agit des Ministères de la Défense Nationale, de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire, de l'Energie, de la Poste et de la Télécommunication, de l'Habitat, de l'Urbanisme et de la Ville, du Tourisme, de l'Artisanat et Travail Familial, de la Culture, des Travaux Publics, des Ressources en Eaux, du Commerce, de l'Enseignement et de la Formation Professionnels et de l'Environnement.

Nos remerciements vont également à tous les secteurs ayant bien voulu déléguer des représentants pour participer aux réunions des groupes de travail, mis en place par le Commissariat pour débattre de divers sujets en lien avec les domaines des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans le pays. A ce propos, le CEREFE remercie tout particulièrement la Direction Générale de la Recherche Scientifique et du Développement Technologique (DGRSDT), le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), l'Agence Algérienne d'Accréditation (ALGERAC), l'Institut National de Normalisation (IANOR) ainsi que le Cluster de l'Energie Solaire (CES) pour avoir fourni les données nécessaires chacun dans son domaine.

Enfin, de sincères remerciements sont redevables au Dr. Smail Khenas, Expert International, pour les discussions chaleureuses ayant eu lieu à propos de la structure du rapport ainsi que Mr. Abdelkrim Chenak, Chercheur au CDER, pour sa contribution dans la partie infrastructure qualité.

Mot de Monsieur le Premier Ministre



Suite aux mutations profondes qui ont marqué la vie politique dans le pays depuis le 22 février 2019, une trajectoire porteuse d'espoir est entrain d'être façonnée conformément aux aspirations légitimes de tous les citoyens et les citoyennes en vue d'édifier une Algérie nouvelle, moderne et prospère. La première feuille de route à cet égard est à juste titre, élaborée sur la base des 54 engagements de Monsieur le Président de la République, que le peuple a cautionné lors des élections du 12 décembre 2019.

Dans cette perspective, le plan d'action du gouvernement pour la mise en œuvre du programme du Président de la République a d'emblée placé la transition énergétique au cœur des politiques de développement du pays, selon « La triptyque d'un renouvellement économique basé sur la sécurité alimentaire, la transition énergétique et l'économie numérique ».

En effet, partant de la situation économique du pays, qui a jusqu'ici reposé sur une ressource non renouvelable et fortement assujettie aux fluctuations qu'impose le monde

extérieur, tout programme visant le contournement d'une telle situation, conduit inéluctablement à une refonte totale de notre politique énergétique .

Etant conscient qu'à terme, toute transition énergétique d'envergure vise avant tout l'Algérie de demain, elle devrait néanmoins servir dès aujourd'hui comme catalyseur pour une véritable amorce de développement ascendant et soutenu de la nation dans tous les domaines connexes. Il suffit pour cela d'identifier de manière sereine et rigoureuse tous les critères qui peuvent mener avec succès à l'objectif ainsi tracé. Un tel engagement pourrait même être perçu comme l'ultime devoir de la génération actuelle afin d'apporter sa pierre à l'édifice et contribuer ainsi à éclairer le long chemin du progrès réel. Ce dernier étant sous-tendu entre autres, par l'ambition de frayer pour le pays une place de choix dans le monde de demain et ce, conformément à la vision globale de Monsieur le Président de la République, inspirée des attentes exprimées, de manière claire et déterminée, par les citoyens et citoyennes, eu égard aux grandes potentialités dont dispose le pays. A ce propos, il est indéniable que l'Algérie, qui recèle un gisement de ressources renouvelables, notamment solaire, parmi les plus importants du monde, dispose également d'une étendue territoriale qui lui permet de tirer pleinement profit d'une politique énergétique tournée vers l'avenir. Toutefois, ces prédispositions sont loin de suffire par elles-mêmes si on ne rompt pas avec le cycle infernal de

dépendance chronique de l'extérieur en termes de maîtrise réelle du savoir universel et ses applications sur le terrain, les concepts techniques novateurs qui en découlent et enfin les progrès organiques qui les accompagnent.

A ce titre, le gouvernement est déterminé à tout mettre en œuvre afin d'instaurer un modèle énergétique durable, où l'efficacité serait le maître mot. De ce fait, toute action permettant une optimisation accrue de la consommation interne de l'énergie, serait encouragée au même titre que celle pouvant contribuer à prolonger la durée de vie de nos réserves d'hydrocarbures en diversifiant les moyens de production d'énergie alternatives, notamment à base de ressources renouvelables. Les volumes de gaz et pétrole ainsi épargnés, pourraient ouvrir dans ce cas de nouvelles perspectives à travers un élargissement effectif des activités pétrochimiques locales dont les produits finis ont des débouchés réels sur le marché international, devenu trop incertain pour les ressources énergétiques primaires à l'état brut. Cette reconversion, conjuguée au développement des énergies renouvelables notamment à travers la composante solaire, dont jouissent assez équitablement toutes les régions du territoire national, permettrait d'assurer des revenus plus stables pour le pays qui, pourrait alors mener sereinement sa politique de développement, loin de certains aléas extérieurs. Comme corollaire à la dynamique ainsi envisagée, des activités industrielles liées au secteur de l'énergie et adaptées à l'échelle des PME/PMI, créatrices d'emplois et de richesses locales, seraient encouragées dans le cadre d'un schéma étudié au préalable et visant l'atténuation des disparités régionales. Quelques-unes sont par ailleurs programmées pour être déployées assez rapidement afin d'accompagner la mise en œuvre de certaines mesures prises récemment en perspective d'un élargissement effectif du concept d'efficacité énergétique. Ainsi, des économies notables sur la consommation intérieure d'énergie seraient attendues à court terme dans le transport, notamment à travers l'incitation publique à un recours plus accru au gaz GPL/C et GNC, l'habitat, l'industrie, l'éclairage public, les ressources en eau et l'agriculture.

Pour le reste, le gouvernement s'engage dès maintenant à asseoir les fondements d'une transition énergétique adaptée aux spécificités nationales, en mobilisant toutes les potentialités du pays pouvant mener à une concrétisation réelle des objectifs tracés, sans oublier l'instauration de mécanismes d'évaluation continue et rigoureuse des progrès accomplis. Il accordera une grande importance à la formation et la qualification des ressources humaines, la recherche et l'innovation afin de favoriser l'émergence d'une élite en mesure de relever les défis socioéconomiques, techniques et technologiques liés à la transition énergétique. Il veillera également à créer l'écosystème approprié à une amélioration effective des cadres réglementaire et législatif régissant l'ensemble des activités énergétiques dans le pays, notamment celles destinées à attirer et diversifier les investissements, selon une gouvernance à l'épreuve de tout acte pouvant entraver le développement serein du domaine.

Au final, le gouvernement entend aller de l'avant dans la concrétisation de toutes les promesses faites aux citoyennes et citoyens du pays, en veillant à la mise en place des transformations structurelles qui s'imposent quant à l'environnement socio-économique en vigueur et lever par la même, toutes les entraves et autres comportements bureaucratiques qui ont prévalu jusqu'ici. Il s'engage également à mobiliser, sans délai, les soutiens financiers nécessaires, dans l'objectif d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables et diversifier leurs usages dans l'ensemble des secteurs d'activités, créateurs de richesses et d'emplois durables. De telles mutations énergétiques sont en fait jugées inévitables pour l'avenir du pays, afin qu'il puisse intégrer la dynamique universelle qui s'impose dans le domaine et léguer ainsi un patrimoine sur lequel les générations futures peuvent compter.

Abdelaziz DJERAD
Premier Ministre

SOMMAIRE

Mot de Monsieur le Premier Ministre	4
Résumé Exécutif	13
Partie I Evolution du mix énergétique dans le monde et leçons à tirer	14
Préambule	15
1.1. Ressources renouvelables et capacités exploitées dans le monde	16
1.2. Ressources renouvelables et production d'électricité dans le monde	17
1.2.1. Hydroélectricité	18
1.2.2. Eolien	21
1.2.3. Solaire	26
1.2.4. Solaire photovoltaïque et prévisions d'évolution	27
1.3. Réseau électrique et intégration des ressources renouvelables	30
1.3.1. Stockage	31
1.3.2. Flexibilité du réseau électrique	33
1.4. Investissements mobilisés et évolution des coûts	34
1.4.1. Electricité solaire photovoltaïque et évolution du marché	36
1.4.2. Coût moyen actualisé (LCOE) du photovoltaïque et Parité réseau	38
1.4.3. Marchés de gros de l'électricité	39
1.4.4. Electricité renouvelable, marchés spot et prix négatifs	40
1.4.5. Electricité solaire photovoltaïque et coûts d'investissement	41
1.5. Transitions énergétiques dans le monde et projections	42
Partie II Historique et Etat des lieux des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique en Algérie	44
Préambule	45
2.1. Genèse du Programme National de Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (PNEREE) de 2011	46
2.1.1. Volet énergies renouvelables du PNEREE	46
2.1.1.1. Réalisations dans le cadre du PNEREE 2011	47
2.1.1.2. Aspects réglementaires liés au PNEREE	47
2.1.1.3. Aspects recherche et développement liés au PNEREE	48
2.1.2. Volet Efficacité énergétique du PNEREE	49
2.1.2.1. Le bâtiment et résidentiel	49
2.1.2.2. Les transports	49
2.1.2.3. L'industrie	49
2.2. Version réactualisée en 2015 du PNEREE	50
2.3. Projet de 4050 MWc du Ministère de l'Energie	51

2.4. Appel d'offre de 150 MWc de la CREG	51
2.5. Appel d'offre de 50 MWc de SKTM/Sonelgaz	51
2.6. Programme National de Transition Energétique 2020	52
2.6.1. Au titre du développement des énergies renouvelables	53
2.6.2. Au titre de la politique d'efficacité énergétique	53
2.7. Autres actions recensées par le Commissariat (CEREFE)	53
2.7.1. Consistance physique des principales réalisations recensées (2020)	54
2.7.1.1. Installations connectées au réseau	54
2.7.1.2. Installations autonomes (hors réseau)	54
2.7.1.3. Nature des principales réalisations hors réseau recensées	55
2.7.2. 1ère édition de l'Atlas des Ressources Energétiques Renouvelables de l'Algérie	57
2.7.2.1. Gisement solaire en Algérie	57
2.7.2.2. Gisement éolien en Algérie	58
2.7.3. Structures institutionnelles impliquées dans la transition énergétique	59
2.7.4. Organes publics impliqués dans la mise en oeuvre du programme de la transition énergétique	60
2.7.5. Groupements professionnels du secteur des énergies renouvelables	60
2.7.6. Capital humain, formation et recherche	61
2.7.6.1. Enseignement et Formation Professionnels	61
2.7.6.2. Enseignement supérieur et recherche scientifique	62
2.7.7. Industrie nationale des énergies renouvelables	62
2.7.8. Infrastructure qualité	63
2.7.8.1. Appui réglementaire préliminaire	63
2.7.8.2. Structures existantes recensées	63
2.7.8.3. Qualification des installateurs et bureaux d'études	64
 Partie III Contribution à l'Elaboration d'une Stratégie Nationale de Transition Energétique Adaptée à l'Algérie	 66
Préambule	67
3.1. Situation énergétique actuelle	68
3.1.1. Consommation interne et transition énergétique	69
3.1.2. Transition énergétique et perspectives de développement économique	70
3.2. Energies Renouvelables et transition énergétique	70
3.2.1. Cas de l'Algérie et leçons en vue de la transition énergétique	71
3.2.2. Consommation électrique et problème du pic de consommation	71
3.2.2.1. Approche par la production à base de ressources renouvelables	72
3.2.2.2. Approche par la maîtrise de la consommation pendant le pic	73
3.2.3. Production distribuée d'électricité solaire et autoconsommation	73
3.2.3.1. Raccordement des installations PV au réseau de distribution	74
3.2.3.2. Concessions indépendantes du réseau de distribution	75
3.2.4. Réseau de transport et grandes centrales solaires photovoltaïques	76
3.2.4.1. Libéralisation effective de la production d'électricité	76

3.2.4.2. Déploiement de moyens de stockage de l'énergie électrique	77
3.2.5. Modernisation de la gestion du réseau électrique national	78
3.2.6. Développement local de l'industrie du solaire	79
3.2.7. Micro-réseaux et systèmes hybrides	80
3.2.8. Micro-réseaux et grandes exploitations agricoles	81
3.2.9. Digitalisation progressive de la gestion du réseau	81
3.3. Electricité solaire et applications autonomes (Hors réseau)	82
3.3.1. Génération autonome d'électricité solaire en milieu rural	82
3.3.2. Génération autonome d'électricité solaire et activités agricoles	82
3.4. Efficacité énergétique	83
3.4.1. Secteur du transport en Algérie et perspectives d'efficacité énergétique	83
3.4.1.1. Développement intégré des transports en commun	83
3.4.1.2. Augmentation de la part des véhicules roulant au gaz	84
3.4.1.3. Mobilité électrique	84
3.4.2. Efficacité énergétique dans le secteur résidentiel et tertiaire	85
3.4.2.1. Solaire thermique et efficacité énergétique	85
3.4.2.2. Efficacité énergétique dans le secteur industriel	85
3.4.2.3. Eclairage solaire et efficacité énergétique	85
3.5. Energies renouvelables et aménagement du territoire	86
Références	89
Abréviations	93
Unités	96
Glossaire	97

Liste des Figures

Figure 1.	Evolution de la capacité cumulée de Chauffe-Eau Solaires (CES) dans le monde (2000-2019)	16
Figure 2.	Répartition des capacités cumulées de CES dans le monde en 2018	17
Figure 3.	Mix d'électricité d'origine renouvelable dans le monde et contribution des diverses technologies (2019)	18
Figure 4.	Evolution des capacités hydroélectriques dans le monde	19
Figure 5.	Evolution sur un siècle (1910-2010) des constructions de grandes centrales hydroélectriques (>500 MW) par région dans le monde	19
Figure 6.	Evolution des capacités de production d'électricité éolienne dans le monde (2001-2019)	21
Figure 7.	Evolution des puissances unitaires des aérogénérateurs	22
Figure 8.	Capacités additionnelles/an d'éolien en mer par région (2010-2018)	23
Figure 9.	Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien terrestre (Onshore) installées dans le monde (source IRENA)	24
Figure 10.	Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien terrestre (Onshore) installées par région dans le monde (source IRENA)	24
Figure 11.	Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien en mer (Offshore) installées dans le monde (source IRENA)	25
Figure 12.	Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien en mer (Offshore) installées par région dans le monde (source IRENA)	25
Figure 13.	Evolution des capacités cumulées d'électricité solaire thermique (CSP) dans le monde (2009-2019)	26
Figure 14.	Evolution des capacités cumulées d'électricité solaire (PV et CSP) dans le monde (2010-2019)	27
Figure 15.	Evolution des coûts des modules PV (\$/Wc) ainsi que celui des installations PV clef en main	27
Figure 16.	Evolution des capacités de production d'électricité solaire photovoltaïque et répartition à travers le monde (2010-2019)	28
Figure 17.	Evolution par technologie des capacités installées d'électricité renouvelable dans le monde (2015-2019) et dernières additions (2019).	28
Figure 18.	Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées de solaire photovoltaïque installées dans le monde (source IRENA).	29
Figure 19.	Projection à l'horizon 2050 des capacités cumulées de solaire photovoltaïque installées par région dans le monde (source IRENA)	29
Figure 20.	Les dix meilleurs contributions (2019) à la production d'électricité à base de solaire PV et éolien au mix énergétique dans les réseaux électriques nationaux	30
Figure 21.	Différentes technologies de stockage d'électricité	31
Figure 22.	Capacités de stockage par technologie dans le monde (2017)	32

Figure 23.	Evolution des capacités globales de stockage électrochimique (batteries) et leur répartition dans le monde (2013-2018)	33
Figure 24.	Illustration des contraintes subies par les centrales classiques du réseau électrique de Californie suite à une intégration massive de solaire photovoltaïque	34
Figure 25.	Evolution des investissements consentis pour le développement de chacune des ressources renouvelables entre 2005 et 2019	35
Figure 26.	Evolution des coûts de production de l'électricité à base des principales ressources renouvelables	36
Figure 27.	Répartition de la puissance cumulée de solaire photovoltaïque en Allemagne (49 GWc en 2019) selon les puissances unitaires des installations	37
Figure 28.	Répartition de l'ensemble des installations solaires photovoltaïque en Allemagne (1700 000) selon le niveau de puissance	37
Figure 29.	Evolution des offres de prix, en centimes de dollars US pour un KWh d'électricité solaire PV, dans des soumissions récentes à travers le monde (2019)	39
Figure 30.	Courbe de charge et modes adaptés de production d'électricité	40
Figure 31.	Production d'électricité en Allemagne (semaine du 20 au 27 juillet 2020) : Evolution des prix et illustration concrète du scénario de prix négatif au marché spot	41
Figure 32.	Projections (AIE) relatives au mix énergétique dans le monde (2017-2050)	42
Figure 33.	Evolution estimée du parc national de production d'électricité, selon le Ministère de l'Energie et des Mines (MEM)	46
Figure 34.	Gisement solaire de l'Algérie : (a) Energie solaire globale (ou GHI : Global Horizontal Irradiance) reçue par jour sur une surface d'un m2 ; (b) Rayonnement solaire direct (ou DNI : Direct Normal Irradiance) reçu par jour sur une surface d'un mètre carré	58
Figure 35.	Gisement éolien de l'Algérie : (a) Distribution de la vitesse moyenne (m/s) du vent sur le territoire Algérien à 80 m de hauteur, (b) Densité de puissance du vent sur le territoire à 80 m de hauteur	59
Figure 36.	Courbe de charge illustrant le pic de consommation enregistré le 7 Aout 2019 à 14H30 sur le Réseau Interconnecté Nord (RIN)	71
Figure 37.	Courbes de charges de journées représentatives des diverses saisons sur le Réseau Interconnecté Nord (RIN)	72
Figure 38.	Exemple de STEPs utilisant l'eau de mer	78

Liste des tableaux

Tableau 1.	Capacités de production d'électricité (en GW) à base de ressources renouvelables sur les cinq dernières années	17
Tableau 2.	Classement mondial des plus grandes centrales hydroélectriques en 2017, selon la capacité électrique installée	20
Tableau 3.	Capacités cumulées à base de STEP dans le monde en 2019	20
Tableau 4.	Part de chacune des ressources renouvelables primaires retenues	47
Tableau 5.	Planning de réalisation du programme (Version 2011)	47
Tableau 6.	Plan d'exécution du PNEREE (en MW), révisé en 2015	50
Tableau 7.	Données d'attribution du marché de 50 MWc de SKTM en 2019	52
Tableau 8.	Bilan global des installations connectées au réseau	54
Tableau 9.	Bilan cumulé en 2019, des réalisations par secteur en matière d'installations solaires photovoltaïques hors réseaux	55
Tableau 10.	Réalisations des projets d'énergie solaire par le Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire (MICLAT)	56
Tableau 11.	Réalisations des projets d'énergie renouvelable par le Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural (MADR)	56
Tableau 12.	Bilan des diplômes liés aux énergies renouvelables et l'efficacité énergétiques, délivrés par les centres de formation professionnelle (2017-2018)	61
Tableau 13.	Production de panneaux solaires photovoltaïques en Algérie	62
Tableau 14.	Production d'énergie primaire	68
Tableau 15.	Synthèse des flux énergétiques (MTep), année 2018	68
Tableau 16.	Consommation énergétique nationale (MTep), année 2018	69

Résumé Exécutif

Toutes les projections quant à l'évolution du secteur énergétique dans le monde, attribuent aux ressources renouvelables une part non négligeable et parfois même prépondérante dans un avenir plus ou moins proche. La dynamique créée dans ce domaine, initialement motivée par la préservation de l'environnement et la raréfaction à terme des ressources fossiles, a également été fortement impulsée par des considérations d'ordre purement économique. En effet, il est indéniable que suite aux remarquables progrès technologiques spécifiques qui ont vu le jour ces vingt dernières années, les procédés de génération d'électricité à base de ressources renouvelables, notamment éolienne et solaire photovoltaïque, peuvent déjà concurrencer les moyens classiques de production et ce en termes de coût réels. Quant à l'handicapé lié à leur intermittence et en attendant la maturation des moyens de stockage de l'énergie électrique à grande échelle (tels que les STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage, où ceux en cours de développement), il est actuellement pris en charge et solutionné avec beaucoup de succès à travers un remodelage adéquat des réseaux électriques de transport et de distribution ainsi que leurs modes de gestion respectifs. En fait, les investissements très significatifs engagés à cette fin dans le développement des réseaux électriques nationaux de certains pays précurseurs, le sont également en prélude à un environnement socio-économique projeté où l'électricité prédominerait comme source finale d'énergie à la consommation (industrie, transport, ménages,...).

Ainsi, le développement des énergies renouvelables à l'échelle d'une nation, devrait être intégré dans une perspective globale, dont les contours deviennent de plus en plus visibles en présence d'objectifs environnementaux pressants mais également une transition énergétique marquée par des modes de consommation que les divers progrès techniques sont entrain de façonner. C'est dans ce contexte général que le Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique (CEREFÉ) se propose d'élaborer une feuille de route qui s'inscrit dans une stratégie intégrée de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans le pays tout en veillant à assurer au mieux

les conditions de sa mise sur rail dès que possible. Dans cette optique, un état des lieux assez exhaustif de la situation existante est établi, notamment en termes d'arrangements institutionnels et réglementaires, destinés à encadrer la mise en oeuvre des programmes d'actions déjà lancés et leurs états d'avancement respectifs. Un recensement du capital humain disponible ainsi que les capacités du tissu industriel local naissant a également été mené sur la base de questionnaires ciblés adressés aux divers organismes concernés. Un complément d'information a également été recueilli à travers la tenue des premières réunions des divers groupes de travail multisectoriels constitués par le Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique. Ainsi, c'est sur la base de données assez actualisées et reflétant au mieux la réalité du secteur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans le pays, qu'une analyse sereine est menée afin d'évaluer le chemin parcouru à ce jour dans le domaine et tirer en premier lieu les enseignements qui s'imposent. Dans ce contexte, une analyse objective des divers blocages structurels et autres résistances aux changements ayant conduit aux retards constatés dans le secteur est menée. Ainsi et afin de ne pas reproduire les mêmes schémas d'échec, diverses réflexions sont menées en vue de tracer la ligne directrice que le Commissariat entend suivre en vue de coordonner la mise en oeuvre concrète des actions planifiées en faisant participer les parties prenantes, publiques ou privées, intéressées par leur exécution. Il en serait de même pour l'adoption d'étapes d'évaluation échelonnée de l'état d'avancement afin de déceler au plus vite toute éventuelle incohérence avec la réalité du terrain et assurer la meilleure voie de contournement en fonction des possibilités existantes.

L'élaboration de ce rapport s'inscrit donc en parfaite harmonie avec la vision du plan d'action du gouvernement pour la mise en oeuvre du programme du Président de la République, qui accorde une place importante à la transition énergétique selon « La triptyque d'un renouvellement économique basé sur la sécurité alimentaire, la transition énergétique et l'économie numérique ».

PARTIE I

Evolution du mix énergétique
dans le monde et leçons à tirer

Préambule

Les débats en cours sur la transition énergétique qui est entrain de s'opérer dans le monde, font ressortir de grands enjeux dont le manque de discernement avec réalisme et clairvoyance, peut induire des mauvais choix dont les effets seraient très difficiles à surmonter, notamment sur les plans économique, environnemental et social. En effet, les aléas observés aujourd'hui même dans le secteur, illustrent bien la situation et laissent prévoir de grandes manoeuvres, dont l'argument classique des intérêts économiques souvent contradictoires, ne suffirait plus à tout expliquer. La maîtrise par soi-même des techniques et du savoir nécessaires dans le domaine, ainsi qu'un sens aigu de l'organisation de la société de consommation qui en découle, deviennent également des critères de plus en plus déterminants quant à l'assurance d'une indépendance et sécurité énergétique réels pour un pays. Dans ce contexte, les ressources renouvelables, auxquelles toutes les prévisions accordent une part importante dans le mix énergétique de demain, tracent déjà la

voie vers de nouveaux modèles énergétiques, nettement différents de ceux classiques. En effet, la gestion assez centralisée d'une grande partie des flux énergétiques qui prédominait jusqu'ici, a tendance à se désagréger pour donner lieu à une multitude de configurations où l'interaction entre distributeur de services énergétiques et consommateur final est beaucoup plus accentuée. Pour être pleinement profitable, cette mutation exige cependant que les gestionnaires impliqués développent de nouveaux profils de connaissances et reflexes, dont les contours commencent justement à se dessiner avec l'avènement des énergies renouvelables. Un aperçu sur la trajectoire de développement de ces dernières dans le monde, pourrait donc donner un avant-gout sur la métamorphose en cours du secteur de l'énergie, ainsi que les bonnes pratiques qui vont avec, dont l'assimilation précoce pourrait aider à se projeter vers une transition énergétique fondée sur des bases solides pour le pays.

I.1. Ressources renouvelables et capacités exploitées dans le monde

L'exploitation des principales ressources énergétiques renouvelables, remonte loin dans le temps et ce à travers des utilisations ponctuelles et très limitées quant à leur portée. Ainsi, des applications très connues ont été développées dans l'hydraulique (moulins à eau...), l'éolien (moulins à vent, navires à voile...), le solaire (chauffage, séchage...), la biomasse (chauffage, cuisson...) et la géothermie (chauffage...). Cependant, le développement de celles-ci à grande échelle, avait non seulement besoin de capacités industrielles adaptées (outils d'exploitation, conversion...), mais également une infrastructure logistique appropriée (transport, distribution et éventuellement stockage...), qui ne sont devenues graduellement disponibles que beaucoup plus tard, soit vers le début du siècle dernier. Dans cette optique, c'est l'avènement lié à l'apparition de l'électricité comme énergie finale pratique et assez souple d'utilisation, qui a induit un tournant majeur. En effet, les premiers centres de production d'électricité qui ont accompagné ce grand départ, utilisaient justement comme source primaire le potentiel hydraulique disponible en quantités suffisantes. Ainsi, suite à l'accroissement rapide de la demande d'électricité qui a suivi, ce sont les gisements de grandes capacités, souvent localisés dans des zones assez

éloignées des centres de consommation, qui ont été sollicités. Cette situation a en fait été à l'origine des grands travaux de développement des premiers réseaux électriques de transport sur de grandes distances.

Sur un autre plan et afin de répondre à des besoins énergétiques spécifiques, notamment du secteur résidentiel, l'usage des chauffe-eau solaires a également vu un développement notable suite à l'apparition sur le marché d'équipements efficaces, robustes et de coût abordable. Néanmoins, une telle alternative qui s'adresse exclusivement à un mode de consommation locale de l'énergie calorifique recueillie, reste donc confinée à des capacités unitaires assez réduites, la distribution de la chaleur n'étant efficace que sur un espace très réduit, contrairement à l'électricité. De ce fait, son développement n'a pu être mené qu'à travers des politiques d'encouragement qui s'adressent à un large éventail d'utilisateurs potentiels. Ceci explique en fait le grand déséquilibre dans la répartition des capacités de capteurs solaires thermiques ou chauffe-eau solaires (CES), déployés dans le monde. En effet, ces dernières (hors centrales solaires thermodynamiques ou CSP (Concentrated Solar Power)), totalisaient environ une surface de 684 millions de mètres carrés pour une puissance thermique générée équivalente de 479 GW jusqu'à fin 2019 (Figure 1). Cet usage reste cependant dominé de très loin par la Chine qui détient environ 70 % (Figure 2), suivie par l'Europe ($\approx 12\%$), dont la Turquie ($\approx 3.5\%$) et l'Allemagne ($\approx 3\%$) sont les plus représentatifs [1].

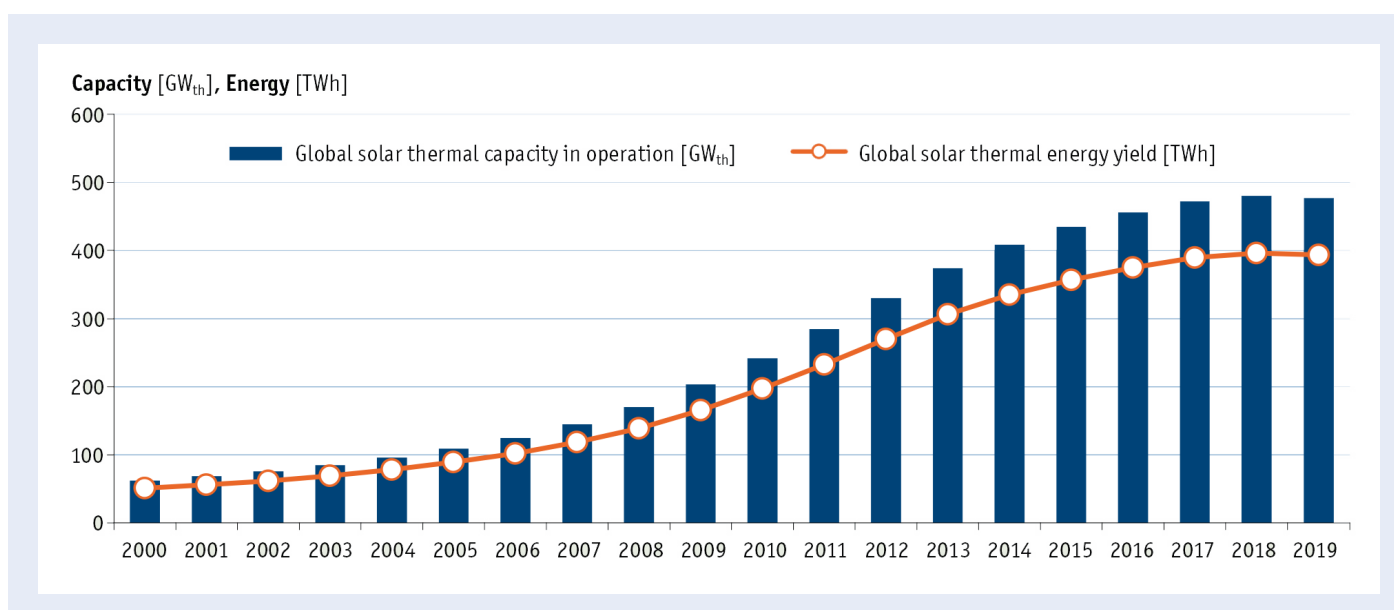


Figure 1. Evolution de la capacité cumulée de Chauffe-Eau Solaires (CES) dans le monde (2000-2019).

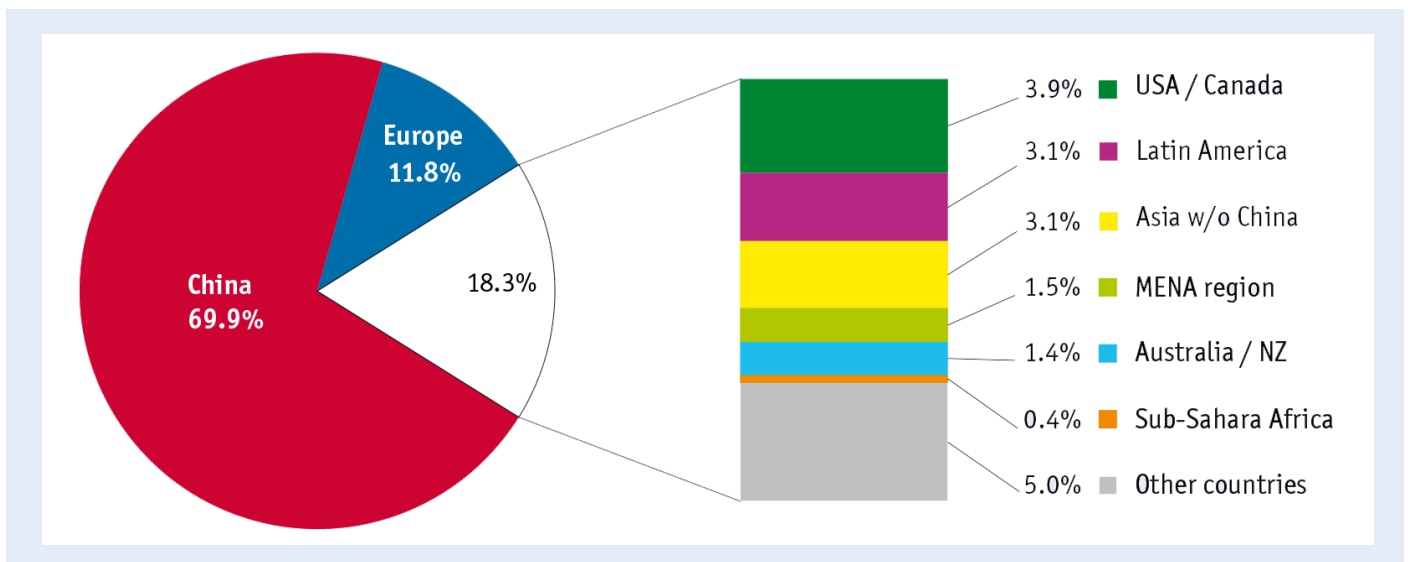


Figure 2. Répartition des capacités cumulées de CES dans le monde en 2018.

Au final, le créneau lié à l'exploitation directe de l'énergie thermique du rayonnement solaire, reste en fait la seule application à base d'une ressource renouvelable ayant engendré l'installation d'une capacité cumulée significative dans le monde, sans passer par une consommation finale sous forme d'électricité. En Algérie et malgré le lancement du programme « Alsol » dès 2009 par l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE), visant l'encouragement de l'utilisation des Chauffe-Eau Solaires (CES) individuels à travers un soutien financier direct aux particuliers, pouvant aller jusqu'à 45 % du coût global, la capacité installée reste à priori très limitée.

1.2. Ressources renouvelables et production d'électricité dans le monde

Selon le rapport annuel «Statistiques de capacité renouvelable 2020» [2] de l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables (IRENA), un résumé de l'évolution des capacités cumulées de production d'électricité à base des principales ressources renouvelables dans le monde sur les cinq dernières années (2015-2019), pour chacune de ces filières, est donné dans le Tableau 1. Une brève analyse des statistiques ainsi présentées, permet déjà de dégager les premiers éléments qui pourraient aider à orienter objectivement les choix en matière de ressources renouvelables à développer dans le cadre d'une transition énergétique d'envergure.

Ainsi, selon les capacités cumulées installées à ce jour, il apparaît que la contribution de l'hydroélectricité reste encore dominante (47 %) quant à la génération d'électricité renouvelable dans le monde. Cependant, il faut remarquer que cette part qui était de 60 % il y a seulement cinq ans, a régulièrement régressé (Figure 3) pour laisser place principalement à l'électricité éolienne (23.5 %) et solaire photovoltaïque (22.8 %) en 2019 [3]. Quant à la contribution de la biomasse et la géothermie à la production d'électricité renouvelable, elle reste faible (5.5 % en 2019) et présente une évolution très limitée.

Tableau 1. Capacités de production d'électricité (en GW) à base de ressources renouvelables sur les cinq dernières années.

Source renouvelable primaire	2015	2016	2017	2018	2019
Hydro-électricité	1099	1129	1156	1177	1189
Eolien (On et Offshore)	416	467	514	564	623
Solaire (CSP + PV)	222	296	389	489	586
Biomasse	97	105	111	117	124
Géothermie	12	12	13	14	15
Total	1846	2009	2183	2361	2537

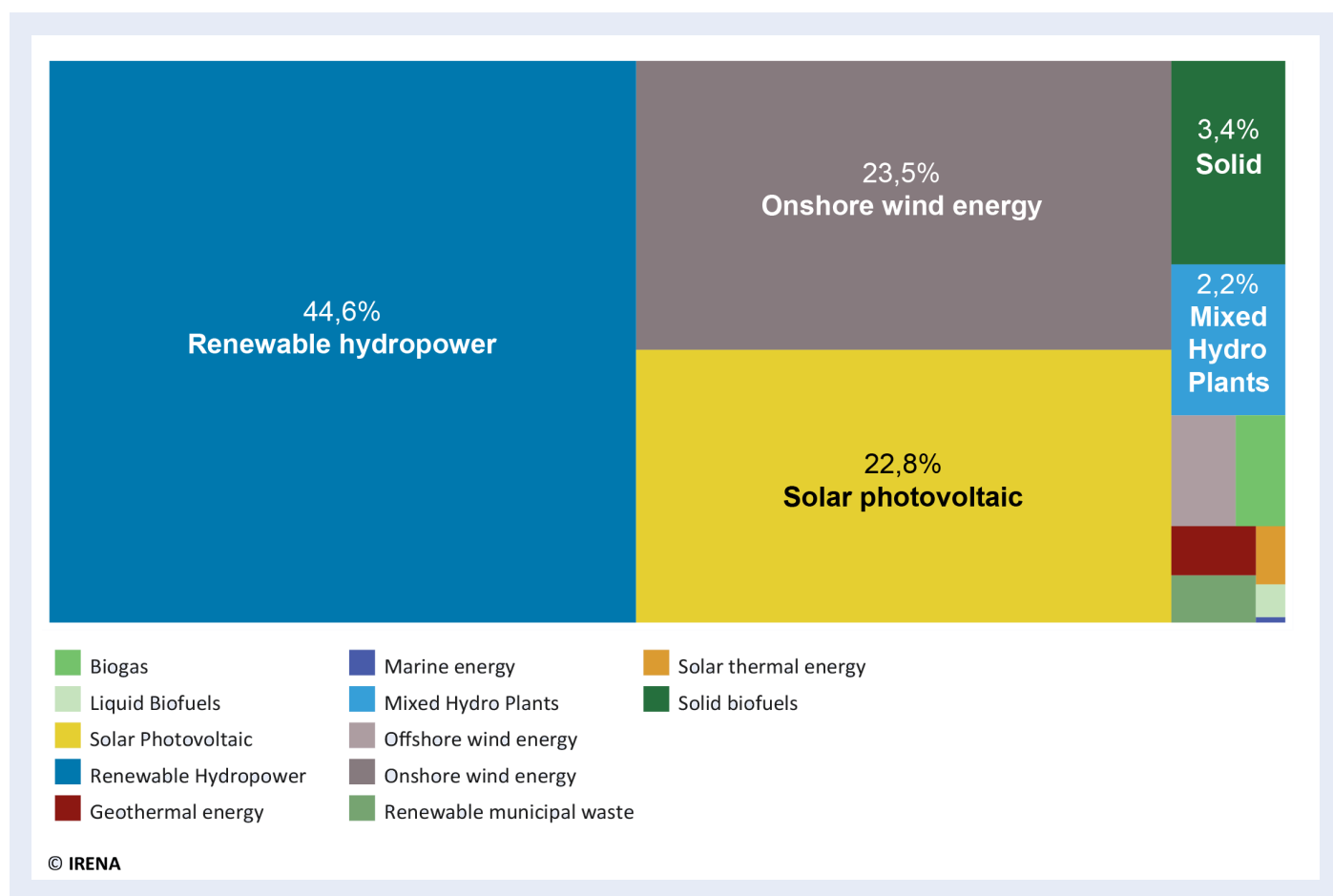


Figure 3. Mix d'électricité d'origine renouvelable dans le monde et contribution des diverses technologies (2019).

Comme première conclusion, on peut retenir que seules l'hydroélectricité, l'éolien et le solaire peuvent à priori concourir à une production massive d'électricité et permettre ainsi une transition énergétique avec des objectifs ambitieux quant à la contribution des énergies renouvelables. Cependant, il est clair que les perspectives de développements futurs qu'offre chacune de ces filières, dépendent essentiellement des projections faites à moyen et long termes en matière d'innovations techniques dans le domaine en question, des critères de performance économique établis et enfin des effets induits sur l'environnement. C'est dans cette optique que l'analyse suivante sur les tendances qui se dessinent par technologie est menée afin d'affiner encore plus les données pouvant mieux éclairer la situation et aider ainsi à optimiser les choix ultérieurs quant à une éventuelle stratégie de développement effectif des énergies renouvelables dans le pays.

1.2.1. Hydroélectricité

Quoique près de la moitié de l'électricité d'origine renouvelable dans le monde soit générées par la

branche hydroélectrique (Tableau 1), le développement récent de cette filière reste limité (Figure 4) [4] car les capacités hydriques disponibles dans le monde sont en grande partie déjà exploitées [5,6]. En effet, une capacité de seulement 12 GW d'installations hydroélectriques dédiées à la production exclusive de l'électricité ont été réalisées en 2019, contre 21 GW en 2018 (Tableau 1).

L'opportunité de voir de nouveaux projets d'envergure dans le domaine (Tableau 2), comme ce fut le cas durant le siècle dernier, devient en effet de plus en plus rare, notamment en Europe et en Amérique du nord où on assiste à une certaine saturation (Figure 5) [5,6]. Par contre, c'est en Asie et notamment en Chine que l'hydroélectricité a essentiellement progressé au début du présent millénaire, où des installations titanesques ont été érigées, comme celle du barrage des trois rivières, mise en exploitation en 2011 avec sa pleine capacité de 22.5 GW (Tableau 2).

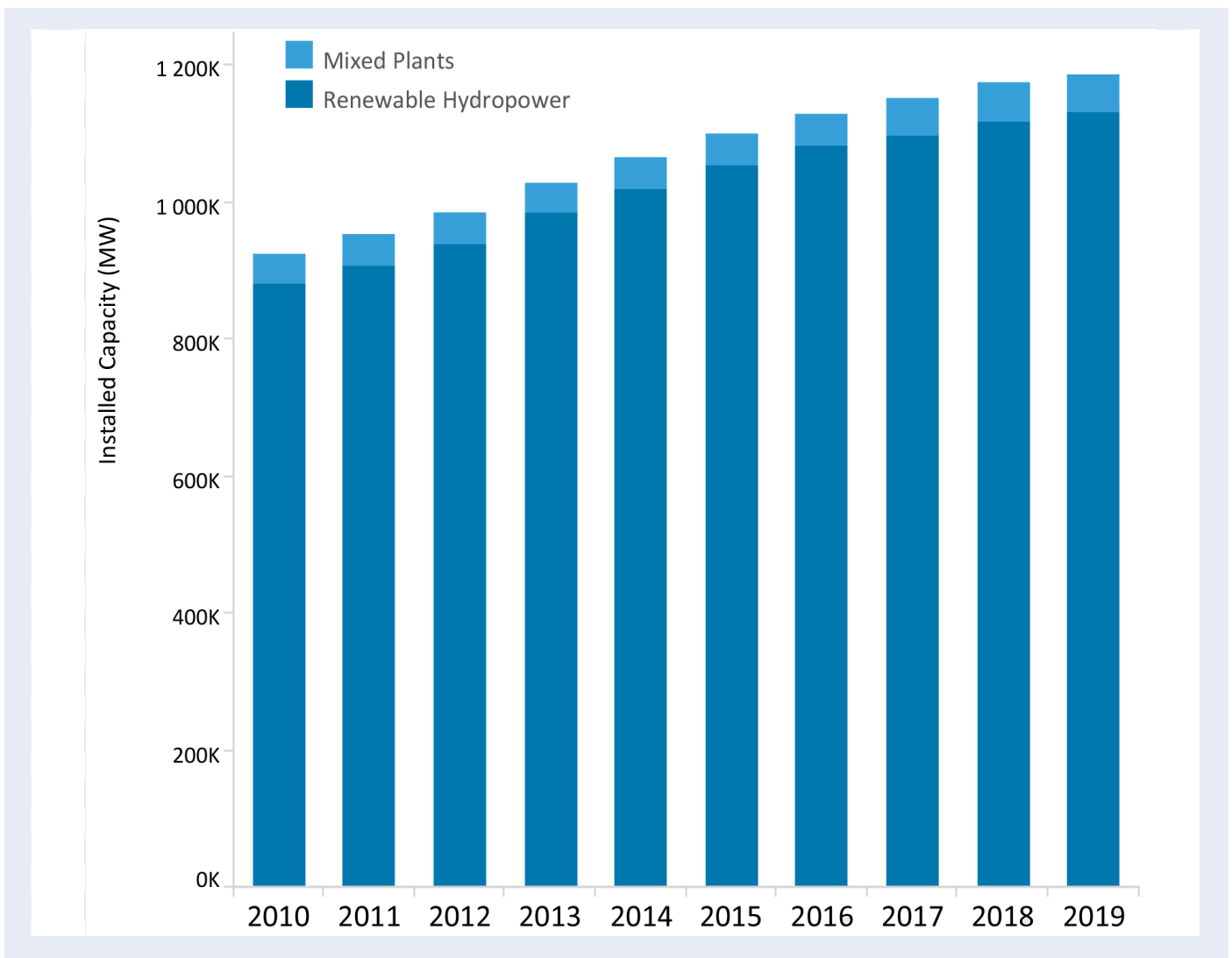


Figure 4. Evolution des capacités hydroélectriques dans le monde.

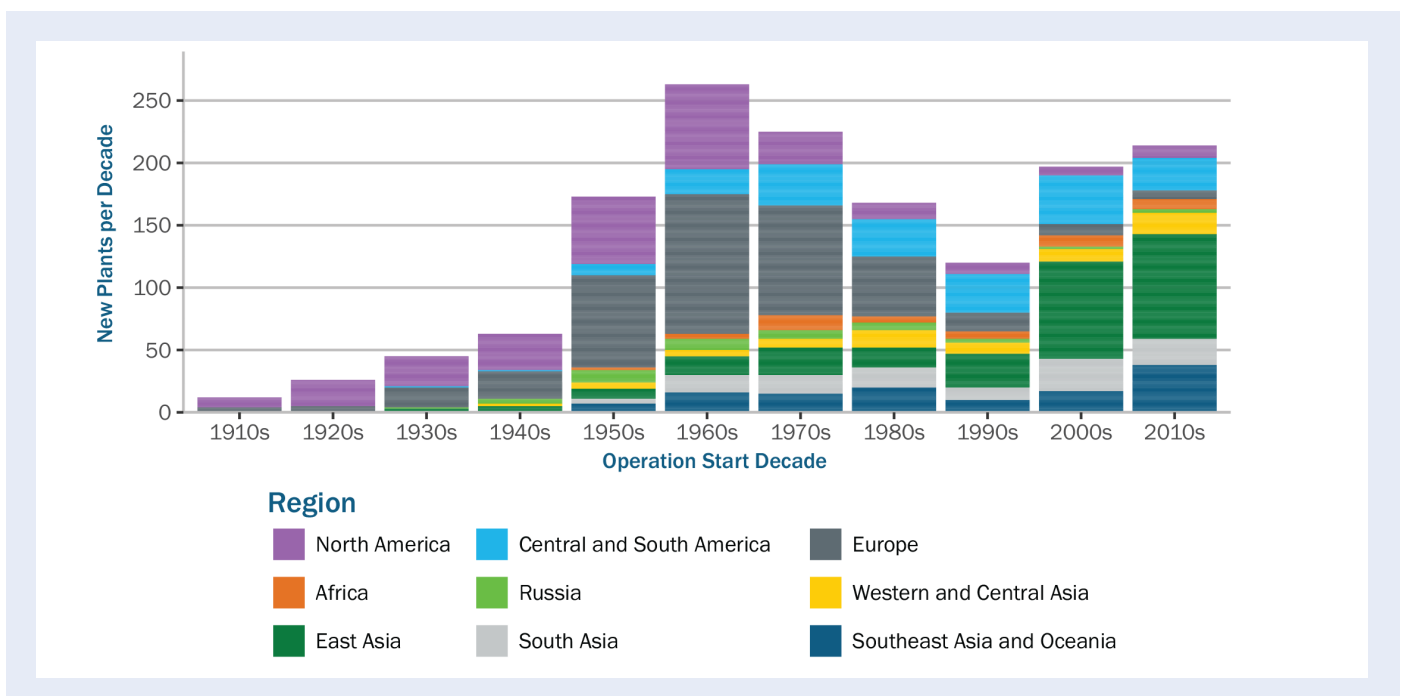


Figure 5. Evolution sur un siècle (1910-2010) des constructions de grandes centrales hydroélectriques (>500 MW) par région dans le monde.

Tableau 2. Classement mondial des plus grandes centrales hydroélectriques en 2017, selon la capacité électrique installée.

Rang	Installation	Pays	Puissance installée (MW)
1	Centrales des Trois-Gorges	Chine	22 500
2	Centrale d'Itaipu	Brésil/Paraguay	14 000
3	Centrale de Xiluodu	Chine	13 860
4	Centrale de Guri	Venezuela	10 235
5	Centrale de Tucuruí	Brésil	8 370
6	Centrale de Grand Coulee	États-Unis	6 809
7	Centrale de Xiangjiaba	Chine	6 448
8	Centrale de Longtan	Chine	6 426
9	Centrale de Saïano-Chouchensk	Russie	6 400
10	Centrale de Krasnoïarsk	Russie	6 000

Parallèlement à cela, il faut dire également qu'une partie non négligeable des nouvelles capacités d'hydroélectricité dans le monde (78 GW cumulés en 2019), sont le résultat de nombreuses petites installations de puissance unitaire généralement inférieure à 10 mégawatts [7]. Le développement récent de celles-ci est motivé, entre autres, par le niveau abordable des investissements engagés, mais aussi leur potentielle contribution à la décentralisation de plus en plus recherchée dans le domaine de la production d'électricité.

Sur un autre plan, ce sont les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), ou centrales hydroélectriques mixtes, qui se développent le plus du fait qu'elles constituent à ce jour, le moyen le plus efficace de stockage à grande échelle de l'électricité. Il s'agit en fait d'une centrale hydroélectrique qui fonctionne dans les deux sens (production et stockage d'électricité) en exploitant la différence d'énergie potentielle entre deux bassins séparés par un dénivelé [8,9]. Les installations fonctionnant à base de cette technologie éprouvée de stockage, peuvent ainsi contribuer au maintien de l'équilibre production-consommation, crucial pour la stabilité du réseau électrique [10,11]. Ceci étant notamment le cas lors d'une surproduction d'électricité renouvelable à base de ressources intermittentes telles que l'éolien ou le solaire, où le surplus d'énergie peut être conservé en vue de servir lors d'un pic de la demande par exemple. Ce sont de tels avantages et d'autres qui font que les STEP, qui ont totalisé une puissance installée de plus de 158 GW en

2019 (Tableau 3), assurent en fait plus de 95 % des capacités de stockage couplées aux divers réseaux électriques dans le monde.

Tableau 3. Capacités cumulées à base de STEP dans le monde en 2019.

Capacités de STEP dans le monde en 2019	Pays par ordre de capacités de STEP installées en 2019	Capacité (GW)
158 GW	Chine	30.3
	Japon	27.6
	Etats Unis	22.9
	Italie	7.7
	Allemagne	6.4
	Espagne	6.1
	France	5.8
	Autriche	5.6
	Inde	4.8
	Corée du sud	4.7
	Reste du monde	36.1

Contrairement aux autres régions du monde, l'hydroélectricité reste paradoxalement peu développée en Afrique avec une capacité cumulée de près de 37 GW en 2019, qui en fait tout de même la principale ressource d'électricité renouvelable dans le continent et cela ne représente qu'à peine 11% de son potentiel hydraulique techniquement exploitable [9]. En effet, selon une évaluation de la banque mondiale, ce dernier serait de l'ordre de 80 GW, dont des installations hydroélectriques de grande enver-

gure, planifiées sur le fleuve Congo, attendent d'être concrétisés depuis très longtemps. A côté de cela et mis à part quelques nouveaux projets, tel que celui du barrage de la Renaissance (Ennahda) sur le Nil bleu en Ethiopie, prévu pour une capacité de production à terme de 6 450 MW, plus de la moitié des installations hydroélectriques existantes sur le continent Africain sont vieillissantes et nécessitent des travaux de modernisation conséquents [12,13].

1.2.2. Eolien

L'éolien a été la première ressource renouvelable intermittente dont le développement pour générer de l'électricité à grande échelle, l'a été dans le sillage de la crise pétrolière de 1973 [14], lorsque des pays occidentaux ont massivement financé des projets de recherche sur les énergies renouvelables. Un second élan est enregistré suite à la prise de conscience vis à vis des enjeux climatiques et environnementaux dans le monde, dont les effets ont été présentés dans le premier rapport du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) [15], qui a servi de base à l'élaboration de la Convention-Cadre

des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC), adoptée par 154 pays lors de la Convention de Rio en 1992. C'est pratiquement en réponse aux appels émis à l'issue de cet avènement et les conférences des parties (COP) qui ont suivi [16], que plusieurs programmes visant le développement des énergies renouvelables ont été lancés, notamment à base de ressources éoliennes dont les gisements sont justement abondants dans les pays industrialisés concernés en premier (Etats unis, Canada, Europe...). Ainsi, les progrès techniques aidant quant à la fabrication d'aérogénérateurs performants, des parcs éoliens avec des capacités de production d'électricité de plus en plus importantes ont ainsi vu le jour, comme celui terrestre de Gansu en Chine, dont la puissance opérationnelle était déjà de 5 160 MW en 2010, alors qu'une extension à 20 GW y est programmée pour 2020. Au final, la capacité de production d'électricité éolienne dans le monde a été multipliée par 10 entre 2005 et 2018, passant de 59 GW à 591 GW (Figure 6), pour atteindre 651 GW en 2019 [17] dont 29 GW d'installations en mer (Offshore).



Figure 6. Evolution des capacités de production d'électricité éolienne dans le monde (2001-2019).

En effet et quoique c'est l'éolien terrestre qui domine pour le moment, l'éolien en mer est également entrain de se développer à grande échelle, mettant ainsi à profit le fait que la vitesse moyenne du vent y est plus élevée qu'à terre, plus régulière et pouvant assurer un facteur de charge nettement plus intéressant [18]. Ainsi, la capacité cumulée d'éolien en mer qui était de seulement 3 GW en 2010, a évolué pour atteindre 29 GW en 2019 (Figure 6), alors que des projections tablent sur 1000 GW en 2050 avec des investissements annuels estimés entre 60 et 100 Milliards de dollars sur la période 2019-50. Cette tendance est bien appuyée par les grands progrès déjà accomplis dans le domaine des

aérogénérateurs flottants, illustrés à travers la mise en service d'un prototype de puissance unitaire de 8.4 MW, développé par le fabricant Danois Vestas (leader dans le domaine avec 20 % du marché mondial) et connecté au réseau portugais avec succès au cours de Janvier 2020. Il faut dire que l'éolien en mer est le secteur où la puissance unitaire des aérogénérateurs a le plus évolué (Figure 7a), comparé au terrestre (Figure 7b), en passant de quelques dizaines de KW avant 2000 à plusieurs MW après, pour atteindre finalement 8 MW en 2016 alors qu'un aérogénérateur de 12 MW (220 m) est en cours de développement par General Electric.

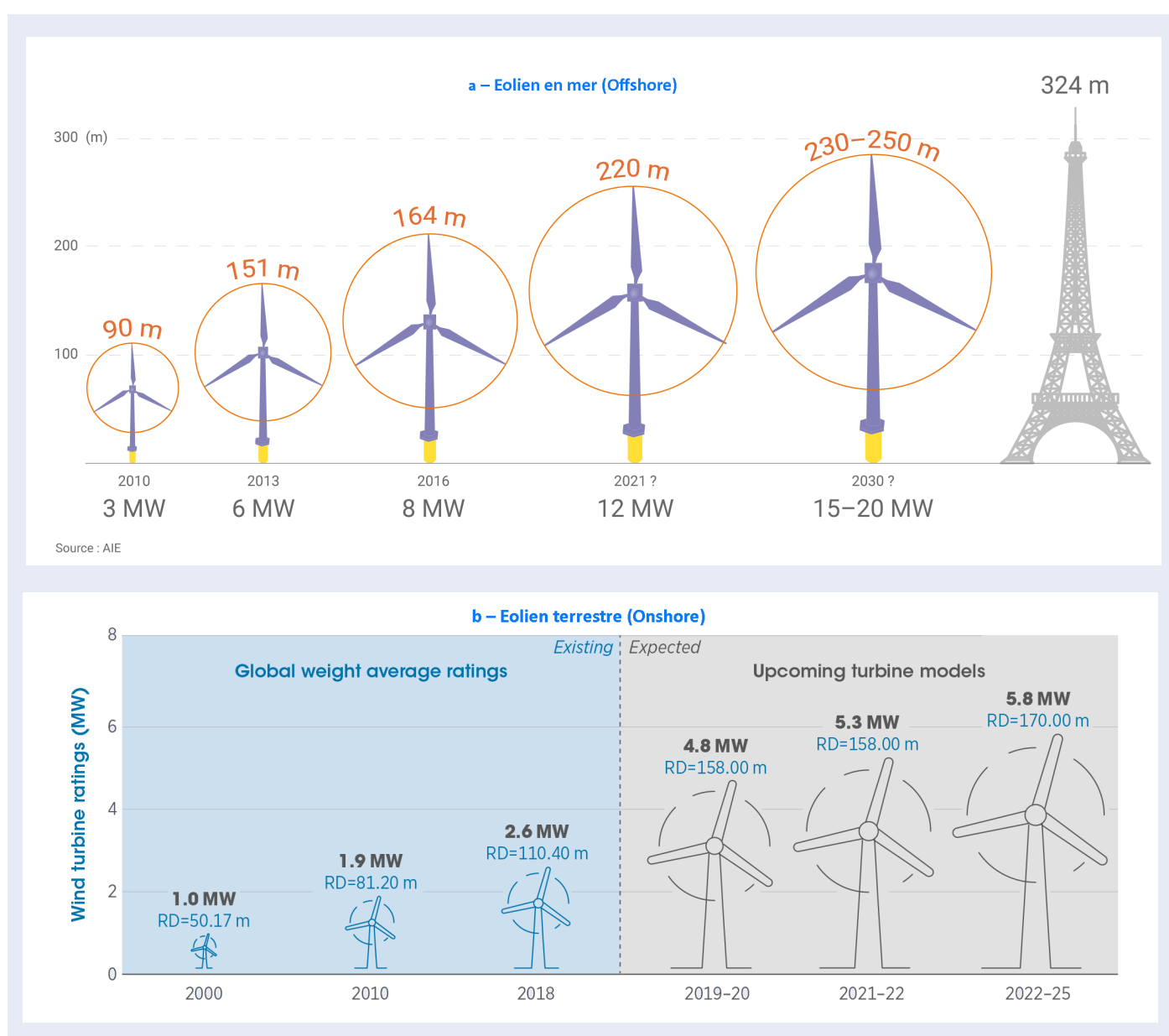


Figure 7. Evolution des puissances unitaires des aérogénérateurs.

En plus des avantages liés au facteur d'échelle, la croissance des capacités unitaires des aérogénérateurs, notamment ceux déployés en mer, qui s'accompagne à l'évidence par une augmentation de la hauteur des moyeux et des zones balayées, contribue également à améliorer les facteurs de charge (en moyenne 40 % pour l'éolien en mer et 26 % pour le terrestre) tout en diminuant les coûts d'exploitation et de maintenance [18,19]. Cependant, la maturité dont bénéficient les technologies de l'éolien terrestre, acquise à travers un développement soutenu depuis le début des années 80 du siècle dernier, a été et reste un atout important quant à la génération d'électricité à des coûts de production concurrentiels. Toutefois, les moyens de production d'électricité éolienne étant généralement déployés dans des zones de grands espaces [20], notamment celles éloignées des riverains, leur efficacité technico-économique exige plutôt des installations centralisées avec une capacité critique de

rentabilité, soit plusieurs dizaines de MW pour l'éolien terrestre et quelques centaines de MW pour celui en mer. Ce constat fait que les perspectives d'un développement de l'éolien terrestre au même rythme élevé qu'auparavant, qui est passé de 26 % à 12 % (Figure 6), deviennent de plus en plus limitées dans les pays à moyenne ou forte densité de population, notamment ceux européens comme l'Allemagne ou l'Espagne, pourtant pionniers dans le domaine. En effet, ceux parmi ces derniers, disposant d'une façade maritime à fort potentiel éolien (Royaume uni, Allemagne...), se tournent justement vers l'éolien en mer (Figure 8) qui ouvre de nouveaux horizons [20,21] à travers les progrès technologiques remarquables enregistrés par cette filière, notamment en matière de fondations flottantes, aérogénérateurs de grosses puissances unitaires, liaison en courant continu (HVDC) avec le réseau électrique

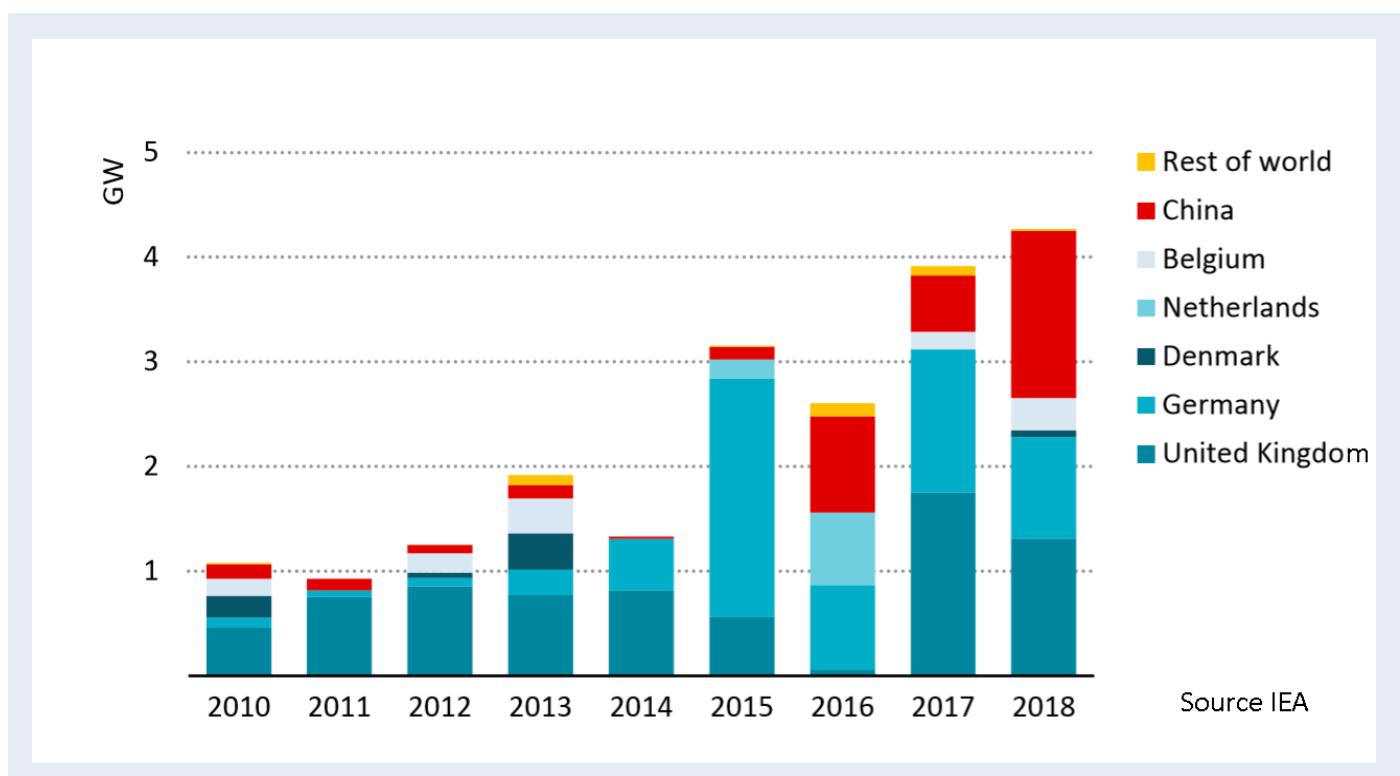


Figure 8. Capacités additionnelles/an d'éolien en mer par région (2010-2018).

La maîtrise des techniques de l'éolien en mer étant encore réservée aux pays industriels précurseurs (Danemark, Royaume uni, Allemagne,...Chine), le gros des nouvelles capacités dans le monde reste toutefois à base d'éolien terrestre (Onshore wind).

En effet, c'est l'Asie du sud-est, qui aura une contribution notable aux capacités globales projetées à

l'horizon 2050 (5044 GW) (Figure 9) avec un peu plus de la moitié (2646 GW), suivie par l'Amérique du nord (1146 GW) et l'Europe (483 GW) (Figure 10), le tout étant soutenu par des investissements annuels moyens entre 146 et 211 Milliards de dollars US/an [22].

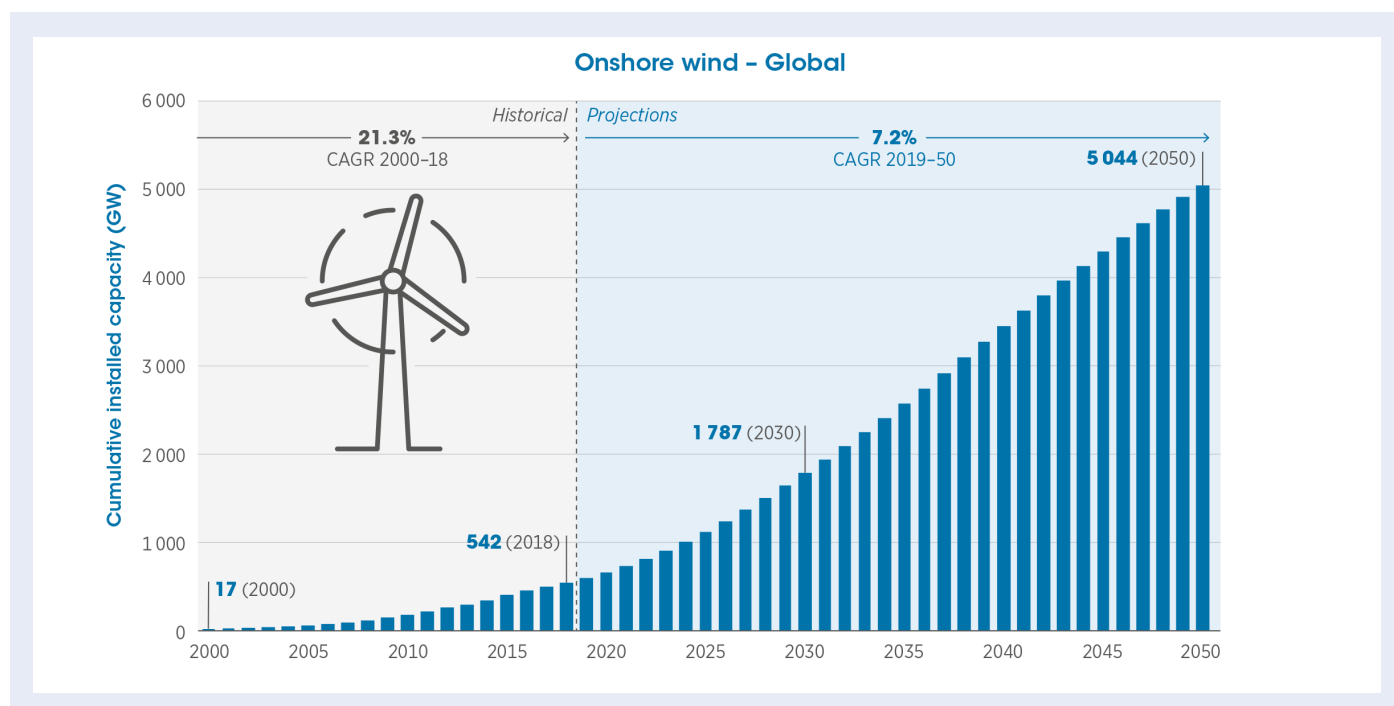


Figure 9. Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien terrestre (Onshore) installées dans le monde (source IRENA).

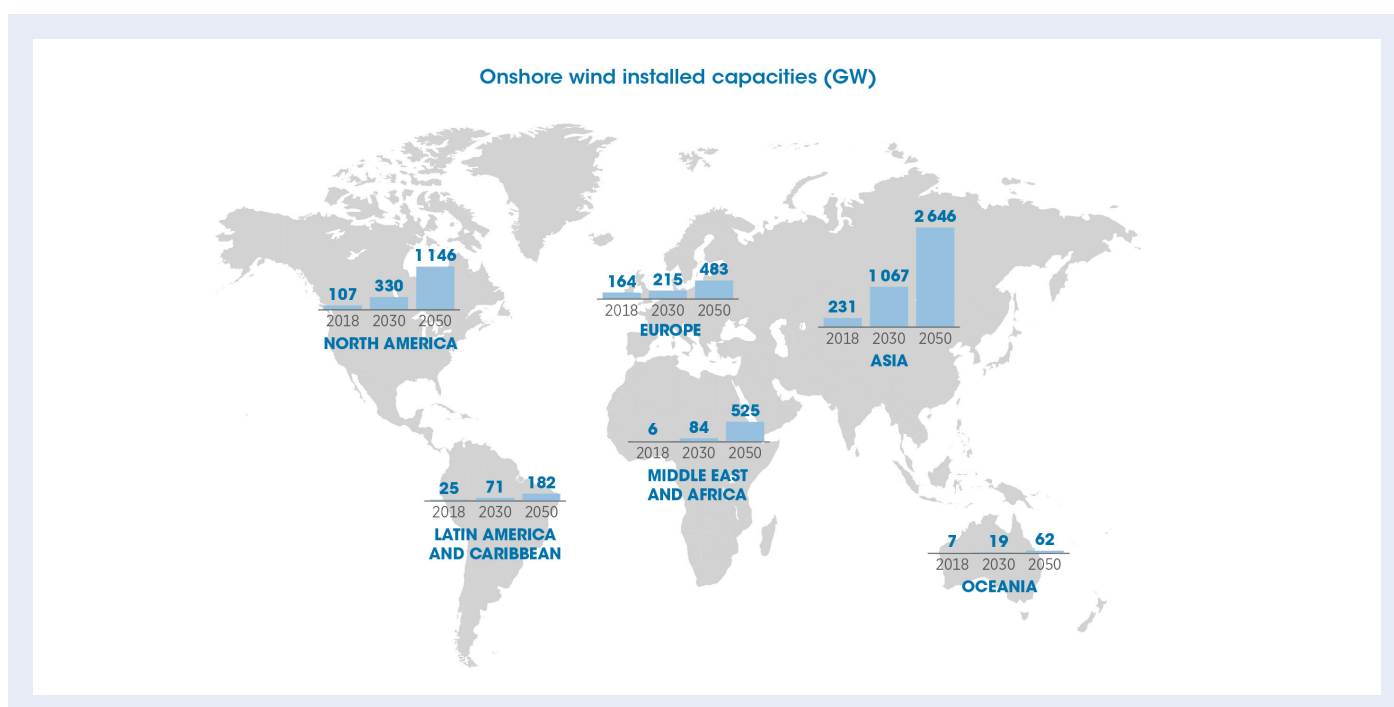


Figure 10. Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien terrestre (Onshore) installées par région dans le monde (source IRENA).

Pour ce qui est de l'éolien en mer (Offshore wind) la même tendance se dessine avec une capacité globale à l'horizon 2050 estimée à environ 1000 GW (Figure 11), dont une contribution toujours prépondérante de l'Asie (613 GW), suivie de l'Europe (215

GW) et l'Amérique du nord (164 GW) (Figure 12), le tout étant soutenu par des investissements annuels moyens entre 61 et 100 Milliards de dollars US/an [22].

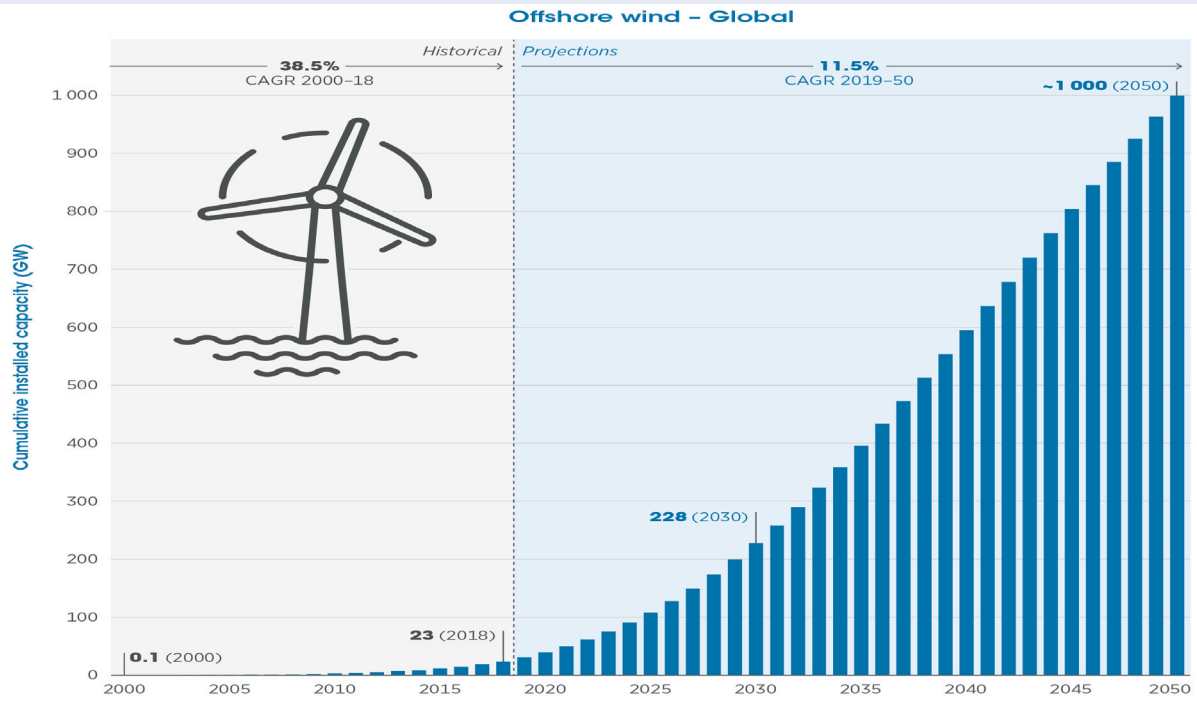


Figure 11. Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien en mer (Offshore) installées dans le monde (source IRENA).

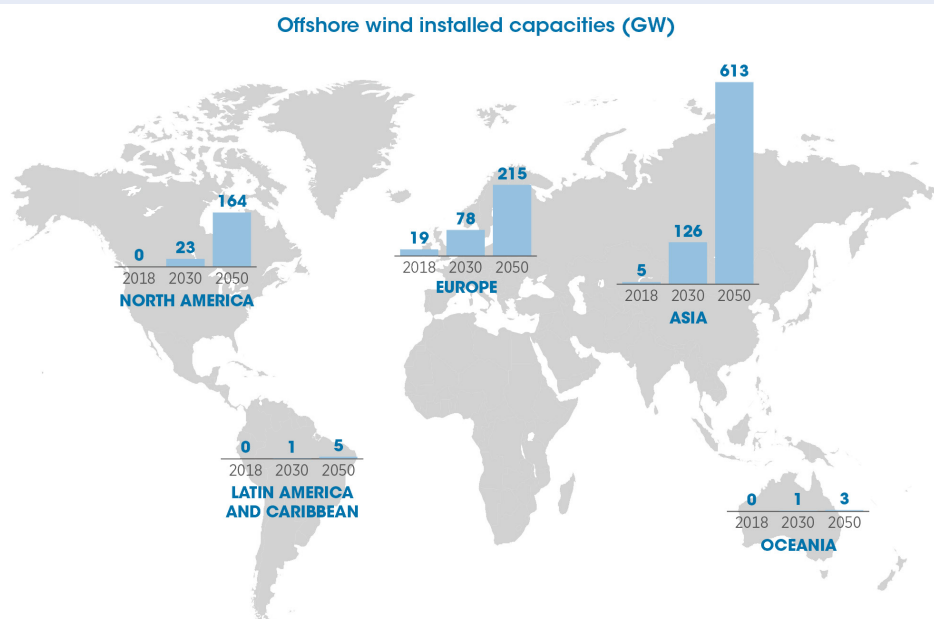


Figure 12. Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien en mer (Offshore) installées par région dans le monde (source IRENA).

Il y a lieu de noter enfin qu'en matière de capacités installées, l'éolien en mer suit une courbe ascendante caractérisée par un taux de croissance annuel moyen (Compound Annual Growth Rate (CAGR)) de 11,5 % alors que la filière terrestre progresse avec seulement un taux de 7,2 %.

Pour ce qui est de l'éolien terrestre en Algérie, il faut dire que les données disponibles (voir deuxième partie), indiquent un potentiel relativement modéré (vitesses du vent variant en moyenne entre 2 et 6 m/s) et donc insuffisant pour y développer de grands projets commerciaux. Toutefois, certaines régions du pays, notamment celles situées dans le Sud-Est (Adrar, Ain Salah, Tindouf), présentent un potentiel suffisant pour permettre l'implantation de fermes éoliennes rentables, pourvu que les choix techniques appropriés soient adoptés. A titre d'exemple, les éoliennes de très grandes tailles (hauteur du mât, envergure des pales) permettent un meilleur facteur de charge en permettant d'atteindre des vents plus forts et plus réguliers en hauteur, tout en assurant plus d'énergie avec une zone balayée plus étendue [18,19]. Quant à l'éolien en mer, il faut dire que son déploiement éventuel en Algérie reste peu probable vu les coûts élevés d'investissement et d'exploitation qui sont à mobiliser, alors qu'aucune étude du potentiel exploitable en la matière, n'a été menée à ce jour.

1.2.3. Solaire

En termes de capacités de production d'électricité solaire déployées à ce jour, c'est le processus de

conversion photovoltaïque (PV) permettant d'exploiter l'énergie lumineuse du soleil qui s'impose de très loin face à celui utilisant la composante thermique ou CSP (Concentrated Solar Power). En effet, quoique ce dernier fut jusqu'au début des années 2010, le mode le plus prometteur pour la production d'électricité solaire à grande échelle (Projet Desertec...) et offrait des possibilités assez attrayantes (possibilité de stockage, raccordement au réseau selon les règles techniques classiques...), il a depuis stagné [23]. En effet, son déploiement est resté très limité avec une capacité cumulée de 6,2 GW seulement sur dix ans (2009-2019) et ce, principalement en Espagne et aux Etats Unis qui en sont les pays précurseurs (Figure 13). Parallèlement à cela, le solaire photovoltaïque a amorcé sur la même période une progression remarquable (Figure 14) pour aboutir à une capacité cumulée évaluée à 580 GW en 2019 [24]. Cela étant sous l'effet de multiples considérations à la fois techniques et économiques, dont la plus directe réside dans la chute remarquable des coûts des divers équipements impliqués dans les installations photovoltaïque (Figure 15) ainsi que la facilité relative quant à leur déploiement [25]. Enfin, il y a lieu de souligner également que le gisement solaire exploitable pour une conversion photovoltaïque (spectre lumineux), est plus ou moins présent à travers toutes les régions du monde, d'où le développement notable du PV même dans les régions nordiques à faible ensoleillement (Figure 16).

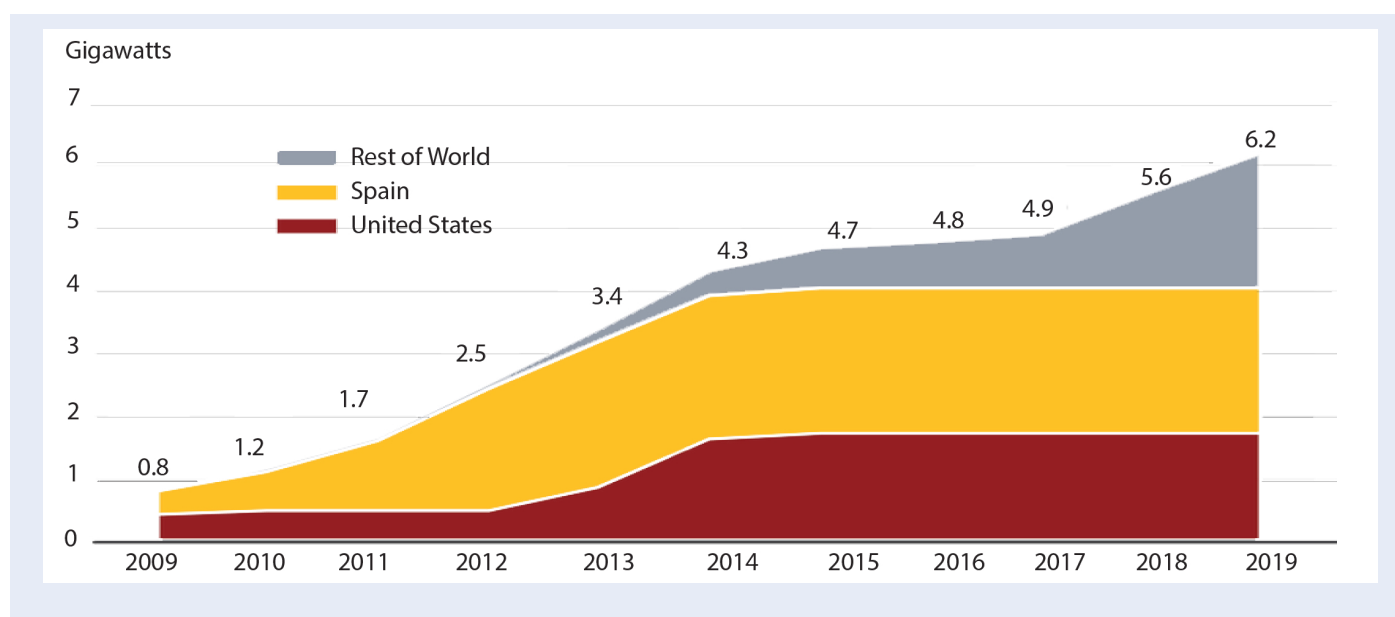


Figure 13. Evolution des capacités cumulées d'électricité solaire thermique (CSP) dans le monde (2009-2019).

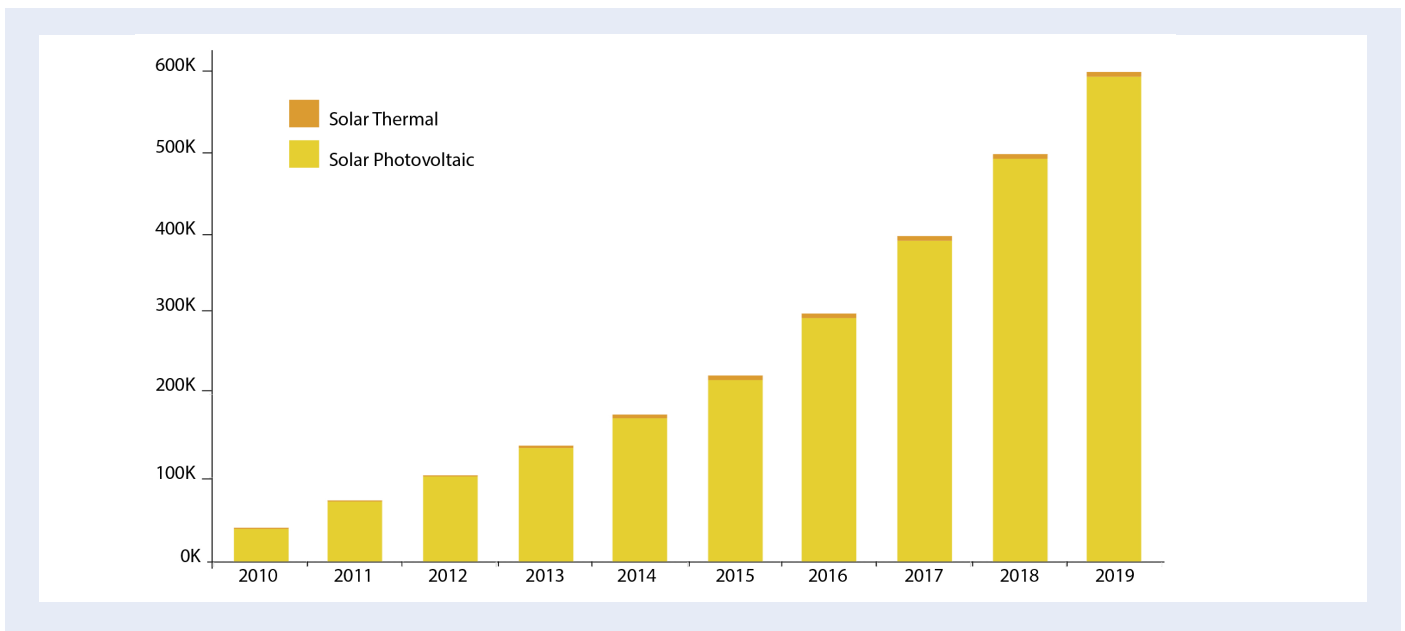


Figure 14. Evolution des capacités cumulées d'électricité solaire (PV et CSP) dans le monde (2010-2019).

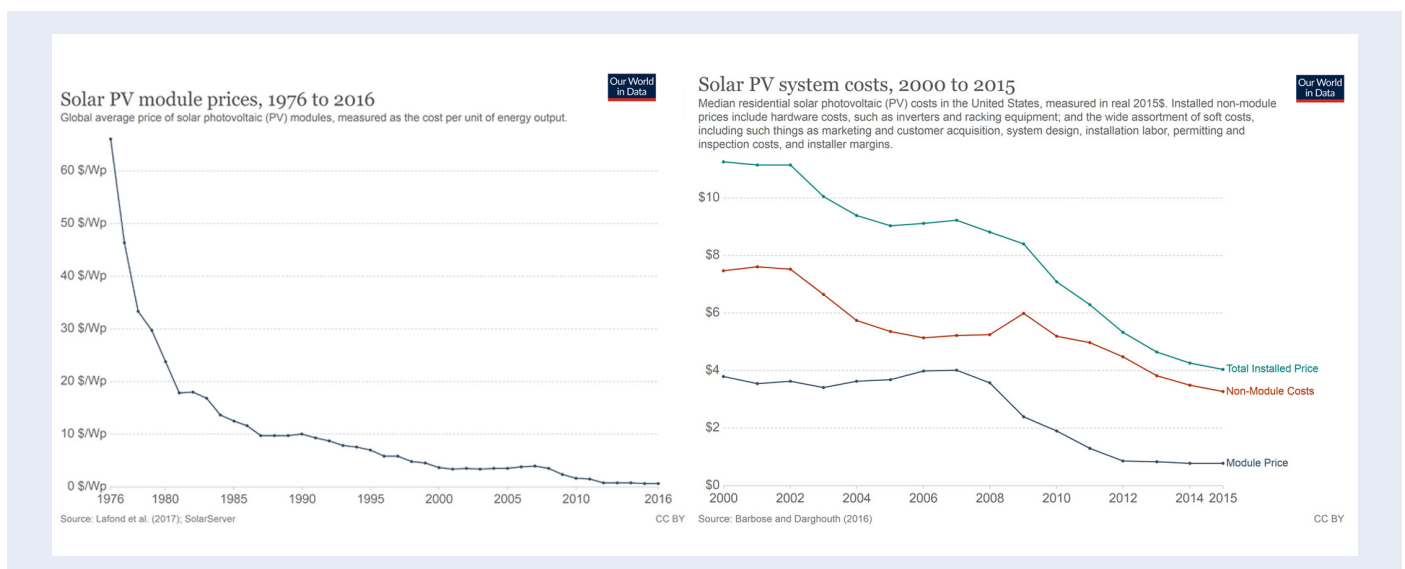
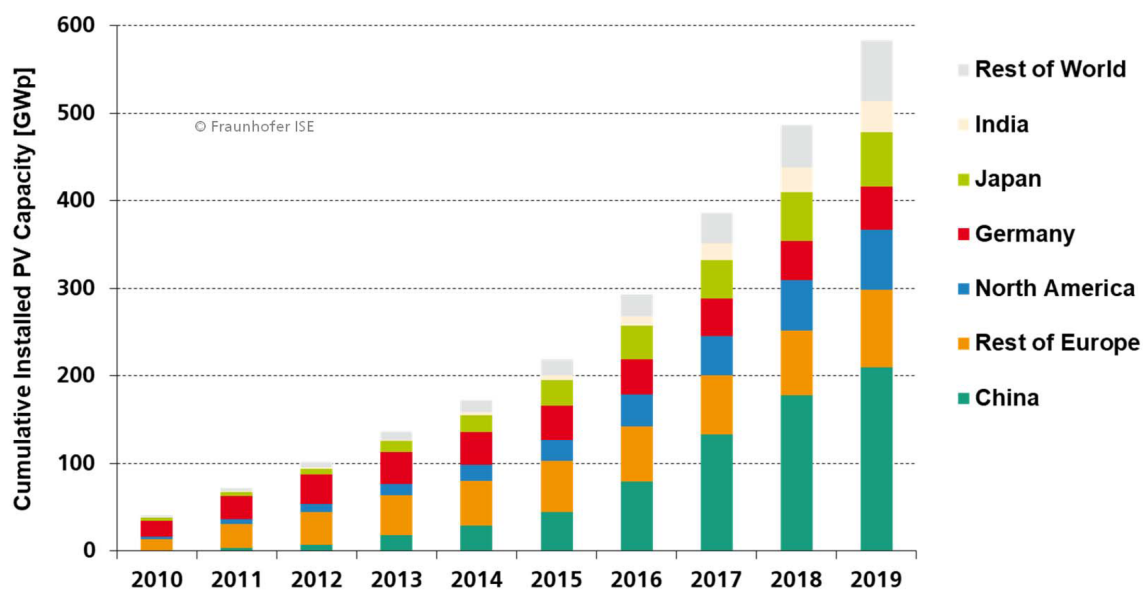


Figure 15. Evolution des coûts des modules PV (\$/Wc) ainsi que celui des installations PV clef en main.

Enfin, il convient de citer la montée en puissance de l'énergie solaire photovoltaïque flottante. Bien que les coûts d'investissement des installations de ces-derniers restent, de nos jours, légèrement plus élevés que celles réalisées au sol, leurs coûts d'exploitation et d'entretien sont inférieurs et la performance des panneaux photovoltaïques est meilleure. Les panneaux solaires flottants peuvent être déployés au niveau des différents barrages répartis sur l'ensemble du territoire national pour couvrir les besoins énergétiques en termes d'alimentation électrique, de pompage et d'éclairage périphérique et aider à atténuer l'évaporation d'eau.

I.2.4. Solaire photovoltaïque et prévisions d'évolution

Le dernier rapport d'IRENA sur les nouvelles capacités de génération d'électricité renouvelable installées en 2019, indique que le solaire photovoltaïque continue d'évoluer en tête avec 98 GW supplémentaires (Figure 17). Ceci représente en fait une augmentation de 20 % [26] par rapport à la capacité cumulée en 2018 (489 GW), suivi de l'éolien qui n'a progressé que de 10 %, soit 59 GW de nouvelles capacités, l'hydroélectricité de 1% (12 GW), la biomasse de 5% (6 GW) et la Géothermie (0.7 GW).



Data: IRENA 2020. Graph: PSE Projects GmbH 2020

Figure 16. Evolution des capacités de production d'électricité solaire photovoltaïque et répartition à travers le monde (2010-2019).

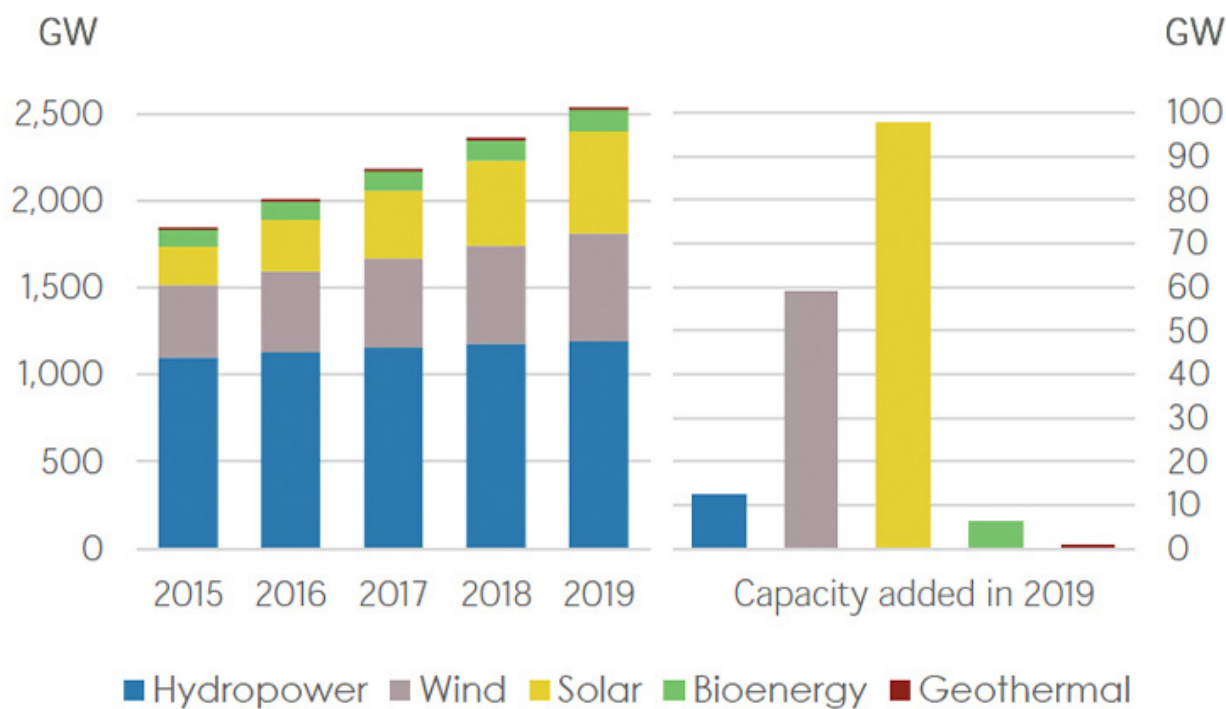


Figure 17. Evolution par technologie des capacités installées d'électricité renouvelable dans le monde (2015-2019) et dernières additions (2019).

La croissance dominante du solaire photovoltaïque par rapport à l'ensemble des autres ressources renouvelables (Figure 17), apparaît en fait également à travers la plupart des scénarios prévisionnels, notamment à l'horizon 2050 [27], dont celui d'IRENA (Figure 18).

La capacité cumulée prévue de 8519 GW en 2050,

est 30 % supérieure à celle de l'éolien à la même échéance, avec une contribution toujours prépondérante de l'Asie (4837 GW), suivie de l'Amérique du nord (1728 GW), l'Europe (891 GW), l'Afrique (673 GW) et enfin l'Amérique latine (281 GW) (Figure 19), le tout étant soutenu par des investissements annuels moyens d'environ 192 Milliards de dollars US/an [27].

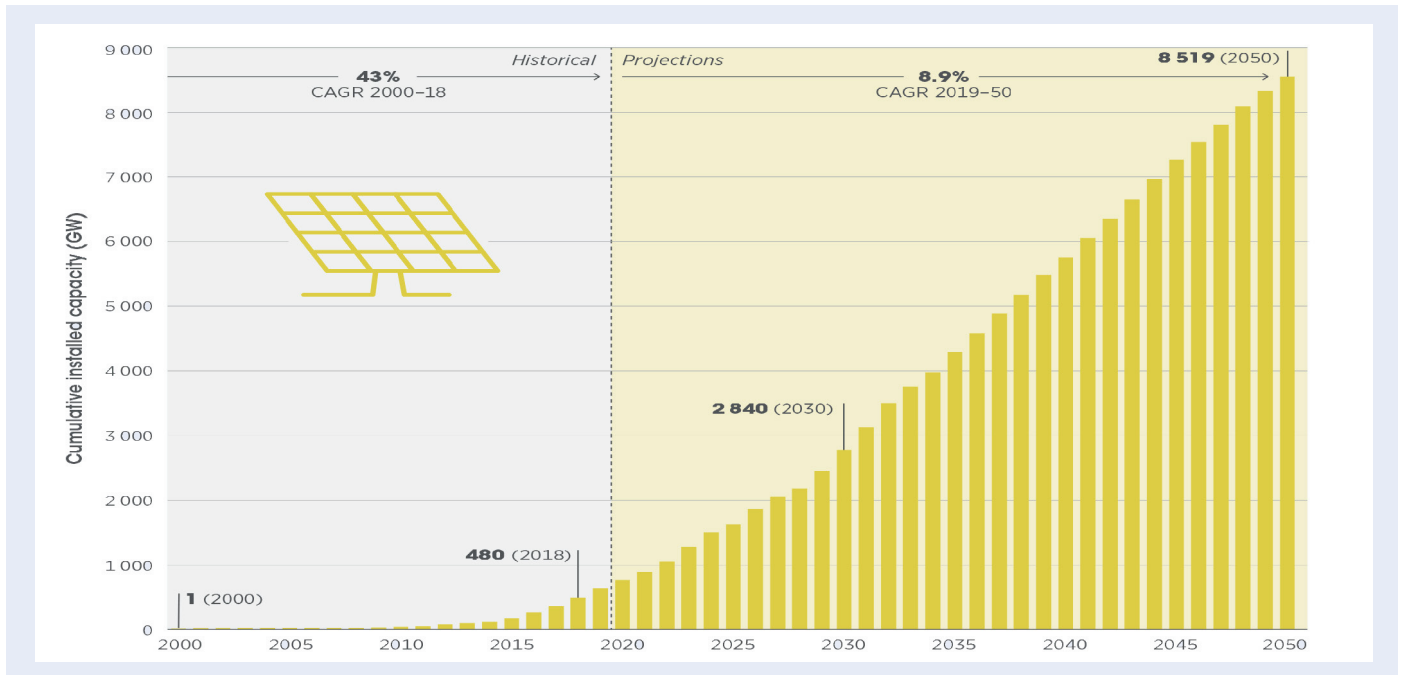


Figure 18. Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées de solaire photovoltaïque installées dans le monde (source IRENA).

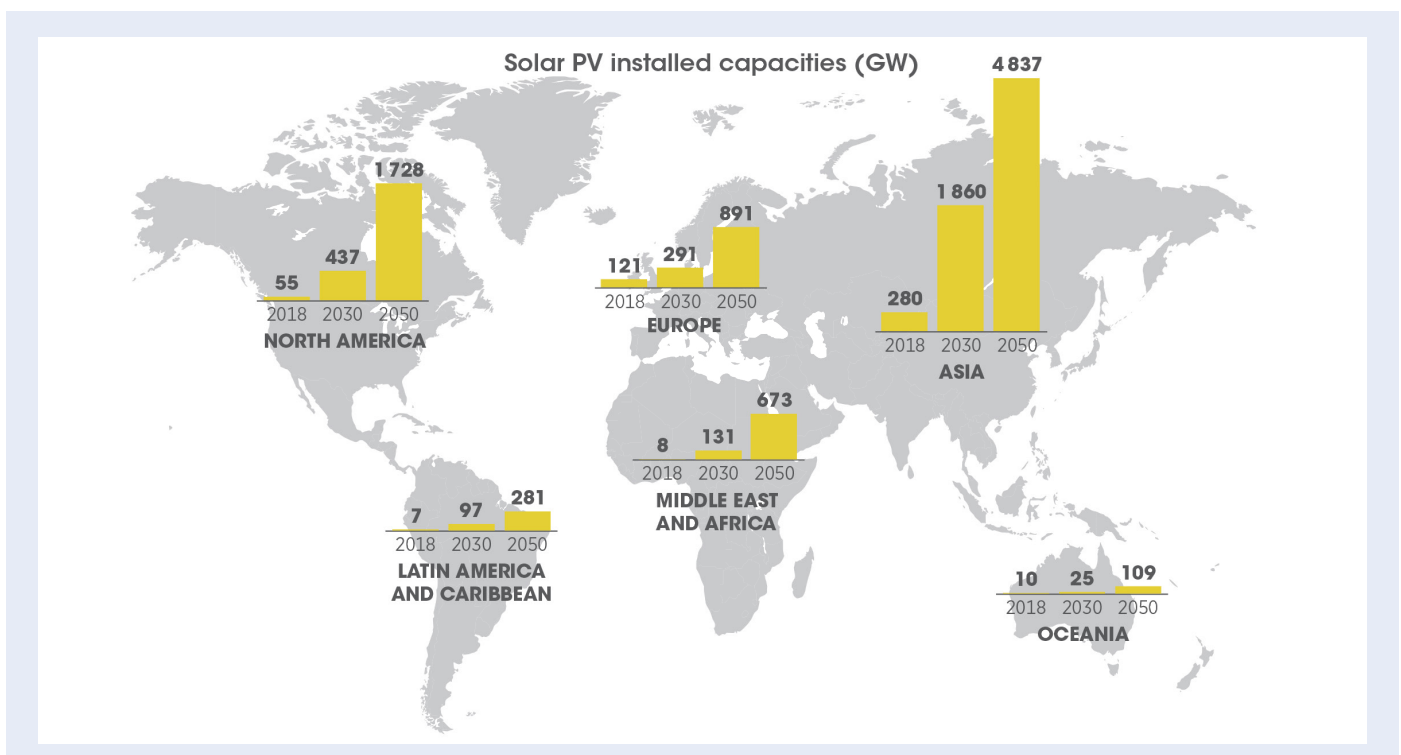


Figure 19. Projection à l'horizon 2050 des capacités cumulées de solaire photovoltaïque installées par région dans le monde (source IRENA).

1.3. Réseau électrique et intégration des ressources renouvelables

Les réseaux électriques dont la topologie a été façonnée jusqu'ici sur la base d'un mode de production assez centralisé, sont entrain de subir une mutation profonde avec l'avènement des énergies renouvelables. En effet, le recours à ces dernières comme source primaire dans la production d'électricité, met en avant des capacités unitaires de production allant de seulement quelques KW (essentiellement PV résidentiel) à plusieurs centaines de MW pour les grandes centrales solaires ou éoliennes (hors Hydro-électricité). De fait, un élargissement remarquable du profil des producteurs potentiels est entrain de s'opérer sous la pression qu'impose la nouvelle dynamique de développement durable à l'échelle mondiale, stimulée par le lancement de nombreux programmes nationaux audacieux dans ce sens. Ainsi, la dernière décennie a vu des capacités de production d'électricité à base de solaire photovoltaïque et éolien contribuer de manière significative au mix énergétique sur les réseaux électriques nationaux de beaucoup de pays et parfois même dépasser l'apport des ressources conventionnelles (Figure 20) [23].

Il reste cependant à souligner que cette transition n'aurait pas eu lieu en si peu de temps si en parallèle, les challenges techniques et organiques prévisibles dès le début, n'avaient pas trouvé des solutions fiables [28]. L'intermittence des ressources

renouvelables, notamment le solaire et l'éolien, est en effet à l'origine des principales barrières techniques qui vont à l'encontre d'une intégration massive des productions d'électricité à base de ces dernières au réseau électrique [29]. Ainsi, les appréhensions légitimes quant aux problèmes induits sur le réseau en termes de stabilité, protection et qualité de l'énergie, suite à une telle mutation, ont été amplement atténuées à plusieurs niveaux. Mieux encore, des nouvelles prestations de services techniques utiles, auxquelles les gestionnaires du réseau allouent des avantages certains, sont désormais proposées grâce aux progrès accomplis, notamment au niveau de l'onduleur comme interface de contrôle des flux d'énergie échangés. Ce sont justement ces dernières qui constituent aujourd'hui un domaine de recherche appliquée assez fécond aux confins du génie électrique et des énergies renouvelables afin d'améliorer encore plus la gestion des flux d'énergie sur le réseau avec une pénétration massive de ressources renouvelables. Une des issues les plus visibles de ces dernières étant l'élaboration des standards techniques ou Grid codes [30,31], permettant une intégration optimale des énergies renouvelables au réseau tout en sauvegardant sa stabilité et la qualité de l'énergie desservie. Sur ce plan, les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) et de distribution (GRD), ont ainsi été réconfortés grâce à la consolidation remarquable des connaissances dans le domaine qui continuent par ailleurs à évoluer dans plusieurs directions [32,33]. Dans cette optique, si les artifices techniques assez élaborés qui ont été déployés jusqu'ici, ont permis de répondre indirectement à des problèmes spéci-

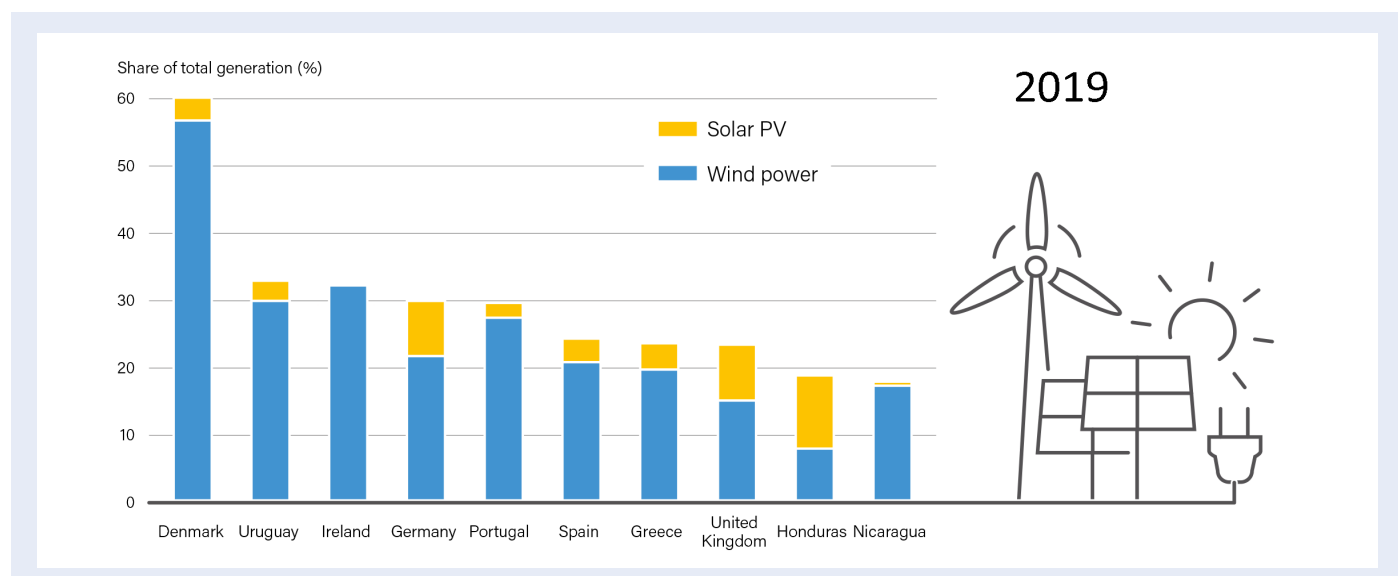


Figure 20. Les dix meilleurs contributions (2019) à la production d'électricité à base de solaire PV et éolien au mix énergétique dans les réseaux électriques nationaux.

fique qui découlent tous de l'intermittence en question (manque de flexibilité et déphasage inhérent de la production par rapport à la demande, risques d'instabilité du réseau en cas de fortes variations...), la solution la plus rationnelle reste le développement de moyens de stockage adaptés.

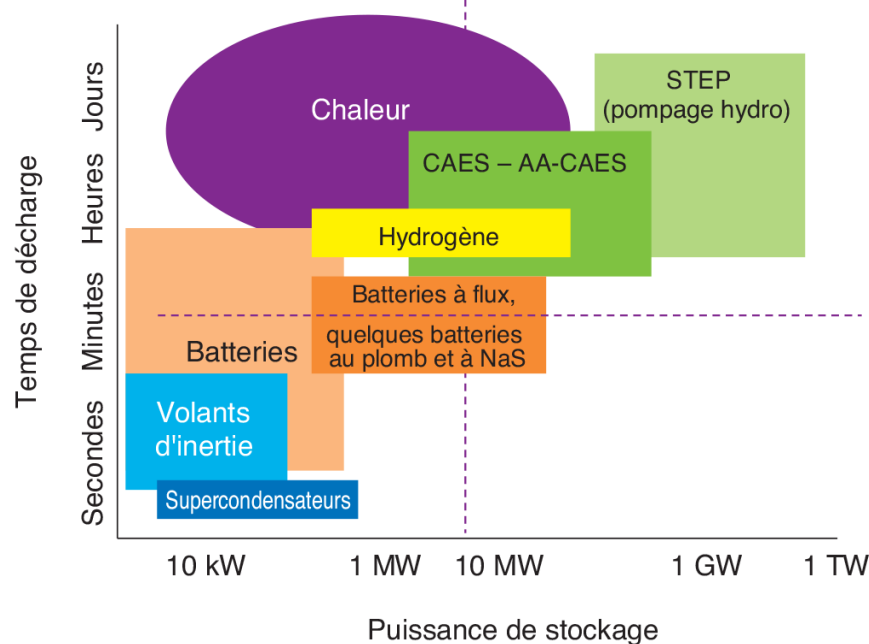
1.3.1. Stockage

La nature intermittente des énergies renouvelables pose explicitement le problème de stockage de l'énergie électrique à grande échelle [34]. La réalisation d'installations assurant cette fonctionnalité de manière appropriée, devient ainsi un élément important de planification afin d'aider à optimiser le rendement de la production d'électricité à base de ressources renouvelables. Ces dernières seront justement plus aisées à prendre en charge par le dispositif assurant la gestion du réseau, en mettant à la disposition de celui-ci un levier de régulation permettant d'ajuster continûment la production à la demande, qui reste un objectif essentiel pour la stabilité de l'ensemble. Dans cette optique, toutes les voies possibles sont explorées dans le but de parvenir à des solutions appropriées pour un stockage en masse de l'énergie électrique, qui reste l'ultime étape vers une prise en charge directe des problèmes liés à l'intermittence des ressources renouvelables et leur intégration au réseau électrique. Il faut dire que beaucoup de moyens financiers et autres sont mobilisés dans cette voie à travers le

monde, notamment dans les pays pionniers, car ceci constituerait en effet un événement majeur au regard des enjeux économiques qui en dépendent à l'avenir. Ainsi, plusieurs technologies pouvant assurer un stockage en masse de l'énergie électrique [35,36] sont considérées (Figure 21), dont la plus répandue à ce jour (96 % des capacités en 2017) reste celle basée sur le principe des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), introduites précédemment (Figure 22). Cette alternative, malgré son rendement relativement faible du fait de la multiplication des étapes de conversion d'énergie, présente cependant l'immense avantage d'utiliser les techniques parfaitement fiables et maîtrisées des centrales hydroélectriques.

Les autres modes de stockage permettant d'aligner de grandes puissances avec une autonomie acceptable, tels que celui à base d'air comprimé ou CAES (Compressed Air Energy Storage) et batteries à flux, sont encore au stade expérimental précédant le déploiement à grande échelle.

Pour ce qui est de l'hydrogène, son usage comme moyen de stockage de l'électricité renouvelable n'a pas encore atteint le stade industriel, mais ses diverses applications en tant que vecteur énergétique (Power to Gas, Power to X, ou transformation de l'électricité produite à partir de l'énergie solaire ou éolienne en molécules, hydrogène, ammoniac,...) se développent assez rapidement, notamment comme carburant propre dans certains pays.



Source : IFPEN d'après diverses sources

Figure 21. Différentes technologies de stockage d'électricité.

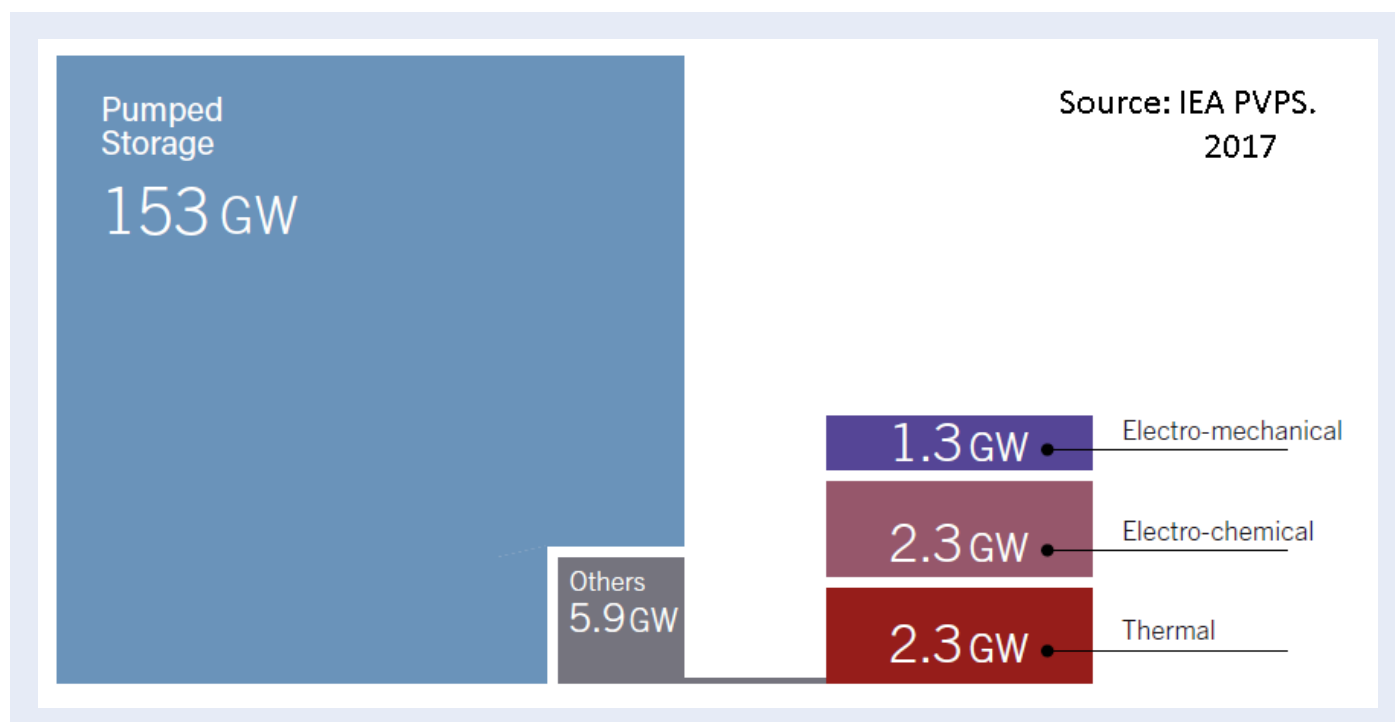


Figure 22. Capacités de stockage par technologie dans le monde (2017).

Le stockage électrochimique par batteries, reste tout de même l'un des moyens les plus appropriés en la matière et fait l'objet d'investissements considérables en matière de recherche & développement [37]. Ainsi, des progrès remarquables en matière de pouvoir de stockage ont été enregistrés, mais cela reste encore insuffisant pour répondre à la demande. Les modèles à base de Lithium-ion, de capacités unitaires assez significatives (quelques centaines de KWh à quelques MWh), sont devenus des éléments importants dans l'accompagnement des installations solaires photovoltaïques ou éoliennes (Figure 23), connectées au réseau ou autonomes et ce, pour différer l'usage de capacités de plus en plus importantes d'électricité renouvelable [38]. Celles-ci étant plutôt situées à l'échelle locale et couvrent des besoins énergétiques compatibles avec ceux de certains secteurs (résidentiel, petites collectivités, alimentations de secours...). Un tel moyen de stockage, favorise en fait l'émergence du mode d'auto-consommation et contribue déjà à assurer un complément notable au développement des réseaux électriques, notamment lorsqu'il s'agit d'y accueillir des productions intermittentes et décentralisées d'électricité à base de ressources renouvelables.

A titre d'exemple l'une des plus grandes installations de stockage à base de batteries Tesla (100 MW/129MWh), a été récemment déployée en Australie pour soutenir un ensemble de fermes éoliennes alimentant quelques 30.000 foyers [39]. Plus encore,

un projet démonstratif d'envergure utilisant une capacité de stockage par batteries de 40 MW/40 MWh mené aux Etats Unis, a montré que 400 heures de congestion (présence de goulots d'étranglement) des transits d'énergie au niveau du réseau, peuvent être évitées.

Il reste cependant encore beaucoup d'efforts et d'investissements à pourvoir dans le domaine afin d'améliorer encore plus les performances de ce type de stockage et surtout baisser son coût pour le rendre abordable à un large éventail d'utilisateurs. A ce propos, la banque mondiale a mis en place un programme visant une progression accélérée du stockage par batterie en finançant à hauteur d'un milliard de dollars 17.5 GWh de capacités à l'horizon 2025 et ce pour soutenir cette technologie dans les pays en développement. Il faut dire que la capacité totale de stockage par batteries dans le monde, était estimée à 11 GWh en 2017 alors que les divers scénarios de prévisions en la matière à l'horizon 2030, tablent sur des capacités entre 100 et 167 GWh.

Enfin, il est important de mener une évaluation approfondie du potentiel national en lithium, notamment au niveau des saumures des chotts (sebkha) du Sud Algérien où il est présent en quantité appréciable (chott Melghir, chott Merouane,...) en vue de l'exploiter dans l'industrie locale des batteries lithium-ion.

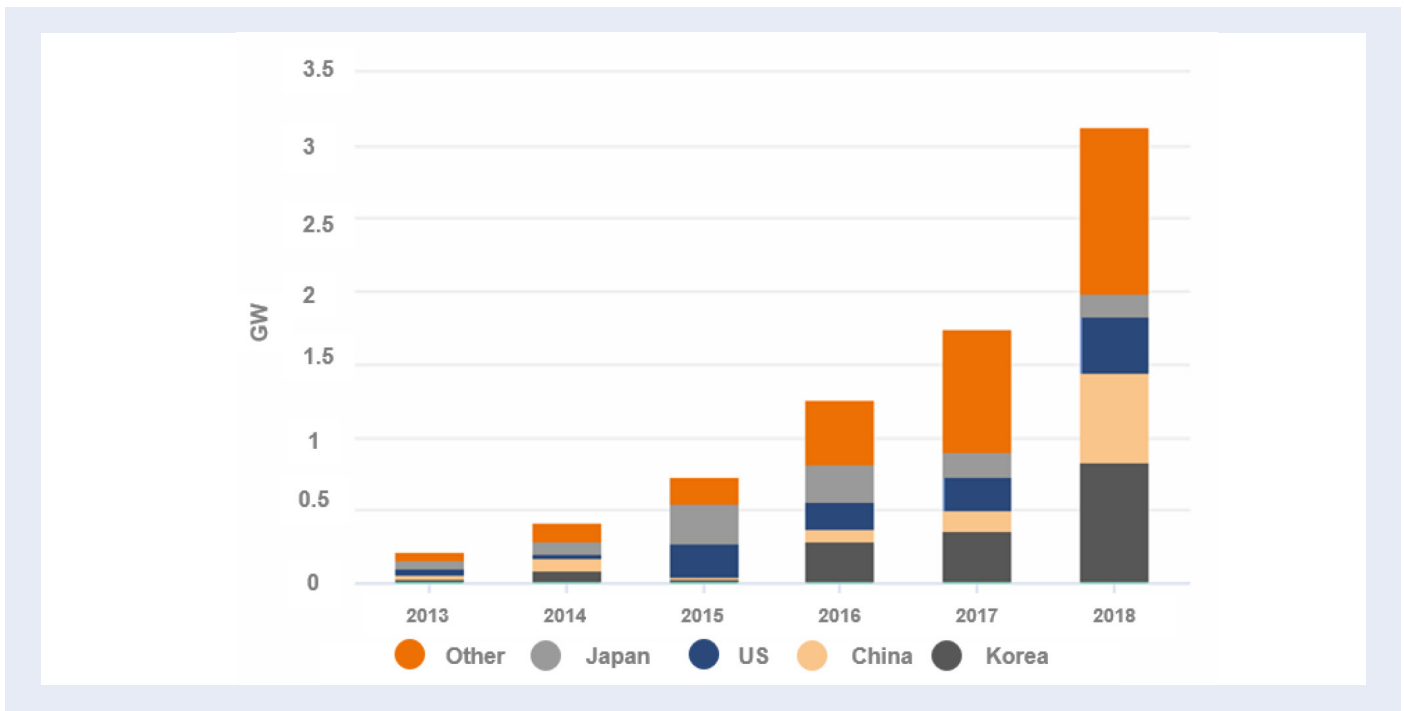


Figure 23. Evolution des capacités globales de stockage électrochimique (batteries) et leur répartition dans le monde (2013-2018).

1.3.2. Flexibilité du réseau électrique

Sur un autre plan, Il y a lieu de tenir compte du fait que les moyens de génération d'électricité à base de ressources renouvelables intermittentes, notamment solaire photovoltaïque et éolien, sont conçus pour forcer l'injection au réseau de la totalité de leurs productions (sources de puissance et non de tension). Face à cela, ce sont donc les centrales classiques pilotables et connectées au même réseau, qui sont mises à contribution pour établir en temps réel l'équilibre exigé entre production et consommation. Explicitement, ces dernières sont appelées à diminuer leurs propres productions afin de céder la place à l'électricité renouvelable, dont l'accès au réseau est prioritaire [40,41]. Lorsque celle-ci diminue, elles doivent au contraire compenser au même rythme cette baisse afin d'entretenir en permanence l'équilibre avec la demande. Ainsi, le succès d'une telle opération, est fortement tributaire des limites inhérentes en termes de taux de variation techniquement permise de la production des autres moyens disponibles, notamment celles à base de cycle vapeur, connues pour avoir des temps de

montée/descente de régime de production assez lents. Cette situation est en effet particulièrement critique dans le cas d'une intégration massive de solaire photovoltaïque, qui atteint son maximum vers la mi-journée, puis décroît rapidement dans l'après-midi alors que la demande d'électricité est généralement ascendante en fin de journée. Ce scénario pourrait donc induire des contraintes dynamiques assez sévères ou carrément hors de portée pour certaines centrales conventionnelles impliquées, d'où la nécessité de prendre en compte le niveau de flexibilité de celles-ci, comme critère supplémentaire d'évaluation des capacités d'intégration des ressources renouvelables pour un réseau électrique donné [42,43]. Cela a par ailleurs été illustré pour la première fois à travers une étude menée par le gestionnaire du réseau électrique de Californie CAISO (CALifornia Independent System Operator) sur la base de projections liées à la demande d'électricité sur la période 2012-2020 (Figure 24) [44,45]. L'évaluation des contraintes subies par les moyens de production classiques suite à l'intégration d'électricité solaire photovoltaïque, sont bien illustrées sur la courbe de charge bien connue pour son allure en forme de canard (Duck curve).

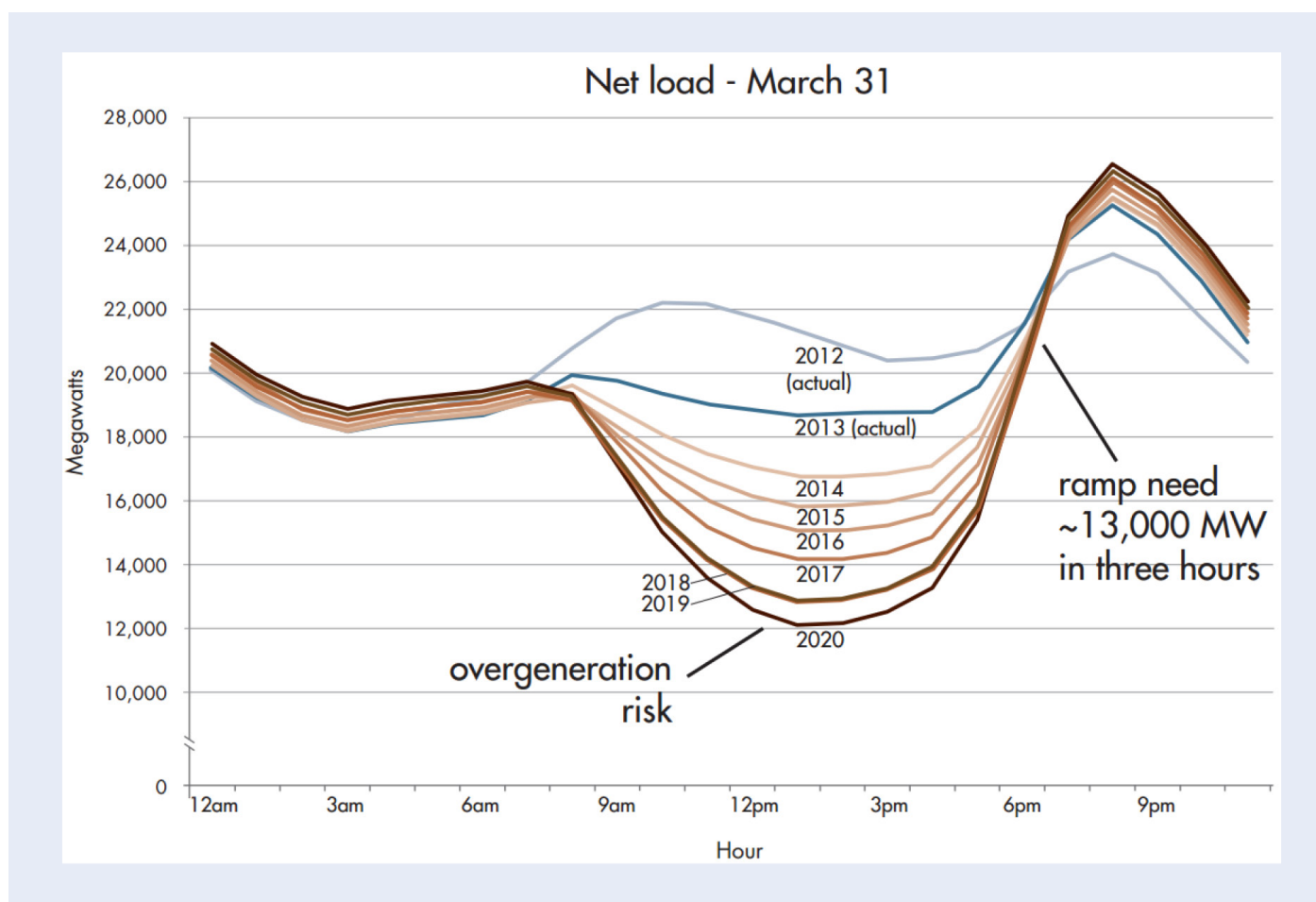


Figure 24. Illustration des contraintes subies par les centrales classiques du réseau électrique de Californie suite à une intégration massive de solaire photovoltaïque.

1.4. Investissements mobilisés et évolution des coûts

Les analyses menées précédemment quant aux tendances qui se dessinent dans le monde en matière de développement des diverses technologies liées à l'exploitation des ressources renouvelables, l'ont essentiellement été sur la base de l'évolution des capacités installées à travers le monde. Partant de ce point de vue, il y apparaît que l'hydroélectricité, l'éolien et le solaire, totalisent à eux seuls près de 2400 GW, soit 95 % de l'ensemble des ressources énergétiques renouvelables mobilisées en 2019 dans le monde (Tableau 1). Cependant, seuls

l'éolien et le solaire photovoltaïque sont de loin ceux qui progressent le plus (Figure 17) avec des taux moyens annuels respectifs d'environ 10 % et 25 % sur les cinq dernières années (Tableau 1), alors que toutes les prévisions les prédestinent à de fortes croissances (Figures 11 et 18). Cette tendance est en fait largement corrélée avec les investissements alloués au développement de chacune des ressources renouvelables en question (Figure 25) [46]. A cet égard et selon plusieurs sources crédibles, un montant global de 2,6 trillions de dollars ont été mobilisés à cet effet entre 2010 et 2019, dont environ 53 % ont été affectés au solaire et 40 % à l'éolien [47].

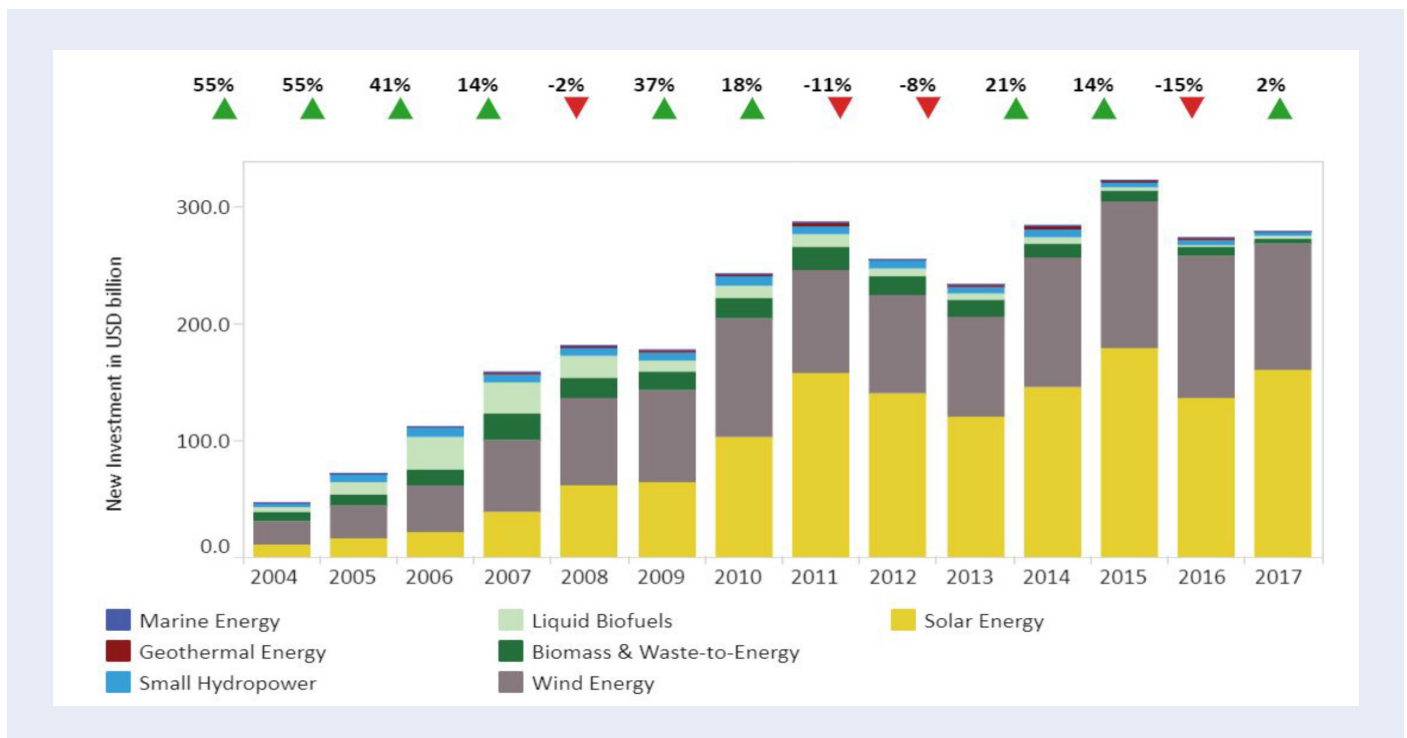


Figure 25. Evolution des investissements consentis pour le développement de chacune des ressources renouvelables entre 2005 et 2019.

Sur un autre plan, les dernières indications les plus significatives concernant les coûts de production de l'électricité à base des diverses ressources renouvelables, montrent que la tendance est toujours à la baisse, avec cependant beaucoup plus d'acuité pour le solaire photovoltaïque (Figure 26). Ce dernier, avec des coûts à moins de 5 centimes de dollars le KWh, a pratiquement rattrapé l'éolien terrestre, qui fournissait jusqu'ici l'électricité renouvelable la moins chère (hors hydroélectricité). Il y a lieu de noter également la baisse remarquable des coûts de production du solaire thermique à concentration (CSP), bien que les capacités installées dans le monde sont pratiquement restées figées à leur niveau de 2010 et ne représentaient que 6.2 GW en 2019 (Figure 13), soit moins de 1.5 % du solaire photovoltaïque à la même année. Cela est apparemment le fruit des efforts consentis par les industriels précurseurs de cette technologie, notamment Américains et Espagnols, qui proposent dorénavant des solutions avec une nette amélioration de l'aspect stockage sous forme de chaleur qui reste un des grands avantages que procure cette technologie.

Le CSP continue cependant à nécessiter des coûts d'investissement élevés d'où les estimations assez pessimistes de le voir se développer à grande échelle autant que le photovoltaïque ou l'éolien dans un proche avenir, comme le laisse entrevoir la projection de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), qui prévoit une capacité globale d'à peine 10 GW à l'horizon 2022.

En matière de coûts d'investissement relatifs à l'éolien et le solaire photovoltaïque, il est intéressant de se référer à une étude comparative menée assez récemment par l'IRENA. En effet, celle-ci montre qu'un même investissement initial d'un million de dollars US, représentait en 2010, le financement d'installations éolienne et solaire photovoltaïque de puissances évaluées respectivement à 514 KW et 213 KW. Cependant, il permet aujourd'hui de réaliser les mêmes centrales en 2019, mais avec des puissances de 679 KW pour l'éolien et 1005 KW pour le solaire photovoltaïque. Ainsi, si les coûts d'investissement de l'éolien étaient plus intéressants initialement, ce sont ceux du solaire photovoltaïque qui le sont devenus dès 2019.

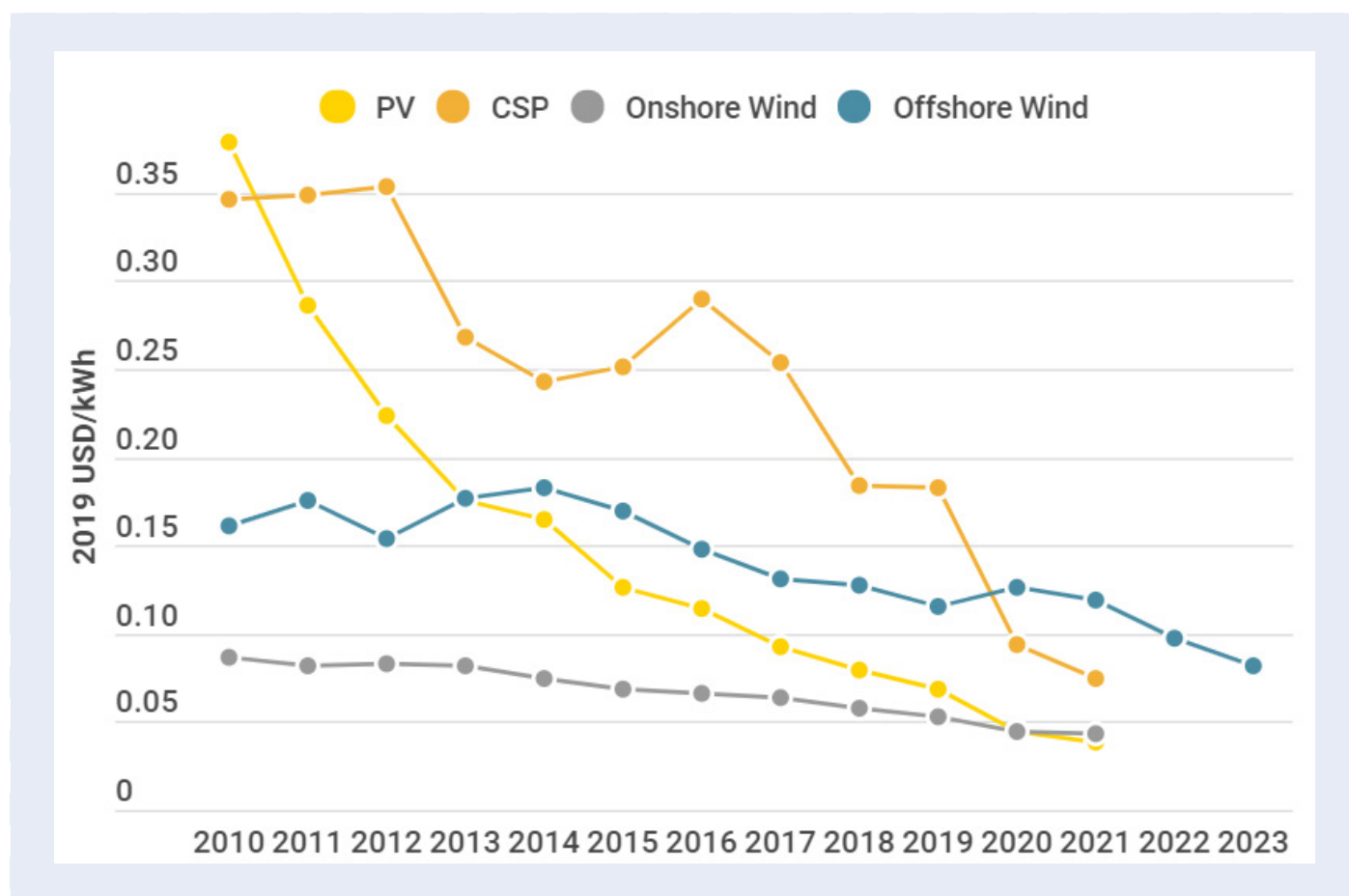


Figure 26. Evolution des coûts de production de l'électricité à base des principales ressources renouvelables.

1.4.1. Electricité solaire photovoltaïque et évolution du marché

Tous les pays du monde entier ont initialement forgé leur expérience et leur maîtrise des nouvelles techniques impliquées en lançant des programmes selon le modèle « bottom-up » privilégiant les productions distribuées, avec des incitations adaptées. La meilleure illustration à cela est le cas de l'Allemagne, où 64 % de la capacité totale de PV (49 GW en 2020), soit environ 32 GW, implique des installations de moins de 500 KWc (Figure 27) et environ 1.7 millions de producteurs [48] dont 61%

ont des installations de puissance inférieures à 10 KWp (Figure 28). Cet engouement est en fait le fruit d'une stratégie volontariste et bien ordonnée, qui a été initiée par un petit programme de « 1000 toits solaires », dès le début des années 1990, avant d'enchaîner avec un second de « 100.000 toits solaires » dès l'aube du siècle présent, appuyé par une loi instituant un tarif d'achat garanti (Feed-in tariff) qui encourage les petits producteurs. Résultat, les dix premières années (2000-2010), ont vu l'émergence d'une capacité globale de 14 GWc, assurée par environ 1.4 millions d'installations de production d'électricité solaire photovoltaïque, au niveau résidentiel et tertiaire.

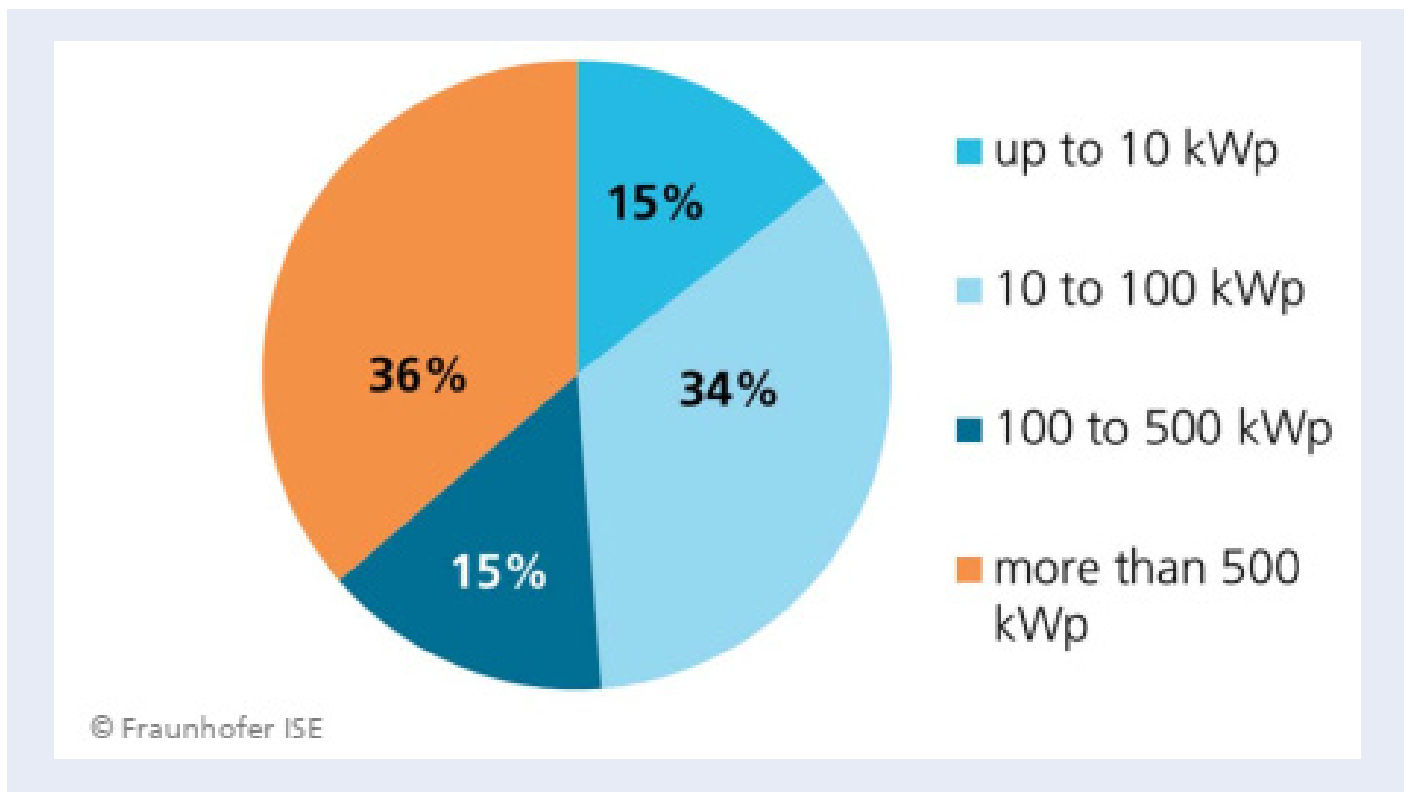


Figure 27. Répartition de la puissance cumulée de solaire photovoltaïque en Allemagne (49 GWc en 2019) selon les puissances unitaires des installations.

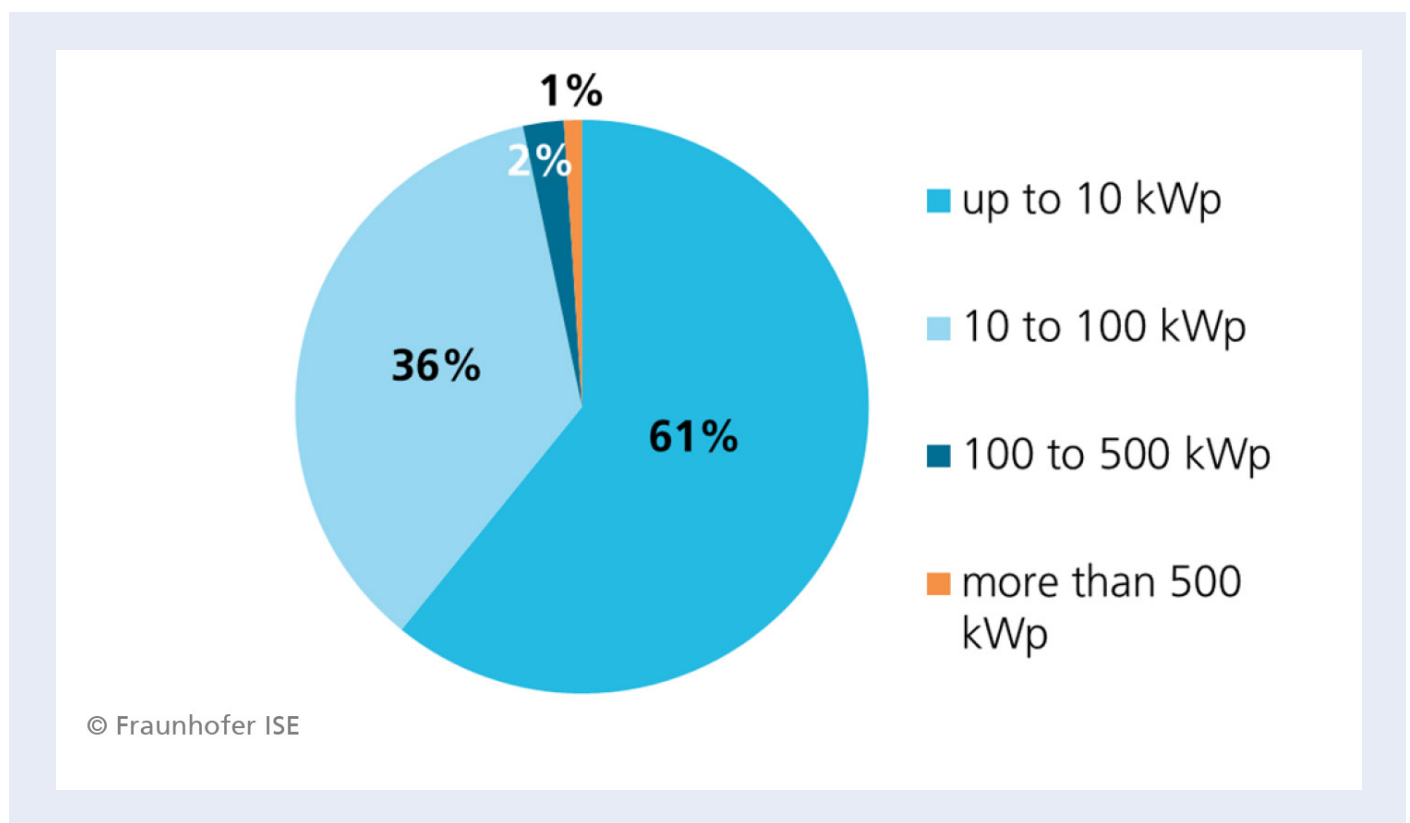


Figure 28. Répartition de l'ensemble des installations solaires photovoltaïque en Allemagne (1700 000) selon le niveau de puissance.

1.4.2. Coût moyen actualisé (LCOE) du photovoltaïque et Parité réseau

Il était évident que les politiques d'encouragement initialement adoptées en faveur du développement des énergies renouvelables ne pouvaient être soutenues longtemps et que la réalité du marché allait s'imposer. Dans cette optique, l'argument de référence reste le rapport entre le prix réel de l'électricité servie par les distributeurs aux clients selon des paliers de consommation plus ou moins définis et le coût de production des installations solaire photovoltaïques dans les mêmes conditions. Afin de permettre une comparaison rapide et directe, ces dernières sont ainsi regroupées selon les trois principaux segments du marché, qui peuvent être définis comme suit :

1- Toitures solaires de petites et moyennes tailles ($P_c < 100 \text{ KWc}$) connectées au réseau basse tension (BT), dont le prix moyen du KWh est donné.

2- Grandes toitures solaires ($100 \text{ KWc} < P_c < 500 \text{ KWc}$) dont le niveau de production lui attribue le caractère de client professionnel auquel l'électricité est vendue selon un prix spécifique.

3- Centrales photovoltaïques au sol dont la puissance P_c est supérieure à 500 KWc et peut aller à plusieurs dizaines MWc et même plusieurs centaines de MWc. L'énergie produite dans ce cas, est mise en compétition sur le marché de gros de l'électricité obéissant au mécanisme universel de l'offre et la demande, appliqué parfois même en temps réel à travers des marchés spots dédiés.

Dans les deux premiers cas, il y a lieu de noter que la notion de parité réseau, qui se traduit par un prix de l'électricité solaire égal ou inférieur à celui du marché de détail, est la première à atteindre dans la mesure où ce dernier inclut à l'évidence le coût réseau (garantie d'acheminement de l'énergie) ainsi que certaines taxes spécifiques. En effet, la parité dans ce cas a déjà été atteinte depuis plusieurs années déjà dans certains pays d'Europe (Allemagne en 2012, Italie en 2013....), où les prix de détail de l'électricité sont assez élevés (entre 16,9 et 30 centimes d'euro par kilowattheure). Ainsi, une étude détaillée assez récente (2019) montre justement que les coûts moyens actualisés de production d'électricité (LCOE : Levelized Cost Of Energy) pour ce type

de systèmes photovoltaïques en Europe, varient entre 6,19 et 32,15 centimes d'Euro par kilowattheure [49]. Ainsi, les systèmes photovoltaïques en toiture permettraient de produire actuellement de l'électricité moins chère de 49 % en Allemagne, 44 % en Espagne, 42 % en Italie, et même 23 % en France où le prix de détail de l'électricité reste relativement bas. Cette remarquable chute des coûts de production de l'électricité solaire photovoltaïque a naturellement été accompagnée par une réduction graduelle des soutiens accordés en termes de tarifs d'achat garantis (Feed-in tariffs) pour les nouvelles installations. Plus encore, ces derniers ont carrément été supprimés dans beaucoup de pays, notamment dès 2012 en Europe où ils ont été remplacés par une multitude d'autres mécanismes d'encouragements spécifiques.

La production d'électricité par les grandes centrales photovoltaïques, est actuellement directement mise en compétition avec celle générée à partir d'autres ressources, notamment conventionnelles, au niveau des marchés de gros de l'électricité. Dans ce cas, la baisse spectaculaire des coûts de production d'électricité à grande échelle et ce à base des principales ressources renouvelables à forte progression, notamment éolienne et solaire photovoltaïque, a déjà permis à celles-ci d'être compétitives vis-à-vis des autres ressources, notamment fossiles. A titre d'exemple, les nombreuses études dédiées à la situation en Europe, montrent que le coût moyen actualisé (LCOE) de l'énergie produite par les projets photovoltaïques à grande échelle varie actuellement entre 24 €/MWh dans les régions du sud (Espagne...) et 42 €/MWh au nord (Finlande...). Ces estimations sont en effet bien validées sur le terrain à travers les plus récentes données des appels d'offres qui ont eu lieu à travers le monde en 2019 (Figure 29) selon la formule IPP (Independent Power Producer) avec garantie d'achat de 20 à 25 ans, où des prix inférieurs à 2 centimes de dollar le KWh ont été proposés [50]. Plus encore, le tout récent appel d'offre de solaire PV, lancé par le Portugal et portant sur une capacité globale de 700 MWc, a débouché sur un record historique du prix bas du mégawattheure à 11,14 €/MWh. Il est à noter que de tels niveaux de coûts sont déjà plus bas ou très proches de ceux prévus par des projections sur le long terme, faites assez récemment et qui tablaient sur 14 €/MWh en 2030 et 9 €/MWh en 2050.

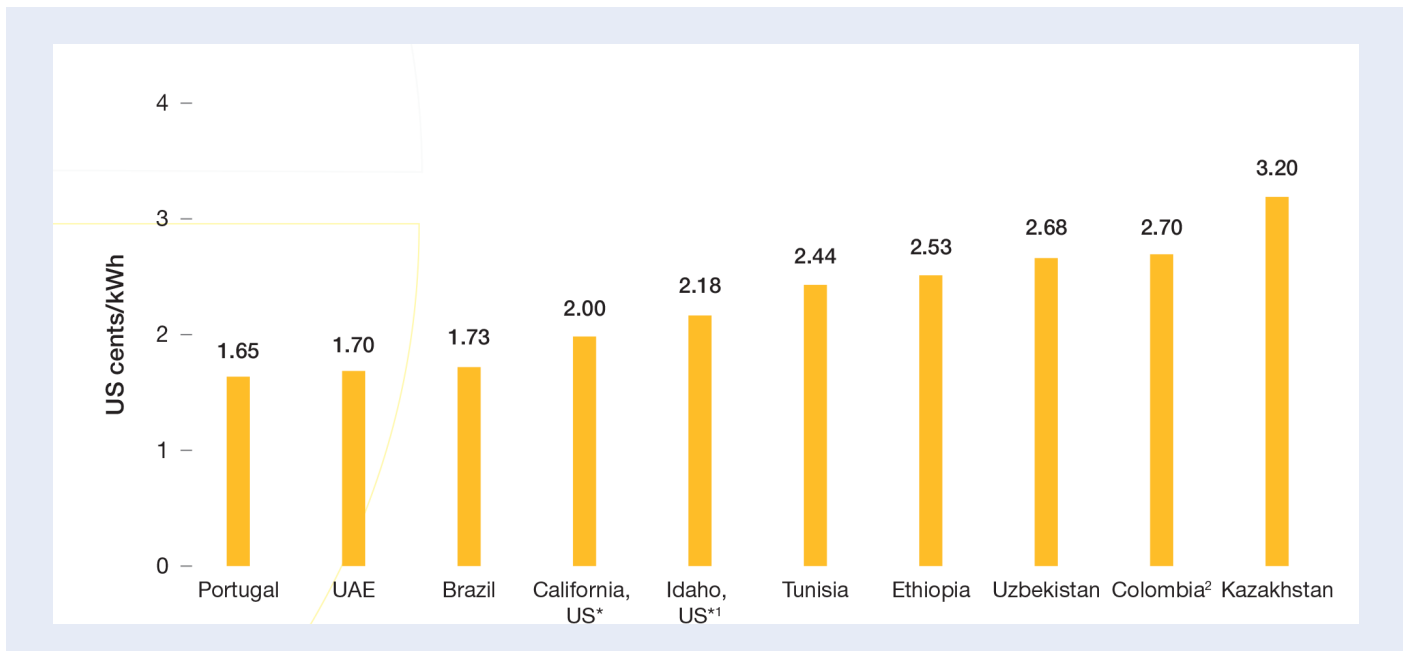


Figure 29. Evolution des offres de prix en centimes de dollars US pour un KWh d'électricité solaire PV, dans des soumissions récentes à travers le monde (2019).

1.4.3. Marchés de gros de l'électricité

Suite à la déréglementation de l'industrie liée à la production de l'électricité dans certains pays développés vers la fin du siècle dernier, comme ce fut le cas de la Grande Bretagne dès le début des années 90, des marchés de gros dédiés à l'énergie électrique ont été introduits afin d'instaurer une certaine concurrence dans le domaine. Toutefois, la ressource (électricité) objet des transactions en question (contrats à terme, spot...) étant non stockable à grande échelle avec les technologies actuelles, du moins à des coûts acceptables, sa production doit être ajustée quasiment en temps réel afin de coller à la demande. Cette dernière étant elle-même de nature aléatoire et pouvant présenter d'importantes fluctuations à l'échelle de la journée même sans parler des évolutions saisonnières, l'équilibrage offre-demande recherché, serait plus aisé avec des capacités mobilisables rapidement, notamment durant les heures de pointe. Un tel critère de performance étant fortement dépendant des technologies impliquées, la spécificité ainsi évoquée du marché de l'électricité réside dans le fait que la valeur marchande du produit en question, ne dépend pas seulement de sa qualité intrinsèque, mais également des moyens mobilisés pour sa production. Ceci intéresse en fait également les principaux clients, soit les ges-

tionnaires des réseaux électriques, qui doivent veiller à l'optimisation du mix des ressources à mobiliser, en vue de satisfaire à moindre coût le profil de consommation imposé. A cet effet, le parc de production doit être diversifié afin de répondre de manière adaptée à une multitude de situations, selon le niveau de la demande et les exigences requises en matière de flexibilité (Figure 30).

De fait, on peut distinguer plusieurs profils d'achats qui peuvent être effectués sur les marchés de gros de l'électricité, dont essentiellement :

1- Les achats à terme, qui sont effectués afin de sécuriser la satisfaction de la demande de base, perpétuellement présente sur le réseau. Ils consistent ainsi en la fourniture d'une puissance constante sur l'année et ce sur la base de contrats de longue durée, généralement conclus selon la procédure du gré à gré.

2- Les achats d'équilibrage, qui correspondent à des productions de puissances modulables, destinées à répondre aux fluctuations de la demande, estimées selon des prévisions à court terme (la journée suivante...) et parfois même à très court terme (l'heure qui suit,...). Les achats dans ce cas, sont effectués au spot pour être disponibles sur des créneaux horaires prédéfinis, généralement le lendemain ou même dans les heures qui suivent.

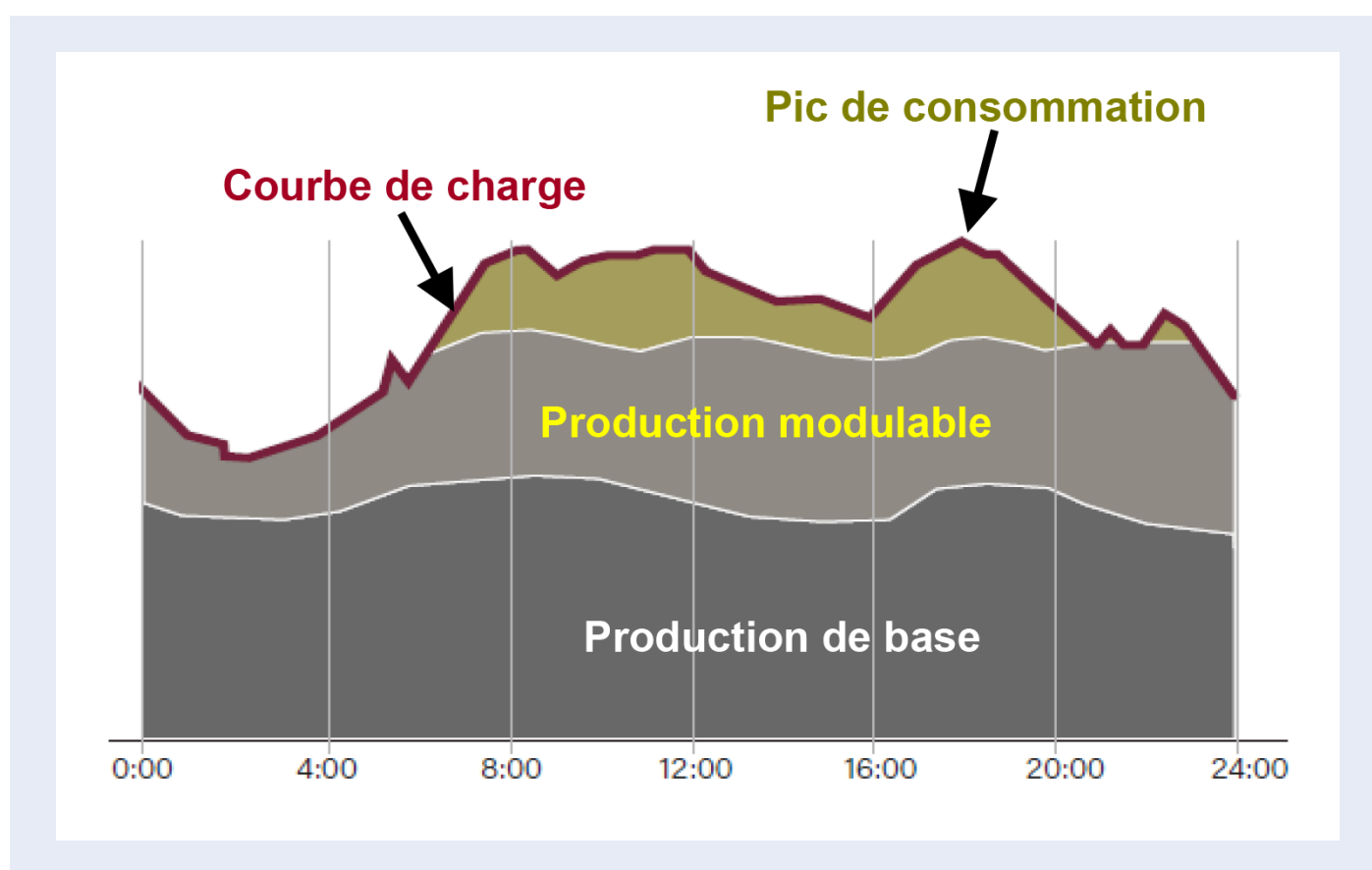


Figure 30. Courbe de charge et modes adaptés de production d'électricité.

1.4.4. Electricité renouvelable, marchés spot et prix négatifs

Vu les critères demandés aux productions d'électricité afin d'intégrer les marchés dédiés de gros ou spots (disponibilité à la demande, variabilité contrôlée...), celles provenant des ressources renouvelables intermittentes, notamment éolien ou solaire photovoltaïque, n'ont manifestement pas les critères requis. En effet, celles-ci n'y ont pas besoin du fait qu'elles bénéficient au préalable d'un soutien sous forme d'obligation d'achat de leurs productions sur de longues durées (typiquement 20 à 25 ans), conclus à l'issue des appels d'offres aux enchères publiques spécifiquement dédiés. C'est sur cette base qu'elles ont eu indirectement, une incidence de plus en plus accentuée sur les prix dans les marchés spots de l'électricité et ce parallèlement à l'augmentation de leurs capacités installées. En effet, il est aisé de voir que les mécanismes de soutien qui leur ont été accordés (obligation d'achat, priorité d'accès au réseau...), permettent indirectement à celles-ci d'infléchir les cours des marchés dans cer-

taines circonstances. S'agissant essentiellement du solaire photovoltaïque et de l'éolien, il y a bien une forte probabilité où les jours de productions abondantes de celles-ci (journées bien ensoleillées de printemps, vents favorables...), coïncident avec ceux à faible demande d'électricité. Ceci est notamment le cas des jours fériés dans les pays développés, où la consommation électrique de l'industrie et autres services est au plus bas, alors qu'elle est prépondérante les jours d'activité. Ainsi, tout excès éventuel de production par rapport à la demande, se traduit par une baisse forcée d'une capacité équivalente répartie sur les centrales classiques opérationnelles. En fin de compte, si le déséquilibre est assez important, la baisse du régime de production demandée à certaines unités parmi celles-ci, pourrait conduire à un fonctionnement à perte en deçà d'un minimum technique. L'arrêt même momentané est encore plus risqué (durée minimale incompressible d'arrêt, coût du redémarrage...). Dans ces circonstances, le producteur concerné peut en effet préférer payer pour écouler sa production sur le marché spot à un prix négatif étudié, plutôt que de subir des pertes

encore plus importantes. Il faut dire que ces situations telles que décrites par le scénario présenté, sont devenues de plus en plus récurrentes durant les dernières années, notamment au niveau de certains marchés de gros de l'électricité européens. La meilleure illustration de cela, provient des données présentée dans les moindres détails sur un site de Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE [51] dédié au marché allemand de l'électricité. En effet et à titre d'exemple, un relevé de la semaine s'étalant du Lundi 20 au Dimanche 26 du mois de juillet 2020 (Figure 31), fait bien apparaître un prix

négatif de l'électricité vendue lors du dernier jour de weekend (-44.97 €/MWh), au même moment où les productions des parcs PV et éolien étaient respectivement égales à 23 681 MW et 18 047 MW, alors que les centrales conventionnelles ne totalisaient que 14 804 MW. Il est à noter que la production de ces ressources à elles seules (hors biomasse, centrales conventionnelles de moins de 100 MW,...), dépassait la demande illustrée par la courbe de charge (45 608 MW), et qu'un excédent global de 10 012 MW a été exporté.

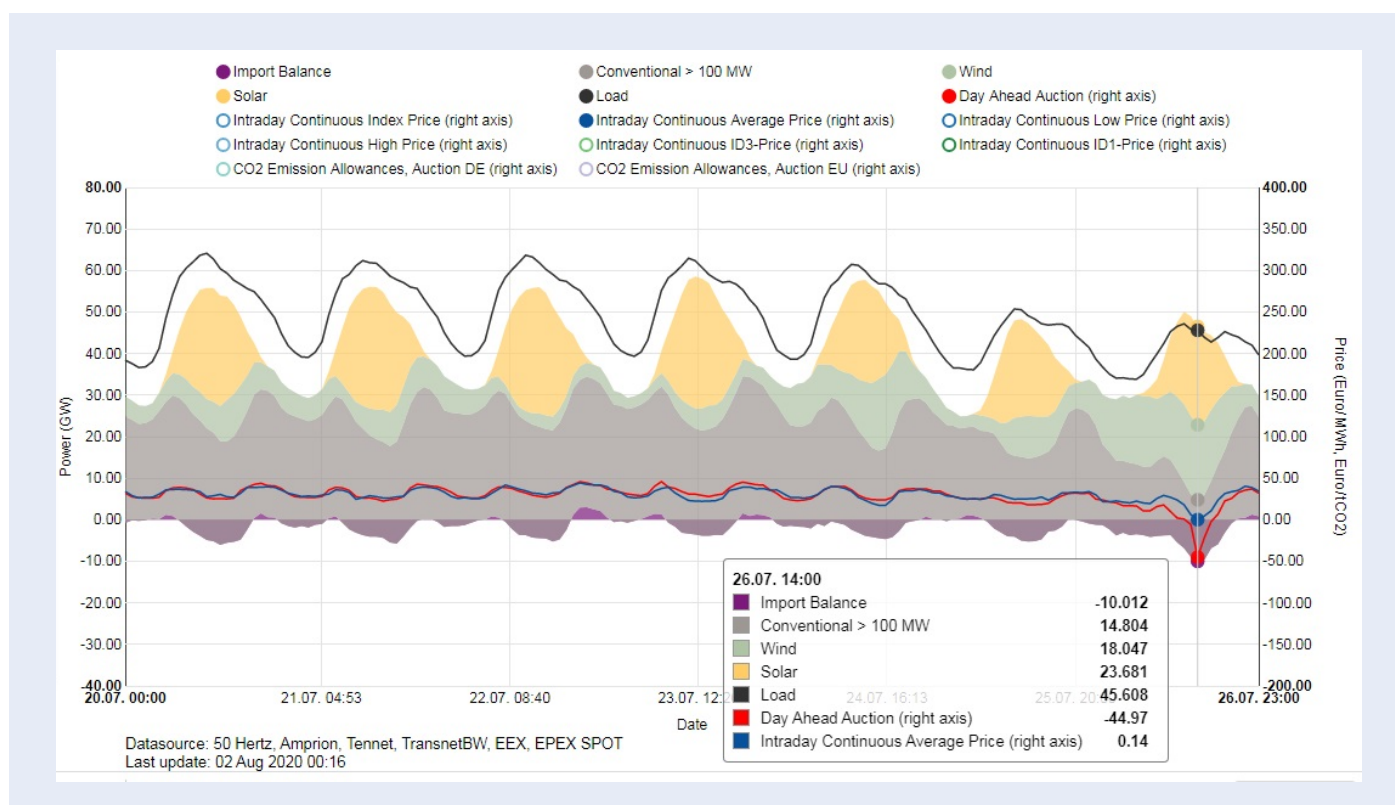


Figure 31. Production d'électricité en Allemagne (semaine du 20 au 27 juillet 2020) : Evolution des prix et illustration concrète du scénario de prix négatif au marché spot.

I.4.5. Electricité solaire photovoltaïque et coûts d'investissement

Sur l'autre plan relatif à l'évolution des coûts d'investissements en termes de réalisation d'installations photovoltaïques connectées au réseau (clef en main), la même tendance baissière est constatée. A ce propos, une étude récente ordonnée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en France [52], a déduit que les coûts moyens d'investissement observés localement se situent autour de 800 € par kWc pour les grandes installations au sol

(30 MWc) et autour de 1.100 € par kWc pour les installations moyennes (100 kWc) sur bâtiments et ombrières de parking. Concernant les frais de fonctionnement annuels moyens de ce type d'installations la même étude les estime autour de 20 € par kWc sur la plupart des segments. Pour ce qui est des coûts de réalisation des petites installations ($p < 10$ kWc), comme celles compatibles avec les toits solaires dans le résidentiel, le dernier rapport de l'Institut Fraunhofer ISE [48], indique qu'ils sont de l'ordre de 1.050 € par kWc en Allemagne.

I.5. Transitions énergétiques dans le monde et projections

Plusieurs raisons plus ou moins connexes, ont été derrière l'initiation des premiers plans d'action en matière de transitions énergétiques dans le monde et ce dès les années 80 du siècle dernier. On y retrouve les effets des crises successives du marché mondial de l'énergie, l'éveil des populations à l'égard des considérations environnementales et climatiques et enfin l'avènement des énergies renouvelables qui a permis d'entrevoir des solutions alternatives propres et efficaces. La suite, ce sont les développements technologiques dans le domaine qui l'ont façonnée, selon les capacités propres à chaque pays et son désir d'assurer sa sécurité énergétique tout en sauvegardant l'essentiel de ses objectifs en termes d'indépendance et de développement local. Dans cette optique, il faut dire également qu'un tel retournement de situation, nécessite une préparation sereine et de longue haleine afin de ne pas provoquer des ruptures douloureuses

dans plusieurs domaines. Parmi ces derniers, on y retrouve manifestement l'aspect réglementaire qui permette d'encadrer au moins les premières transformations à opérer afin de bien canaliser la transition énergétique projetée. Sur ce plan et au vu des divers modèles énergétiques assez centralisés qui étaient en vigueur à l'époque, certaines lois assez visionnaires qui voyaient déjà les grandes lignes des restructurations à venir, ont été promulguées afin de libéraliser complètement le domaine de la production d'électricité, malgré certaines appréhensions. En effet, il était inconcevable d'imaginer autrement la situation avec le développement des productions décentralisées d'électricité d'origine renouvelable, censées représenter une part non négligeable du mix énergétique prévu [53]. C'est cette évolution qui continue de s'imposer à ce jour à travers toutes les projections à long terme en matière de mix énergétique mondial où l'usage de l'électricité renouvelable va s'élargir au détriment de toutes les autres ressources, notamment fossiles (Figure 32).

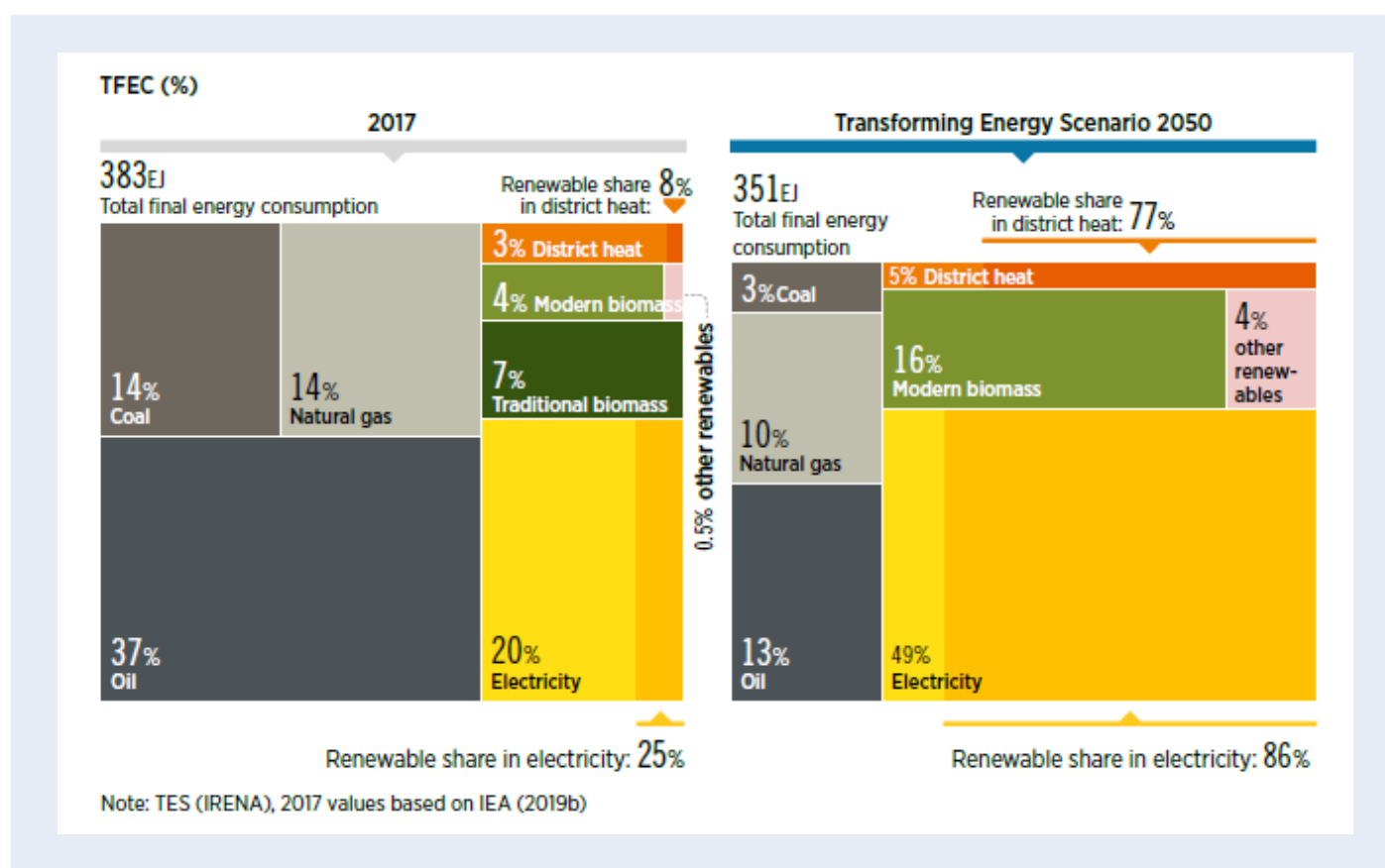


Figure 32. Projections (AIE) relatives au mix énergétique dans le monde (2017-2050).

PARTIE II

Historique et Etat des lieux
des Energies Renouvelables
et de l'Efficacité Energétique
en Algérie

Préambule

Hormis quelques actions isolées initiées au début en matière d'énergies renouvelables et efficacité énergétique, les deux secteurs n'ont commencé à se structurer de manière effective dans le pays qu'au milieu des années quatre-vingt du siècle dernier. Cela coïncide en fait avec la création des premières institutions publiques chargées de leur développement et suivi respectifs : soit le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) en 1988 et l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) en 1985. Depuis, plusieurs programmes sectoriels visant un déploiement assez limité de solutions énergétiques décentralisées, à base de ressources renouvelables en faveur des zones rurales enclavées, notamment dans les hauts plateaux et le sud du pays, ont été initiés avec un appui financier direct de l'état. A ce titre, il y a lieu de citer les programmes du Grand Sud dont celui du balisage solaire, entrepris par le CDER, ainsi que celui de l'électrification solaire autonome de 18 villages, réalisé par Sonelgaz (1998-

2001) et qui a mobilisé une capacité globale de 344 KWc . Il en a été de même pour le volet de l'efficacité énergétique à travers des actions visant, entre autres, à limiter le gaspillage de l'énergie moyennant l'encouragement des solutions à base de ressources renouvelables telles que les chauffe-eau solaires ou à efficacité énergétique prouvée comme les lampes basse consommation (LBC) pour l'éclairage électrique. Toutefois, le volume d'activité ainsi généré à travers la seule promotion des solutions autonomes (hors réseau) à base d'énergie solaire, reste marginal et non conforme aux tendances générales que reflètent toutes les statistiques liées au développement des énergies renouvelables à travers le monde [31]. En effet et pour une multitude de raisons assez évidentes, notamment sur les plans technique et économique, il est aujourd'hui acquis qu'un développement massif des énergies renouvelables à l'échelle d'une région ou un pays, ne peut se concevoir sans le support d'un réseau électrique de dimension appropriée.

2.1. Genèse du Programme National de Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (PNEREE) de 2011

Le premier programme national dédié au développement et la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PNEREE) en Algérie, a été adopté par le Gouvernement en date du 3 février 2011. Il ambitionnait un taux de 40 % de capacité de production d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2030. Ceci étant sur la base d'une estimation de l'évolution de la puissance installée préala-

blement établie (Figure 33) et présentée par le Ministère de l'Energie et des Mines (MEM), qui a tablé sur une consommation annuelle globale à terme de 150 TWh/an [54]. Quantitativement, l'objectif était d'assurer une capacité de production d'électricité renouvelable de 22000 MW, dont 10000 MW seraient dédiés à l'exportation.

2.1.1. Volet énergies renouvelables du PNEREE

Les moyens de production de l'électricité destinée au marché national (12GW), ont été planifiés selon le Ministère de l'Energie et des Mines (MEM) de l'époque, sur la base de trois principales ressources renouvelables (Tableau 4) et déployés selon quatre étapes (Tableau 5).

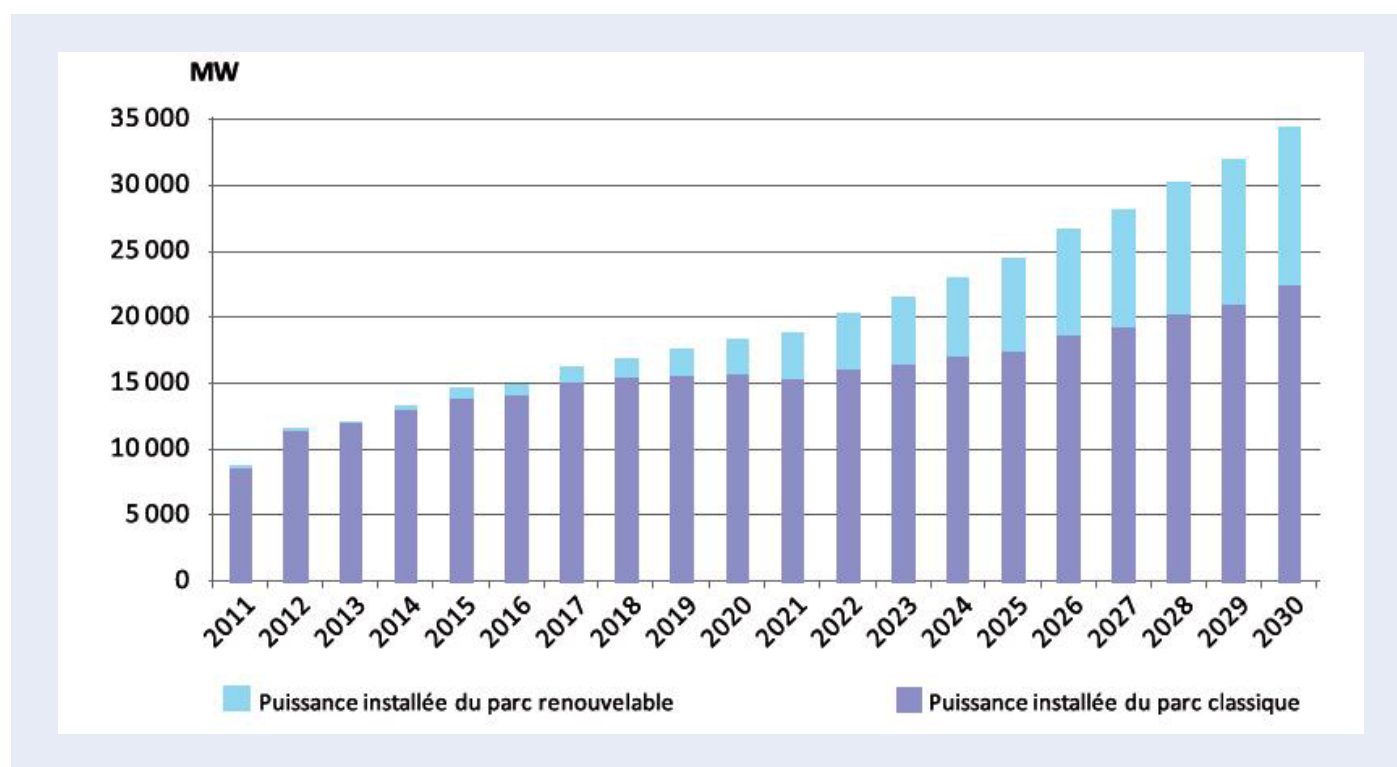


Figure 33. Evolution estimée du parc national de production d'électricité, selon le Ministère de l'Energie et des Mines (MEM).

Tableau 4. Part de chacune des ressources renouvelables primaires retenues.

Solaire thermique à concentration (CSP)	Solaire photovoltaïque (PV)	Éolien	Total
7200 MW	2800 MW	2000 MW	12000 MW

Tableau 5. Planning de réalisation du programme (Version 2011).

Etape	Action
2011-2013	Réalisation de projets pilotes totalisant une capacité de 110 MW pour tester les différentes technologies ;
2014-2015	Début du déploiement du programme avec une l'installation d'une puissance totale de près de 650 MW ;
2016-2020	Déploiement à l'horizon 2020 d'une capacité minimale de 4600 MW, dont 2600 MW sont destinés au marché intérieur et 2000 MW à l'exportation.
2021-2030	Déploiement à grande échelle du programme en vue d'atteindre à l'horizon 2030 les objectifs respectifs de 12000 MW, prévus pour la consommation locale et 10000 MW à mettre sur le marché international.

Remarque : Le seuil de 20 000 MW pour la puissance installée du parc classique (principalement à base de gaz) prévu pour 2028 (Figure 33), a déjà été franchi en 2019 (20 963 MW selon Sonelgaz). Si on y ajoute les 8 000 MW qui vont être réceptionnés durant l'année en cours 2020, on serait au même niveau que le seuil prévu en 2028, parc renouvelable inclus.

2.1.1.1. Réalisations dans le cadre du PNEREE 2011

Le planning de réalisation prévu (Tableau 5), n'a jamais été suivi dès la première étape. En effet, sur l'ensemble des projets pilotes totalisant les 110 MW prévus, seules trois réalisations ont vu le jour avec une puissance globale de 36.3 MW soit :

- a. La centrale hybride (gaz-solaire thermique) de Hassi-Rmel, avec 25 MWc de solaire thermique à concentration CSP (mise en service en 2011).
- b. La centrale photovoltaïque (PV) de 1.1 MWc de Ghardaïa, englobant les quatre technologies PV, avec et sans poursuite du soleil (mise en service en 2014).
- c. La centrale éolienne de 10.2 MWc de Kabertène (Adrar), englobant 12 aérogénérateurs de puissance nominale de 850 KW chacun (mise en service en 2014).

Pour le reste, seul un programme totalisant 343 MWc de centrales solaires photovoltaïques a été lancé début 2014, sous forme de projet en EPC (Engineering, Procurement & Construction), par SKTM (Sharikat Kahrab wa Takat Moutadjadida), filiale de

production d'électricité de Sonelgaz, créée en Avril 2013. Celle-ci, ayant pour missions principales l'exploitation des réseaux d'énergie électriques isolés du sud (production en conventionnel) et des énergies renouvelables pour l'ensemble du territoire national. C'est dans ce contexte que dix centrales solaires photovoltaïques totalisant 265 MW et partitionnées en trois lots (Est, Centre et Ouest) ont été réalisées au niveau des hauts plateaux, alors que dix autres l'ont été dans le cadre du lot sud (78 MW).

2.1.1.2. Aspects réglementaires liés au PNEREE

Afin d'ouvrir la voie à une activité économique compatible avec l'aspect décentralisé de la production d'électricité à base de ressources renouvelables, la législation Algérienne en la matière a pris les devants dès 2002 en libéralisant complètement le domaine de production d'électricité. En effet, la Loi n° 02-01 du 05 février 2002, modifiée et complétée, relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations (JO n° 08 du 06 février 2002), a entre autres, institué un opérateur marché (non installé à ce jour) au même titre que l'opérateur système ainsi qu'une commission de régulation du secteur (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG)). C'est cette dernière qui a pour mission de veiller au fonctionnement concurrentiel et transparent du marché national de l'électricité et du gaz, dans l'intérêt des consommateurs ainsi que les opérateurs impliqués. C'est cette loi qui a par ailleurs ouvert la porte à l'introduction de textes spécifiques favorables à la promotion des énergies renouvelables pour accompagner la mise en oeuvre du PNE-

REE [55], notamment sur le plan financement. Ainsi, la loi de finance complémentaire pour 2011 (Loi n°11-11 du 18 juillet 2011), a relevé de 0.5% à 1 % le niveau de la redevance pétrolière qui alimente essentiellement le Fonds National des Energies Renouvelables (FNER), mis en place sous forme d'un compte d'affectation spéciale (CAS) du Trésor dont le champ d'application est étendu aux installations de cogénération. Dans le même ordre d'idées, on citera également le décret exécutif n°13-218, paru en juin 2013, fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production nationale d'électricité. Enfin, on ne peut clôturer ce chapitre sans signaler le fait qu'il y a bien eu une introduction en 2014 du concept des tarifs d'achat garantis (Feed-in-Tariffs), comme outil de rémunération des productions décentralisées d'électricité injectée au réseau national et ce à base d'éolien et solaire photovoltaïque (Arrêté du 2 février 2014, JO n° 23 du 23 Avril 2014). Ceci a en fait été préparé en prélude à un appel à investisseurs dans des installations solaires photovoltaïques de puissances comprises entre 1 et 10 MWc, auxquels un contrat d'achat de leurs productions par le gestionnaire du réseau du transport est garanti sur vingt ans selon une grille de tarification assez avantageuse, dont les détails ont été publiés dans le même arrêté.

Cependant, la réalité a montré que le manque d'une préparation rigoureuse de cette initiative, résultant d'une résistance manifeste au changement de certains acteurs concernés, n'a pas permis sa mise en oeuvre. En effet, les rares investisseurs qui se sont aventurés à suivre la procédure publiée sur le site de la CREG, butaient sur le premier document demandé, soit l'autorisation de raccordement au réseau, qui reste un préalable de garantie incontournable. Sur un autre plan, aucun organisme agréé au niveau national n'était apte à délivrer le certificat de garantie d'origine exigé pour bénéficier du régime spécial institué dans le but d'asseoir les fondements d'un développement réel des énergies renouvelables. En conclusion, pas une seule soumission d'investissement n'a vu le jour dans le cadre de cette initiative, pourtant connue comme alternative éprouvée à travers le monde, lorsqu'il s'agit d'encourager toute contribution citoyenne à un développement durable à base de ressources renouvelables.

Enfin, une première édition des Règles Techniques de Raccordement et Règles de Conduite du Système Electrique ou «Grid-Code» intégrant les énergies re-

nouvelables, a été publié par Ministère de l'Energie en 2019 [31], soit bien après la réalisation des centrales solaires de SKTM. Il s'agit en fait de l'actualisation du même document publié en 2008, fixant les conditions de raccordement des seules centrales classiques au réseau de transport (HT et THT). Pour ce qui est des règles de raccordement des installations de production d'électricité à base de ressources renouvelables au réseau de distribution (HTA et BT), tout reste à faire.

2.1.1.3. Aspects recherche et développement liés au PNEREE

Dès le début et étant donné l'aspect éminemment innovateur des modes de gestion et conversion des énergies renouvelables, il est apparu que le programme national en question (PNEREE), doit être accompagné par des actions coordonnées en matière de recherche et développement, si l'on veut que le pays trouve une place compatible avec ses possibilités (gisements importants, étendue territoriale...) dans ce créneau économique émergent et d'avenir. De ce fait, la première version écrite du PNEREE a expressément souligné cette ambition, en citant nommément certains centres de recherche et autres organismes nationaux, comme partenaires à part entière dans la mise en oeuvre d'un tel programme. Ainsi, le Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz (CREDEG), affilié à Sonelgaz, l'Agence de Promotion et de Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) et la société spécialisée dans le développement des énergies renouvelables (New Energy Algeria (NEAL)), ont été appelés à s'impliquer dans le programme. Cela étant en étroite collaboration avec les centres de recherche attachés au MESRS, dont l'Unité de Développement de la Technologie du Silicium (UDTS) ainsi que le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). C'est dans ce contexte que ce dernier a piloté un Programme National de Recherche (PNR) en Energies Renouvelables, étalé sur la période 2010-2012, où 460 chercheurs ont été impliqués, dont plus de 320 enseignants chercheurs et 134 chercheurs permanents autour de 108 projets retenus.

2.1.2. Volet Efficacité énergétique du PNEREE

Le volet efficacité énergétique a été focalisé sur les secteurs de consommation qui ont été identifiés comme ayant un impact significatif sur la demande énergétique interne du pays. Il s'agit principalement des secteurs suivants :

2.1.2.1. Le bâtiment et résidentiel:

Le programme visait à encourager la mise en oeuvre de pratiques et de technologies innovantes, autour de l'isolation thermique des constructions existantes, en cours de constructions ou celles planifiées. En effet, ce secteur à lui seul représentait plus de 40 % de la consommation énergétique finale dans le pays. En appui, il s'agissait également de favoriser la pénétration massive des équipements et appareils performants sur le marché local, notamment les chauffe-eau solaires et les lampes économiques (LBC) : l'objectif final étant d'améliorer le confort intérieur des logements tout en utilisant moins d'énergie.

Plus de 30 millions de TEP devaient être ainsi économisés à l'horizon 2030, réparties comme suit :

1. Isolation thermique : l'objectif est d'atteindre un gain cumulé évalué à plus de 7 millions de TEP ;
2. Chauffe-eau solaire : Etant donné le gisement très favorable de l'Algérie en termes de radiation solaire directe, le développement du chauffe-eau solaire et sa substitution progressive à celui traditionnel, reste une alternative à soutenir à travers le Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie (FNME). Dans ce cas, une économie d'énergie de plus de 2 millions de TEP, reste possible.
3. Lampe basse consommation (LBC) : L'objectif assigné est l'interdiction graduelle de la commercialisation des lampes à incandescence (lampes classiques énergivores couramment utilisées par les ménages) sur le marché national. En parallèle, seront mises sur le marché des modèles de lampes à basse consommation avec lesquels des gains en énergie estimés à près de 20 millions de TEP, sont envisageables ;
4. Eclairage public : l'objectif est de réaliser une économie de près d'un million de TEP et alléger ainsi la facture énergétique des collectivités locales en charge de volet.

2.1.2.2. Les transports

Le programme visait à promouvoir les carburants les plus disponibles et les moins polluants, en l'occurrence, le GPLc et le GNc. L'objectif étant d'enrichir la structure de l'offre des carburants afin de réduire la part du gasoil qui reste le carburant le plus pollueur en plus du fait qu'une grande partie est importée. Ceci devrait se traduire au final par une économie estimée à plus de 16 millions de TEP.

2.1.2.3. L'industrie

Le programme visait à amener les industriels à plus de sobriété dans leurs consommations énergétiques respectives. En effet, ce secteur représente un enjeu important pour la maîtrise de l'énergie du fait que sa consommation énergétique propre est appelée à s'accroître à la faveur de la relance économique, ou 30 millions de TEP d'économies qui sont visés. Dans cette optique, il est prévu :

1. La conversion au cycle combiné des centrales électriques conventionnelles à gaz quand cela est possible ;
2. La généralisation des audits énergétiques et du contrôle des procédés industriels qui devaient permettre d'identifier les gisements substantiels d'économie d'énergie et de préconiser des plans d'actions correctifs ;
3. L'encouragement à l'adoption de procédés permettant une réduction substantielles du gaspillage d'énergie dans les diverses industries et ce à travers un soutien étudié de l'Etat.

Au total, la concrétisation sur le terrain du programme national d'efficacité énergétique devait permettre de réduire graduellement la croissance de la demande énergétique interne et engendrer des économies d'énergie cumulées de l'ordre de 93 millions de TEP, dont 63 millions de TEP d'ici 2030 et le reste au-delà [54]. Cependant, comme celui des énergies renouvelables, le programme dédié à l'efficacité énergétique, a également accusé un retard dans sa mise en oeuvre pour des raisons de délais, de résistance au changement et de financement. Si les problèmes de délais et de financement trouvent une certaine justification dans l'urgence de satisfaction de la demande en logements des citoyens, ceux liés aux réticences du secteur industriel à investir dans les nouveaux équipements moins énergivores, reviennent quant à eux en partie à l'absence d'incitations financières ciblées de l'Etat.

2.2. Version réactualisée en 2015 du PNEREE

La réactualisation en 2015 de la première version du PNEREE, éditée en 2011, a été essentiellement motivée par les modifications notables dans le monde quant aux coûts d'investissement et de production d'électricité à base des diverses ressources renouvelables [56]. En effet, il est à rappeler que c'est le solaire thermique à concentration (CSP) qui a été initialement adopté pour générer 7200 MW d'électricité solaire (Tableau 4), soit plus de 2.5 fois la part du solaire photovoltaïque (2800 MWc). Or, si en 2011 les coûts de production d'électricité à base de ces deux technologies étaient sensiblement les mêmes (0.35 dollars/KWh), ceux relatifs au solaire photovoltaïque ont par la suite fortement chuté jusqu'à moins de 0.15 dollars/KWh en 2015, alors que ceux du CSP n'ont que peu évolués et sont restés bien au-dessus de 0.25 dollars/KWh (Figure 26). C'est ce constat qui a été à la base d'une révision en profondeur de la première version du programme malgré son lancement relativement récent. Ainsi, la part du CSP a été revue à la baisse (2000 MW au

lieu de 7200 MW) tout en reportant son développement effectif au-delà de 2021, alors que celle du solaire photovoltaïque a été multipliée par 5 environ (13575 MW au lieu de 2800 MW), soit 62 % de l'ensemble des 22000 MW prévus à l'horizon 2030. Mieux encore, plus de 4500 MW dont les 2/3 de solaire photovoltaïque, sont programmés pour être réalisés avant 2020 selon le planning porté dans le Tableau 6 [56].

Cependant et avec le recul, on observe qu'à ce jour (2020), au même titre que la première version du programme, le planning tracé n'a été ni suivi ni même vu un début d'application quelconque. En effet, la seule activité visible sur le terrain dans le domaine des énergies renouvelables dans le pays depuis 2015, a essentiellement été dominée par la réception (étalée jusqu'en 2017) des centrales solaires photovoltaïques totalisant 343 MW du programme lancé en 2014 par SKTM (voir section 2.1.2). A côté de cela, Sonatrach, a mis en service en 2018 une première centrale solaire photovoltaïque de 10 MWc à Bir Rebaa Nord (BRN), wilaya de Ouargla et ce dans le cadre de sa stratégie SH 2030 qui vise à déployer une capacité totale de 2300 MW en énergie solaire à l'horizon 2030.

Tableau 6. Plan d'exécution du PNEREE révisé en 2015 (en MW).

	1ère Phase 2015-2020	2ème Phase 2021-2030	Total
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Eolien	1 010	4 000	5 010
CSP	-	2 000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	05	10	15
Total	4 525	17 475	22 000

2.3. Projet de 4050 MWc du Ministère de l'Énergie

Alors que la procédure des tarifs d'achat garantis (Feed-in-Tariffs), n'a donné lieu à aucun début d'exécution bien que ses fondements juridiques et réglementaires aient été finalisés et longuement muris auprès des éventuels investisseurs, une nouvelle procédure basée sur les appels d'offre est venue la remplacer. Cette dernière ayant été introduite à travers le décret exécutif n° 17-98 du 26 Février 2017 (JO n°15 paru le 5 Mars 2017), définissant la procédure d'appel d'offre pour la production des énergies renouvelables ou de cogénération et leur intégration dans le système national d'approvisionnement en énergie électrique. En fait, une telle initiative a été le prélude à un encadrement juridique spécifique au lancement d'un nouveau programme de 4000 MWc de solaire photovoltaïque, réajusté juste après à 4050 MWc pour qu'il soit présentable en trois lots de capacités identiques de 1350 MWc chacun. Au final, ce projet qui comportait en plus de la production d'électricité solaire photovoltaïque (PV), un volet industriel d'accompagnement, n'a jamais eu de suite et n'a fait l'objet d'aucun appel à investisseurs depuis, malgré l'urgence signalée quant à sa mise en oeuvre.

2.4. Appel d'offre de 150 MWc de la CREG

Comme dernière tentative de combler le grand retard enregistré dans le pays en matière de développement des énergies renouvelables par rapport aux objectifs fixés (Tableau 6), notamment après l'échec du projet de 4050 MW évoqué précédemment, la CREG a été contrainte de lancer un appel d'offres beaucoup plus modeste, soit 150 MWc de solaire photovoltaïque. En effet, une formule d'appel d'offre aux enchères relevant des prérogatives de la CREG, a bien été instituée à travers le même décret exécutif n°17-98 du 26 Février 2017 évoqué précédemment, au même titre que l'appel d'offre aux investisseurs relevant exclusivement des prérogatives du ministère de l'énergie.

Le cahier des charges relatif à l'appel d'offre en question (150 MWc), a été publié par la CREG le 18/11/2018 et s'adressait exclusivement aux entreprises de droit Algérien. Il comportait 15 centrales solaires photovoltaïques de 10 MWc chacune, regroupées en quatre lots dont deux de 50 MWc localisés dans les wilayas de Biskra et Ghardaia, les deux derniers étant de 30 MWc et 20 MWc et respectivement localisés dans les wilayas de Ouargla et El Oued. En fin de compte, seuls huit soumissionnaires sur 93 qui ont exprimé leur intérêt au départ, ont présenté des offres à la date limite qui a été repoussée plusieurs fois avant d'être arrêtée au 12/06/2019, suite à des modifications profondes du cahier des charges initial. Les deux étapes de sélection technique et financière prévues, dont la dernière a eu lieu le 28/10/2019, soit pratiquement une année après la première sortie de l'appel d'offre, n'a permis de retenir qu'une seule proposition pour la réalisation de cinq centrales électriques photovoltaïques de 10 MWc chacune dans la région de Biskra, pour un prix de cession du KWh fixé à 8,28 DA. En conclusion, malgré le niveau assez modeste de l'appel d'offre en question (150 MWc), seul un tiers de la capacité proposée, soit 50 MWc, a pu trouver preneur, sans confirmation à ce jour du début des travaux.

2.5. Appel d'offre de 50 MWc de SKTM/Sonelgaz

Lancé pratiquement à la même période (décembre 2018) que le projet 150 MWc de la CREG présenté précédemment, cet appel d'offre qui s'adressait également aux entreprises de droit Algérien, a été initié par SKTM afin d'hybrider par du solaire photovoltaïque certaines de ses centrales diesel ou turbines à gaz, utilisées pour la génération d'électricité au profit des Réseaux Isolés du Sud (RIS). Neuf (9) unités ont ainsi été sélectionnées pour y monter en parallèle 9 centrales solaires photovoltaïques totalisant 50 MWc, groupées en cinq lots (Tableau 7). Suite à l'évaluation des offres reçues, l'annonce des lauréats a été faite le 13/05/2019, avant de procéder à la signature des contrats de réalisation en EPC (Engineering, Procurement & Construction) le 14/08/2019.

Tableau 7. Données d'attribution du marché de 50 MWc de SKTM en 2019.

N° Lot	Désignation	Puissance (MWc)	Montant (HT) (DA)	Délai (mois)
1	In Guezzem	6	1 761 543 769,63	09
	Tinzaouatine	3		
2	Djanet	4	1 494 479 058,92	09
	Bordj Omar Dris	3		
3	Bordj Badji Mokhtar	10	2 242 624 058,54	10
	Timiaouine	2		
4	Talmine	8	2 257 920 162,20	09
	Tabelbala	3		
5	Tindouf	11	2 138 859 583,81	09

Remarque : Le coût d'investissement moyen (CapEx) déduit des données ci-dessus (en HT) est de l'ordre de 198 000 DA/KWc, soit environ 1365 €/ KWc au taux de change actuel (1€=145 DA). Il faut dire qu'il est supérieur de plus de 30% au CapEx moyen connu récemment dans le monde pour des installations solaires photovoltaïques au sol de même ordre de puissance (5 à 10 MWc). Cependant ce surcoût apparent pourrait être attribué à plusieurs facteurs objectifs tels que l'éloignement des sites de réalisation, les conditions climatiques qui y règnent, ainsi que la particularité des applications visées. En effet, celles-ci nécessitent l'adjonction d'un système de gestion intégrée des sources énergétiques hybrides (diesel-solaire ou turbine à gaz-solaire). A tout cela, on peut ajouter le fait qu'une préférence a été accordée aux soumissionnaires intégrant le maximum d'équipements fabriqués localement (modules PV, câbles...).

2.6. Programme National de Transition Energétique 2020

La transition énergétique occupe une place importante dans le plan d'action du gouvernement qui se focalise sur « la triptyque d'un renouvellement économique basé sur la sécurité alimentaire, la transition énergétique et l'économie numérique ».

Le programme de transition énergétique vise, outre la diversification des sources énergétiques à travers le développement des énergies renouvelables, la promotion de l'efficacité énergétique en tant qu'action complémentaire de grande importance. Le pays ambitionne ainsi de s'affranchir de manière progressive de la dépendance vis-à-vis des ressources conventionnelles et amorcer une dynamique d'émergence d'une énergie verte et durable, disponible localement et en abondance comme le solaire. La démarche, s'articule en fait sur les considérations suivantes :

- La préservation des ressources fossiles et leur valorisation ;
- Le changement du modèle énergétique de production et de consommation ;

- Le développement durable et la protection de l'environnement ;
- La maîtrise des coûts de réalisation des installations des énergies renouvelables.

2.6.1. Au titre du développement des énergies renouvelables

Un programme de développement des énergies renouvelables d'une capacité de 16.000 MW à l'horizon 2035 et ce, exclusivement à base de solaire photovoltaïque, a été soumis comme une des pièces maîtresses de la transition énergétique en Algérie, selon le ministère de l'énergie. Ainsi, 15 000 MWc sont destinés à être produits exclusivement par des centrales solaires connectées au réseau électrique national, dont une première tranche de 4000 MWc est à réaliser à l'horizon 2024 alors que les 1000 MWc restant, sont à déployer en autonome à l'horizon 2030. C'est dans cette optique qu'un projet intitulé « Tafouk I » visant la réalisation de 4000 MWc de solaire photovoltaïque a été présenté en Mai 2020, avec pratiquement un contenu identique à celui de capacité (4050 MWc) évoqué précédemment (voir section 2.3) et qui n'a jamais eu de suite. Ce dernier a en effet été repris tel qu'il était, mais sans la composante industrielle et moyennant de légères modifications (huit lots de 500 MW au lieu de trois de 1350 MW précédemment), ainsi qu'une adaptation du volet financement selon la nouvelle restructuration de Sonelgaz qui a eu lieu entretemps. En effet, c'est la nouvelle société de distribution, la SADEG en l'occurrence, née en 2017 du regroupement de l'ensemble des quatre anciennes filiales régionales (SDA, SDC, SDO et SDE), qui est appelée à représenter Sonelgaz dans son association avec Sonatrach pour le montage de la société destinée à prendre en charge le projet.

Sur un autre plan, l'hybridation des moyens de production d'électricité à base de ressources conventionnelles (diesel, gaz) au niveau du sud du pays avec le solaire photovoltaïque, a également été présentée comme étant une action prioritaire.

Concernant le volet développement des énergies renouvelables en hors réseau (productions autonomes), le plan d'action du gouvernement comprend :

- La réalisation d'une capacité cumulée de 1000 MW à l'horizon 2030, dont la moitié avant 2024

et ce à l'aide de moyens de production autonomes mais sans aucune indication des moyens d'accompagnement en matière de stockage.

- Promouvoir la maîtrise locale de l'énergie ;
- Renforcer le cadre réglementaire en incluant la certification obligatoire des installateurs, l'agrément des bureaux d'études impliqués et définir les mécanismes financiers aidant au développement des énergies renouvelables en hors réseau.

2.6.2. Au titre de la politique d'efficacité énergétique

Les mesures fortes que le gouvernement envisage de mettre en oeuvre en matière d'efficacité énergétique, visent essentiellement une réduction drastique du gaspillage. Il a été préconisé d'encourager cette tendance, dont la mise en oeuvre au niveau des différents secteurs d'activité, sera axée sur les mesures suivantes :

- La généralisation des procédés d'isolation thermiques dans les nouvelles constructions ;
- La mise en place d'un programme national pour la conversion des véhicules touristiques au GPLc et le développement du GNC pour ceux de transport collectif ;
- L'équipement du réseau d'éclairage public et les divers édifices abritant les services administratifs nationaux avec des dispositifs à basse consommation ;
- La mise en place d'un cadre réglementaire prohibant l'importation et la production d'équipements énergivores ;
- L'élargissement du dispositif incitatif à l'investissement aux filières permettant la fabrication locale d'équipements et de composants dédiés à l'efficacité énergétique.

2.7. Autres actions recensées par le Commissariat (CEREFE)

Constatant le manque d'harmonie dans l'exécution des étapes initialement tracées quant à la mise en oeuvre du PNEREE, notamment sa dernière version de 2015, ainsi que l'absence de suivi et d'évaluation de ce qui a été effectivement réalisé, le Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité

Energétique (CEREFE) s'est fixé comme objectif, dès sa création, d'assainir les données en la matière. En effet, des questionnaires ont été adressés à l'ensemble des institutions nationales, impliquées de près ou de loin dans les activités liées au développement des énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique afin d'établir un état des lieux exhaustif de la situation et permettre ainsi de repartir sur de bonnes bases à l'avenir.

2.7.1. Consistance physique des principales réalisations recensées

Afin de donner un aperçu global aussi détaillé et précis que possible de l'ensemble des réalisations effectives relevant du domaine des énergies renouvelables en Algérie, notamment depuis le lancement du PNEREE en 2011, il y a lieu de distinguer celles connectées au réseau de celles qui ne le sont pas.

2.7.1.1. Installations connectées au réseau

L'ensemble des installations de génération d'électricité à base de ressources renouvelables connectées au réseau, réalisées à ce jour, relèvent toutes de programmes initiés par des institutions publiques (SKTM, CREG, Sonatrach) et réalisées sur fonds propres de l'état. Un récapitulatif de celles-ci est donné ci-après (Tableau 8).

2.7.1.2. Installations autonomes (hors réseau)

Etant donné le niveau de puissance unitaire très modeste (quelques KW) des installations de production autonome d'électricité à base de ressources renouvelables et le manque de références réglementaires quant à leur réalisation, un bilan précis reste difficile à établir en la matière. Néanmoins, le Commissariat a entrepris un recensement dans ce sens en adressant un questionnaire à l'ensemble des institutions publiques plus ou moins concernées, afin de recueillir toute information utile dans le domaine. Ceci étant afin d'établir un inventaire assez représentatif de la réalité, qui pourrait aider à donner un aperçu fiable de la dynamique instaurée dans le pays quant à ce volet des installations autonomes et en tenir compte dans les projections à venir en matière de transition énergétique. Les réponses aux questionnaires ainsi reçues, montrent que pratiquement tous les secteurs ont plus ou moins intégré, à divers degrés, les énergies renouvelables dans leurs plans de développement respectifs (Tableau 9). Ceci étant soit pour satisfaire la demande en électricité de certaines applications isolées, pour lesquelles l'accès au réseau de distribution est difficile ou trop coûteux, soit dans le but d'assurer une certaine autonomie à l'aide d'une production locale destinée à des besoins précis.

Tableau 8. Bilan global des installations connectées au réseau.

Réalisation	Capacité (MWc)	Année de mise en service
Centrale pilote hybride (gaz-solaire thermique à concentration ou CSP) de Hassi-Rmel	25 (CSP)	2011
Centrale pilote à base de solaire photovoltaïque de Ghardaïa	1,1	2014
Centrale éolienne de Kabertène (Adrar)	10,2	2014
Centrales solaires photovoltaïques du programme lancé début 2014 par SKTM (au nombre de 22)	343	2018
Centrale solaire photovoltaïque de 10 MWc de Sonatrach (Bir Rebaa Nord ou BRN) près de Ouargla	10	2018
Total	389,3 MW	

2.7.1.3. Nature des principales réalisations hors réseau recensées

Comme l'indique le tableau ci-dessus, c'est le Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire (MICLAT) ainsi que celui

de l'Agriculture et du Développement Rural (MADR) qui semblent avoir été les plus actifs au vu des capacités cumulées de leurs installations solaires photovoltaïques qui ont respectivement atteint 9146 KWc et 4197 KWc (Tableau 9). Ce sont donc quelques détails sur les applications qui en sont faites par ces deux secteurs qui vont être développés ci-après (Tableau 10 et Tableau 11).

Tableau 9. Bilan cumulé en 2019, des réalisations par secteur en matière d'installations solaires photovoltaïques hors réseaux.

Secteurs recensés	Capacités installées KWc
Ministère de la Défense Nationale	3859
Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire	9146
Ministère de l'Energie	34 344 4
Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural	4197
Ministère de la Poste et de la Télécommunication	937
Ministère de l'Habitat, de l'Urbanisme et de la Ville	256
Ministère du Tourisme de l'Artisanat et du Travail Familial	612
Ministère de la Culture	20
Ministère du Transport et des Travaux Publics	1721
Ministère des Ressources en Eaux	244
Ministère de Commerce	27
Ministère de l'Enseignement et de la Formation Professionnels	12
Ministère de l'Environnement et des Energies Renouvelables	0
Total	21374

Tableau 10. Réalisations des projets d'énergie solaire par le Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire (MICLAT).

Applications	Capacités cumulées en 2019 (KWc)
1- Eclairage public (404 551 nouveaux points lumineux dont 15150 à l'énergie solaire photovoltaïque).	1515
2- Il a également été procédé à la substitution de 265 758 lampes énergivores dans le réseau d'éclairage public existant par des luminaires LED.	
Electrification de 348 écoles primaires à l'aide d'installations solaires photovoltaïques, dont 96 situées dans des zones éloignées du réseau public d'électricité.	3610
Installation de 3550 Kits solaires individuels au profit des foyers dépourvus de tout moyen d'électrification.	4021
Installation de 3500 points lumineux solaires aux abords des plages, forêts récréatives. Installation de bornes solaires destinées à la recharge des batteries de faibles capacités.	4197
Total	9146

Remarques:

1- Le Ministère de l'Habitat et de la Ville a également contribué avec 2561 unités d'éclairage public solaire, totalisant une capacité cumulée de 256 KWc, réalisés dans le cadre des nouvelles villes dont il a la charge.

2- Les installations solaires destinées aux écoles primaires et autres institutions concernées par le programme solaire du Miclat, pourraient être mieux rentabilisées si leur connexion au réseau Basse Ten-

sion de proximité reste possible. En effet, certains mécanismes de rémunération du surplus d'énergie électrique produite et injectée sur le réseau, notamment en dehors du temps d'occupation des lieux (Vacances, jours fériés...), pourraient être envisagés moyennant une réglementation spécifique.

3- Pour l'éclairage public solaire, il est impératif d'établir un référentiel national pour assurer la qualité des installations et les adapter aux conditions environnementales et climatiques spécifiques aux diverses régions du pays.

Tableau 11. Réalisations des projets d'énergie renouvelable par le Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural (MADR).

Applications	Institution impliquée	Capacités cumulées en 2019 (KWc)	Capacités prévues en 2020 (KWc)
Kits solaires distribués dans les zones isolés	CDARS (29 unités)	15	
	HCDS	1150	1400
	DGF (5503 unités)	2200	
Systèmes solaires pour le pompage d'eau	CDARS (26 unités)	40	
	HCDS	194	30
	DSA(281 unités)	430	724 unités
Systèmes éoliens pour le pompage d'eau	CDARS(42 unités)	46	
Systèmes hybrides solaire PV/Diesel	HCDS	122	
Total		4197	

Concernant le Ministère de l'Agriculture, différents programmes ont été menés depuis plusieurs années et ont consisté en la distribution de kits solaires pour les ménages isolés dans le cadre du développement rural ainsi que des installations de systèmes solaires et éoliens pour le pompage d'eau, notamment pour les puits de parcours pour l'abreuvement du cheptel. Les institutions ayant contribué à ces programmes sont le Haut-Commissariat au Développement de la Steppe (HCDS), la Direction Générale des Forêts (DGF), le Commissariat au Développement de l'Agronomie Saharienne (CDARS) et les Directions des Services Agricoles (DSA). La capacité totale recensée pour l'ensemble des projets est de l'ordre de 4197 KWc (Tableau 11).

En conclusion, le bilan global montre que l'Algérie n'a réalisé qu'environ 411 MWc en comptabilisant l'ensemble des projets liés aux énergies renouvelables qu'ils soient en mode raccordé au réseau avec environ 390 MWc (Tableau 8), soit environ 95% du total, ou autonome avec près de 21 MWc (Tableau 9), dont la part ne représente que 5 %.

2.7.2. 1ère édition de l'Atlas des Ressources Énergétiques Renouvelables de l'Algérie

Le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) a publié en 2019 la première édition de l'Atlas des Ressources Énergétiques Renouvelables de l'Algérie (Algerian Renewable Energy Re-

source Atlas) [57]. Ce dernier regroupe un ensemble d'illustrations cartographiques qui mettent en avant la richesse de l'Algérie en matière de gisements énergétiques solaire, éolien, géothermique et bioénergie. La connaissance approfondie d'un tel potentiel énergétique renouvelable, constitue en fait un support d'étude rigoureux quant à l'élaboration et la mise en oeuvre d'un programme de développement d'installations solaires, éoliennes ou toute autre ressource durable dans le pays. A titre d'exemple, on donne ci-après un aperçu sur le travail accompli en matière d'évaluation des gisements solaires et éolien dans le pays, autour desquels s'articulent près de 85 % des capacités de production d'électricité renouvelable visée dans le cadre du PNEREE (Tableau 6).

2.7.2. 1. Gisement solaire en Algérie

L'Algérie, compte tenu de sa position géographique, dispose de l'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut même atteindre 3900 heures notamment dans les hauts plateaux et le Sahara. Ainsi, sur l'ensemble du territoire national, l'énergie solaire globale reçue par jour sur une surface horizontale d'un mètre carré varie entre 5.1 KWh au Nord et 6,6 KWh dans le Grand Sud (Figure 34-a).

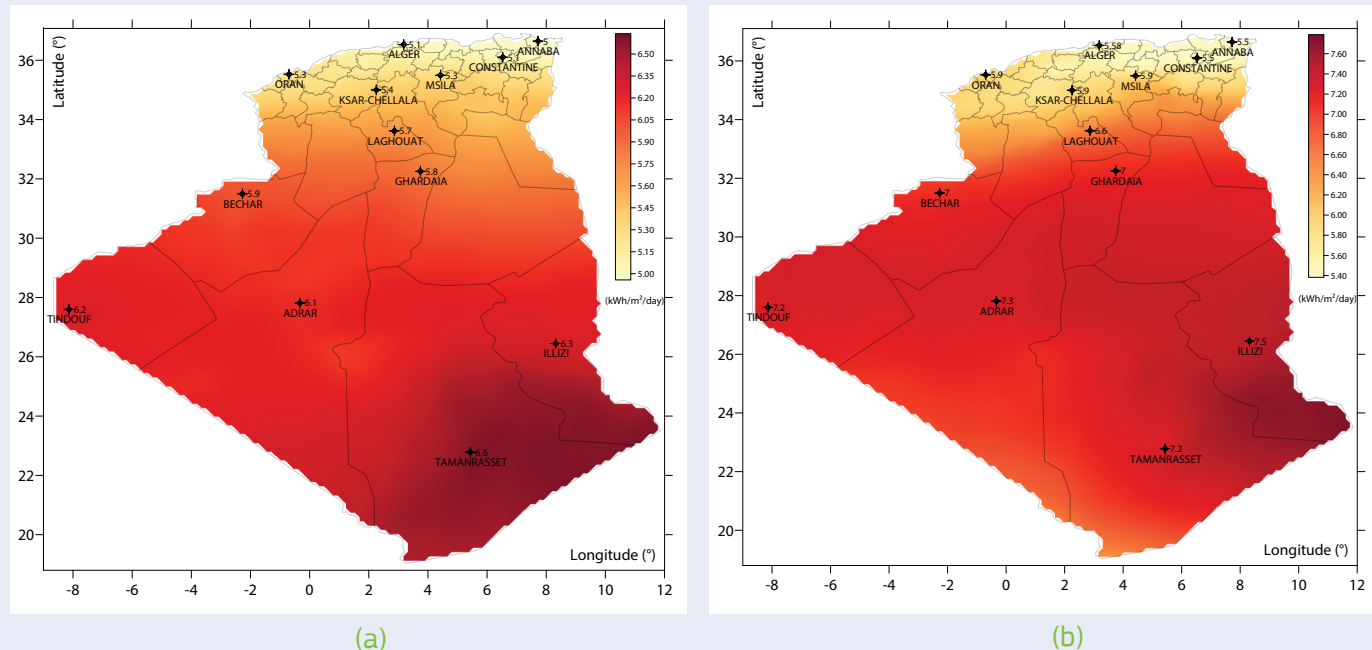


Figure 34. Gisement solaire de l'Algérie : (a) Energie solaire globale (ou GHI : Global Horizontal Irradiance) reçue par jour sur une surface d'un m²; (b) Rayonnement solaire direct (ou DNI : Direct Normal Irradiance) reçu par jour sur une surface d'un mètre carré.

Quant à la radiation solaire incidente provenant du disque solaire et atteignant directement la surface terrestre, sans avoir été dispersée par l'atmosphère, qui reste une donnée de base pour le solaire thermique à concentration (CSP), elle peut atteindre 5.5 KWh (Alger) jusqu'à 7.5 KWh (Illizi) par jour et par mètre carré (Figure 34-b).

2.7.2.2. Gisement éolien en Algérie

La connaissance approfondie du potentiel éolien susceptible d'être exploité pour la production d'électricité, constitue une donnée essentielle pour tout dimensionnement d'une ferme éolienne et reste de ce point de vue, incontournable pour toute étude préliminaire dans ce sens.

Le vent étant caractérisé par une variabilité temporelle et spatiale, différentes méthodes statistiques et techniques d'extrapolation des données sont appliquées pour l'étude du gisement éolien et l'établissement de l'atlas. Dans cette optique, le CDER a dé-

veloppé plusieurs cartes éoliennes de l'Algérie, qui sont continuellement mises à jour, en utilisant des données météorologiques récentes, collectées à travers un grand nombre de points de mesure. La (Figure 35-a), extraite de l'atlas éolien en question, représente ainsi la distribution de la vitesse moyenne (m/s) du vent sur le territoire algérien à 80 m de hauteur. Il y apparaît que celle-ci peut atteindre 7 à 8 m/s dans certaines régions du Sud, notamment à Tindouf, Adrar et Ain Salah.

Pour une évaluation optimale de la ressource éolienne disponible sur un site donné, il est nécessaire de calculer la densité de puissance moyenne (W/m²) du vent qui indique l'énergie disponible après conversion en électricité à la sortie d'un aérogénérateur. Partant du fait qu'un site est dit éligible à l'installation d'un parc éolien rentable s'il présente une densité de puissance comprise entre 300 et 400 W/m² à 50 m de hauteur, la carte présentée (Figure 35-b) permet ainsi de bien situer les régions du pays favorables au développement de l'éolien.

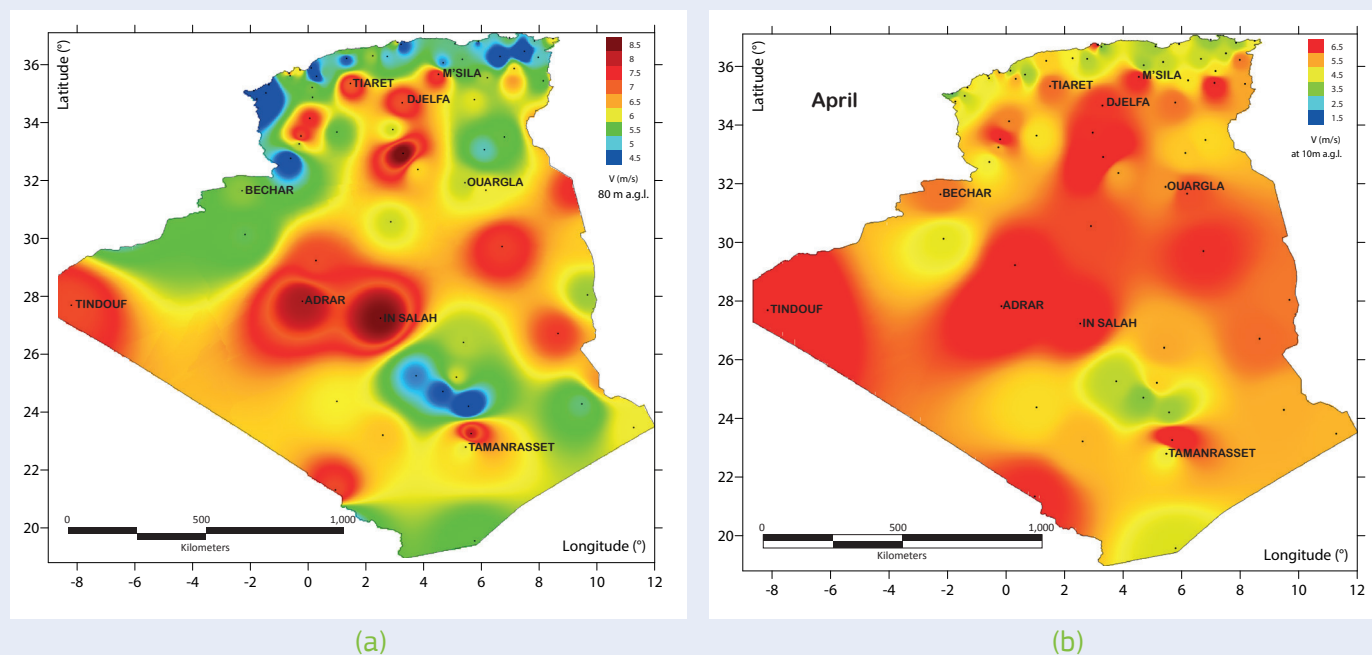


Figure 35. Gisement éolien de l'Algérie : (a) Distribution de la vitesse moyenne (m/s) du vent sur le territoire Algérien à 80 m de hauteur, (b) Densité de puissance du vent sur le territoire à 80 m de hauteur.

Il convient de noter que le Ministère de l'Energie a également réalisé plusieurs études de potentiel (solaire et éolien) en collaboration avec le CDER, l'Office National de la Météorologie (ONM) et l'Agence Spatiale Algérienne (ASAL).

2.7.3. Structures institutionnelles impliquées dans la transition énergétique

L'Algérie a effectué de nombreux arrangements institutionnels pour intégrer les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique et diversifier ainsi ses ressources énergétiques afin d'amorcer sa transition énergétique. A cet effet, plusieurs institutions publiques ont été créées afin d'accompagner cette mutation, dont :

1- Direction des Energies Nouvelles et Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique : Placée sous la coupe de la Direction Générale de l'Electricité, du Gaz et des Energies Nouvelles et Renouvelables, sous tutelle du Ministère de l'Energie.

2- Direction du Développement, de la Promotion, et de la Valorisation des Energies Renouvelables sous tutelle de l'Ex-Ministère de l'Environnement et des Energies Renouvelables.

3- Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique : Créé auprès du Premier Ministre (décret exécutif n°19-280 du 20 Octobre 2019), le Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique (CEREFE) est un instrument d'aide à la mise en oeuvre et à l'évaluation de la politique nationale, dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

4- Ministère de la Transition Énergétique et des Energies Renouvelables est créé suite au remaniement ministériel du 23 juin 2020. Au moment de l'élaboration de ce rapport, les attributions et l'organisation de cette institution n'ont pas encore été publiées.

2.7.4. Organes publiques impliqués dans la mise en oeuvre du programme de la transition énergétique

1- L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) : est un établissement public à caractère industriel et commercial créé par décret présidentiel en 1985, placé sous la tutelle du Ministère de l'Energie. Elle a pour mission principale la mise en oeuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie, et ce à travers la promotion de l'efficacité énergétique.

2- La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) : a été créée selon la loi n°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations. C'est un organisme indépendant et autonome, chargé de trois missions principales: réalisation et contrôle du service public, conseil auprès des pouvoirs publics en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et celui du gaz, surveillance et contrôle du respect des lois et règlements relatifs au marché intérieur de l'électricité et du gaz.

3- Le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) : est un Centre de Recherche, issu de la restructuration du Haut-Commissariat à la Recherche, créé le 22 mars 1988. Sous tutelle du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique, le CDER est un Etablissement Public à caractère Scientifique et Technologique (EPST) chargé d'élaborer et de mettre en oeuvre les programmes de recherche et de développements, scientifiques et technologiques, des systèmes énergétiques exploitant l'énergie solaire, éolienne, géothermique et de la biomasse.

4- Le Centre de Recherche en Technologie des Semi-conducteurs pour l'Energétique (CRTSE) : est une entité de recherche et développement sous tutelle du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique. Créé par Décret exécutif N°12-316 du 21 Août 2012, dans le prolongement de l'Unité de Développement de la Technologie du Silicium, du Centre de Développement des Technologies Avancées (CDTA).

5- Le Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz (CREDEG) : érigé le 1er janvier 2005 en société par actions (SPA), filiale du groupe

Sonelgaz, il a pour principale vocation la recherche appliquée, le développement technologique, l'expertise des équipements industriels en phase d'exploitation et de fabrication dans le domaine des métiers de base des sociétés du Groupe Sonelgaz.

6- Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM spa) a été créée en 2013 par le groupe Sonelgaz. Elle a pour missions principales l'exploitation des réseaux d'énergie électrique isolés du sud (production d'électricité en conventionnel) et des énergies renouvelables pour l'ensemble du territoire national. Elle est ainsi chargée du développement des infrastructures électriques du parc de production des Réseaux Isolés du Grand Sud (RIGS), de l'engineering, de la maintenance et de la gestion des centrales électriques relevant de son champ de compétence. Elle est également chargée de la commercialisation de l'énergie produite pour les filiales de distribution notamment après le déploiement des énergies renouvelables sur le Réseau Interconnecté Nord (RIN).

7- New Energy Algeria (NEAL) : créée le 28 Juillet 2002 pour prendre en charge le développement des énergies nouvelles et renouvelables, elle est en dissolution depuis 2012. C'était une Société par actions détenue par Sonelgaz, Sonatrach et SIM (Le groupe Semoulerie Industrielle de la Mitidja), respectivement à raison de 45 %, 45 % et 10 %. Ses missions comportaient un large éventail d'actions dans sa sphère d'activité dont la promotion et le développement des énergies nouvelles et renouvelables ainsi que la réalisation de projets liés au domaine.

8-Ecole Nationale Supérieure des Energies Renouvelables, Environnement et Développement Durable: créée par décret exécutif n° 20-152 du 8 juin 2020 et placée sous tutelle du MESRS, l'Ecole a pour mission d'assurer la formation supérieure, la recherche scientifique et le développement technologique dans les domaines et les filières des énergies renouvelables, environnement et développement durable, notamment, le génie électrique et les réseaux intelligents, la métrologie, les énergies nouvelles et renouvelables, l'environnement, la santé publique et l'économie verte.

2.7.5. Groupements professionnels du secteur des énergies renouvelables

Le Cluster d'Energie Solaire (CES) a été créé en 2017 pour mettre en place un cadre de concertation

en vue de développer le potentiel des entreprises nationales activant sur toute la chaîne de valeur du solaire photovoltaïque. Il est ainsi chargé de promouvoir l'ingénierie, la fabrication des équipements de production, de stockage, de transformation, d'évacuation, de contrôle, de gestion, d'installation, d'exploitation et de maintenance des systèmes de centrales photovoltaïques.

2.7.6. Capital humain, formation et recherche

Etant donné l'aspect novateur des techniques liées au développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, les volets formation et recherche dans le domaine, prennent plus d'importance pour le pays afin d'accompagner la mutation énergétique qui est entrain de se dessiner à travers le monde.

2.7.6.1. Enseignement et Formation Professionnels

Selon le dernier bilan établi en réponse au questionnaire transmis au Ministère de l'Enseignement et la formation professionnels, la nomenclature des branches professionnelles et des spécialités de la formation professionnelle, édition 2019, comporte quatre cent quatre-vingt-quinze (495) spécialités, réparties sur vingt-trois (23) branches professionnelles couvrant les principaux domaines d'activités de l'économie nationale. Pour ce qui est des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, celle-ci comporte 09 spécialités, destinées à pourvoir en main d'oeuvre spécialisée deux branches professionnelles :

1- Bâtiment et travaux publics

Brevet de Technicien (BT) :

- Isolation thermique et acoustique ;

Brevets de Technicien Supérieur (BTS) :

- Optimisation énergétique des bâtiments ;
- Energies renouvelables appliquées au bâtiment.

2- Electricité - Electronique - Energétique

Certificat d'Aptitude Professionnel (CAP) :

- Installation panneaux solaires photovoltaïques et thermiques ;

BT :

- Installation et maintenance des panneaux solaires photovoltaïques ;
- Installation et maintenance des panneaux solaires thermiques ;
- Installation et maintenance des Eoliennes.

BTS :

- Efficacité énergétique et automatisme industriel (spécialité mise en oeuvre dans le cadre de développement de filières d'excellence en partenariat avec ministère de l'éducation nationale français, l'entreprise Schneider Electric Algérie et la fondation Schneider France) ;
- Maintenance des systèmes éoliens.

En termes de ressources humaines formateurs, le secteur de l'enseignement et la formation professionnels compte 93 dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique entre Professeur de formation professionnelle (40), Professeur spécialisé de formation et d'enseignement professionnels de grade 1 (8) et Professeur spécialisé de formation et d'enseignement professionnels de grade 2 (45) couvrant l'ensemble des spécialités: électronique, électrotechnique, électronique industrielle, électronique-instrumentation, maintenance industrielle, électricité industrielle, automatisme, électromécanique, énergétique et génie climatique. Entre 2017 et 2019, le secteur a formé en tout 354 diplômés dans les spécialités liées aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique (Tableau 12). Au titre de la rentrée de février 2020, le nombre de stagiaires prévus dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique est de 425.

Tableau 12. Bilan des diplômes liés aux énergies renouvelables et l'efficacité énergétiques, délivrés par les centres de formation professionnelle (2017-2018).

Diplôme	Spécialité	Nombre
BTS	Efficacité énergétique et automatisme industriel	40
BT	Installation et maintenance des panneaux solaires photovoltaïques	46
CAP	Installation panneaux solaires photovoltaïques et thermiques	268

En conclusion, le nombre des diplômés (354) et ceux en cours de formation (425), reste très loin de la masse critique nécessaire pour accompagner la transition énergétique dans notre pays, notamment concernant les volets énergies renouvelables, efficacité énergétique ainsi que l'ensemble des activités économiques et industrielles qui vont avec. Il y a donc lieu de revoir cet aspect non seulement en quantité mais également en qualité afin d'assurer aux secteurs des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, un vivier de main d'oeuvre qualifiée avec des aptitudes réelles à suivre les nouvelles dynamiques économique et industrielle propres aux deux secteurs d'intérêt.

Remarque, le bilan présenté ne concerne que le secteur de l'enseignement et de la formation professionnels. Celui relatif aux instituts de formation ne relevant pas de ce ministère, à l'instar de l'IFEG (Institut de Formation en Electricité et Gaz) de Sonelgaz et autres, n'a pas été pris en compte dans ce rapport.

2.7.6.2. Enseignement supérieur et recherche scientifique

Selon les dernières statistiques (2020), on dénombre 1367 entre chercheurs permanents (437) et enseignant-chercheurs (930) qui activent dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Au vu de ce bilan, il ressort que l'Algérie reste loin des effectifs nécessaires de chercheurs pouvant prendre en charge l'ambitieux programme du gouvernement en matière de transition énergétique. La faible attractivité des centres de recherche, essentiellement motivée par le statut du chercheur permanent ainsi que celui du personnel de soutien à la recherche, est en effet entrain de provoquer un exode massif des premiers vers une carrière purement universitaire et les seconds vers

le secteur privé et ce à la moindre occasion. Face à cela, il est impératif de revoir les statuts en question ainsi que l'organisation du travail des centres en vue d'assurer une meilleure prise en charge et valoriser une recherche appliquée, adaptée aux exigences du pays. Rompre avec celle exclusivement théorique ou fondamentale, dont l'évaluation et la validation rigoureuse ne sont pas à la portée des moyens disponibles pour le moment, aiderait en effet à émanciper les connaissances techniques et technologiques réelles, seules garantes de l'émergence d'une industrie créatrice de richesses et d'emplois durables.

2.7.7. Industrie Nationale des Energies Renouvelables

En réponses aux questionnaires du Commissariat, le Cluster Energie Solaire (CES) a élaboré un rapport portant sur l'implication des entreprises qui lui sont affiliées quant au développement industriel du domaine en Algérie (Tableau 13).

Deux autres projets totalisant une capacité de production de 260 MWc dont le premier de MILLTECH (100 MWc) est prévu dans la wilaya de Mila pour rentrer en production vers avril 2020, alors que le second (160 MWc), localisé dans la wilaya de Ouargla, est à l'initiative de l'entreprise ZERGOUN GREEN ENERGY. La capacité de production annuelle de panneaux solaires photovoltaïques dans le pays serait ainsi de 450 MW et se résume à l'assemblage de kits importés de l'étranger, principalement de Chine, selon le dispositif CKD régi par l'article 37 de la Loi de finances 2019.

D'autres acteurs industriels actifs dans le pays, sont également impliqués dans la production d'accessoires et équipements (BOS : Balance of System) utilisés dans les installations solaires tels que les structures métalliques avec une capacité de 25.400

Tableau 13. Production de panneaux solaires photovoltaïques en Algérie.

Fabrication de panneaux PV	ALPV	AURES SOLAIRE	CONDOR ELECTRONICS	ENIE ELECTRONICS	Total
Capacités de production annuelle (MWc)	12	30	130	18	190
Capacités produites (MWc)		18,9	15		33,9
Lieu de production	Tlemcen	Aïn Yagout, Batna	Bordj Bou Arréridj	Sidi Bel Abbès	

Tonnes/an (toutes sections confondues), ainsi que les cellules Moyenne Tension (MT) avec 5000 Unités/an. Quant aux services, il y a lieu de noter la présence de quelques entreprises d'installation pouvant assurer la fourniture et la pose de systèmes PV de faibles puissances pour la génération d'électricité, le pompage solaire.

Enfin, concernant le volet développement, certains bureaux d'études sont également actifs dans le pays, en proposant divers services dans le domaine tels que l'étude de faisabilité de projets solaires, la supervision, le conseil, l'assistance technique, l'exploitation, la maintenance, les audits, les expertises et l'ingénierie (modèle EPC).

2.7.8. Infrastructure qualité

La mise en place de règles reconnues en matière d'assurance qualité des produits et services reste un élément important pour accompagner la durabilité des investissements engagés dans les secteurs des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Comme pour les autres secteurs, ceci contribuerait en effet à la préservation des intérêts de l'économie nationale ainsi que le consommateur final en mettant en oeuvre les outils de garantie nécessaires.

2.7.8.1. Appui réglementaire préliminaire

Afin de lancer sur de bonnes bases l'instauration de structures de qualification, normalisation et certification, ainsi que la diversification des bureaux d'études et laboratoires spécialisés d'accompagnement, le Commissariat juge nécessaire certaines actions préliminaires dont :

- L'établissement d'un état des lieux des capacités réelles disponibles dans le pays en matière de certification qualité au sein des différents secteurs.
- L'identification de mesures transitoires à mettre en oeuvre à court et moyen termes, permettant d'accélérer la transition et le développement de l'infrastructure qualité qui établira in-fine des normes de qualités claires pour les équipements, ainsi que des standards adaptés en matière de qualification des ressources humaines impliquées, prestataires de service, bureaux d'études...

- Etablir au préalable les textes réglementaires afin d'encadrer les activités liées au déploiement des installations de production d'électricité à base de ressources renouvelables qu'elles soient connectées ou hors réseau.

- Dresser un bilan complet de la réglementation nationale et de l'arsenal juridique existant en termes d'infrastructure qualité ainsi qu'un recensement des laboratoires impliqués et leurs compétences.

- Œuvrer pour la qualification des centres de formation et leur certification, en allant dans le détail des programmes, les qualifications des formateurs et les équipements didactiques nécessaires.

- Œuvrer pour la qualification des bureaux d'études intervenant dans la filière du renouvelable et inciter les entreprises y activant à être certifiées, afin d'ouvrir la voie à l'exportation de services dans le domaine.

- Etablissement d'un répertoire des intervenants, bureaux d'études et laboratoires existants.

- Pour le financement du développement de l'infrastructure qualité, il convient de recourir, dans le cas où leurs lignes de dépenses le permettent, aux divers fonds déjà existants, tels que le Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie et pour les Energies Renouvelables et de la Cogénération (FNMEERC).

2.7.8.2. Structures existantes recensées

L'inventaire dressé par le commissariat quant aux institutions pouvant être impliquées au niveau national en matière d'infrastructure qualité dans les domaines d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique, se présente comme suit :

1- Agence Algérienne d'Accréditation

L'Agence Algérienne d'Accréditation (ALGERAC) est reconnue par ses paires depuis 2017. Elle est membre associé de l'EA « European Cooperation for Accreditation » et signataire des accords de reconnaissances bilatérales. Elle est également signataire de l'accord de reconnaissance mutuelle avec « International Laboratory Accreditation Cooperation » (ILAC).

ALGERAC est en voie d'accréditer les laboratoires d'essai et d'analyse en relation avec les énergies renouvelables et l'efficacité suivants :

- Le laboratoire de l'école de la lumière –ERMA- ;
- Le Centre de Développement des Energies Renouvelables –CDER- ;
- Le Centre de Recherche en Technologie des Semi-conducteurs pour l'Energétique –CRTSE- ;
- L'Entreprise Nationale des Industries Electroniques-ENIE- ;
- Le Centre de Recherche Nucléaire de Birine –CRNB-;
- L'Entreprise Nationale des Appareils de Mesure et de Contrôle –AMC.

A ce jour, le seul laboratoire accrédité par ALGERAC est «Electronics Testing Center – ETC » sis à Corso, Boumerdes, Algérie. Les portées d'accréditation de ce dernier concernent les essais optoélectroniques des sources lumineuses (lampes, packages, modules LED) selon la méthode IESNA LM79.

L'accréditation d'organismes actifs en matière de certification des équipements et autres qualifications liés aux secteurs des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, devrait ainsi à l'avenir relever exclusivement d'ALGERAC au niveau national.

2- Institut Algérien de la Normalisation (IANOR)

L'Institut Algérien de la Normalisation (IANOR) est le seul organisme de certification de produits et de personnes en Algérie. Il a constitué des Comités Techniques Nationaux (CTN) de normalisation en relation avec les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Ainsi, les normalisations liées

au domaine de l'utilisation de l'énergie solaire, tels que les appareils de chauffage de l'air et de l'eau, la réfrigération, et la climatisation, relèveraient du CTN 60, quant au volet maîtrise de l'efficacité énergétique, il est rattaché au CTN 69.

3- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER)

Le CDER a mis en place un système de management de la qualité et possède trois laboratoires d'essais en cours d'accréditation conformément à ISO 17025:

- Laboratoire de test des modules solaires photovoltaïque (PVTL) ;
- Laboratoire d'Essais des Capteurs Solaires à Circulation et de Chauffe Eau;
- Laboratoire d'Etalonnage des Pyranomètres.

2.7.8.3. Qualification des installateurs et bureaux d'études

Les derniers cahiers des charges lancés dans le cadre du programme du MICLAT, lié aux applications des énergies renouvelables au niveau des collectivités locales (alimentation en électricité solaire des écoles, mosquées...), ont fait ressortir l'absence de critères réglementaires en matière de qualification des installateurs et bureaux d'études pouvant y postuler. Suite à cela, une réflexion a été lancée au niveau du Commissariat afin de remédier à ce problème, ne serait-ce qu'à titre transitoire et ce dans les meilleurs délais afin de permettre une élaboration rigoureuse des cahiers des charges en la matière.

PARTIE III

Contribution à l'Elaboration d'une
Stratégie Nationale de Transition
Energétique Adaptée à l'Algérie

Préambule

Il n'existe à priori pas une définition universelle de la transition énergétique. Plusieurs facteurs déterminants contribuent en effet à sa conceptualisation, tels que le niveau de développement des pays, les systèmes énergétiques en vigueur, les engagements internationaux dans le changement climatique, la vulnérabilité aux chocs externes... A titre d'exemple, l'IRENA (International Renewable Energy Agency) définit la transition énergétique comme : « la transformation du secteur énergétique mondial basé sur l'énergie fossile à un secteur énergétique à zéro carbone d'ici la seconde moitié de ce siècle. ». Pour l'Allemagne qui est un des pays où les avancées dans ce domaine sont remarquables, la transition énergétique ou « Energiewende » est définie comme « une stratégie énergétique et climatique à long terme qui repose sur le développement des énergies renouve-

lables et l'amélioration de l'efficacité énergétique». Quant au Conseil mondial de l'énergie, il la résume à des « changements structurels fondamentaux dans le secteur de l'énergie ».

Ces définitions illustrent donc certaines nuances dans la perception de la transition énergétique selon le contexte, mais convergent pratiquement toutes vers une restructuration en profondeur du secteur avec comme corollaire une intégration massive des ressources renouvelables à long terme. Il reste cependant à tenir compte du modèle énergétique prédominant actuellement afin d'éviter toute précipitation en la matière, dont les conséquences peuvent être très coûteuses sur le plan économique sans parler des gaspillages induits en termes de temps et de moyens.

3.1. Situation énergétique actuelle

Partant du dernier Bilan Energétique National de l'Algérie (2018, édition 2019), publié par le Ministère de l'Energie [58], un résumé des données globales pouvant aider à mettre en évidence toute les opportunités susceptibles d'éclairer la voie d'une mutation énergétique bénéfique, est établi (Tableau 14). Le premier constat est que les hydrocarbures restent de très loin la principale composante des ressources énergétiques primaires de l'Algérie, alors que celles renouvelables (hydraulique, solaire, biomasse..) constituent à peine 0.1 % (Tableau 14). Plus encore, il a été annoncé en 2014 que les centrales hydroélectriques qui fournissaient l'électricité primaire allaient à priori être mises à l'arrêt et les retenues d'eau correspondantes, gérées jusqu'ici par Sonelgaz, vont être transférées à l'Agence Nationale des Barrages (ANB).

Quant à l'usage des ressources disponibles (165 MTep), 61 % des capacités sont destinées à l'exportation, le reste étant alloué à la consommation interne, soit 65,7 MTep (Tableau 15).

A ce niveau, on peut déjà proposer un premier objectif à concrétiser en matière de transition énergétique et qui consisterait à échelonner selon un calendrier réaliste la conversion en produits raffinés d'une partie des ressources primaires destinées à l'exportation à l'état brut. Ce point de vue est en effet d'actualité, vu la grande incertitude qui règne dans le marché international de l'énergie. Dans cette optique, il est évident qu'un développement local d'une industrie pétrochimique performante, dont les produits finis sont concurrentiels et ont des débouchés réels sur le marché international, serait la meilleure alternative. Cette reconversion permet, en plus de l'assurance de revenus plus stables pour le pays, un développement notable de l'activité économique locale, créatrice d'emploi.

Tableau 14. Production d'énergie primaire en Algérie (2017-2018).

Produit	Unités	2017	2018
Gaz et Pétrole (ressources fossiles)	KTep	165 701	16 5 031
Electricité primaire (Hydraulique+ Solaire)	KTep	150	188
	GWh	635	783
Combustibles solides : Bois...	Ktep	10	22
	GWh	53	113
Total	KTep	165 861	165 241

Tableau 15. Synthèse des flux énergétiques (MTep), année 2018.

Energie disponible		Exportation	Approvisionnement interne
Production	165	100,8	65,7
Importation	1,5		
Total	165,5		

3.1.1. Consommation interne et transition énergétique

L'exportation des ressources énergétiques étant sujette aux aléas du marché international, toute transition en la matière n'a de sens stratégique pour un pays que lorsqu'elle est essentiellement élaborée pour répondre en premier lieu aux besoins locaux sur la base de prévisions fiables à moyen et surtout à long terme. Dans cette optique, le dernier bilan de la consommation intérieure (Tableau 16) peut servir de plateforme d'analyse crédible.

Concernant la consommation finale par secteur, il apparaît que ce sont les ménages qui s'approprient la première place avec 22,4 Mtep (46%), suivis essentiellement par les transports (32 %) et l'industrie & BTP (22 %). Ceci permet donc d'ordonner les priorités quant aux premières orientations à suivre en matière de transition énergétique. Il y a en effet lieu d'aller droit au but comme par exemple focaliser l'intérêt en premier lieu sur les plus gros usagers tels que les ménages et les transports afin d'identi-

fier au mieux des actions adaptées qui s'adressent à la source même du problème et donc susceptibles d'être efficaces. A cet égard, une deuxième étape d'affinement est établie à partir des produits énergétiques à large consommation afin de scruter l'ensemble des solutions de substitution profitables selon des objectifs précis en termes économiques, impact sur l'environnement et assurance de la disponibilité à tout moment. Dans ce cas, les produits énergétiques gazeux viennent en premier avec 18,6 Mtep (39%), suivis de ceux liquides (32 %) et finalement l'électricité (29 %). Un troisième et dernier argument pouvant aider à restreindre le champ des actions à celles réalistes et à forte incidence sur la transition énergétique souhaitée, serait celui de laisser de côté, au moins dans un premier temps, les secteurs d'activité où la consommation énergétique paraît peu compressible pour diverses raisons. Ceci est justement le cas dans l'industrie énergétique qui présente une consommation propre (process, fonctionnement, pertes...) totalisant 11,8 Mtep à laquelle s'ajoute celle dédiée aux usages non énergétiques (5 Mtep) (Tableau 16).

Tableau 16. Consommation énergétique nationale (Mtep), année 2018.

Consommation finale par secteur	Industries et BTP	10,5	48,2
	Transport	15,3	
	Ménages & autres	22,4	
Consommation finale par produit	Produits gazeux	18,6	//
	Produits liquides	15,5	
	Electricité	13,9	
	Produits solides	0,1	
Autres consommations	Industries énergétiques	11,8	16,8
	Usage non énergétique	5,0	
Total : Consommation énergétique nationale			65

3.1.2. Transition énergétique et perspectives de développement économique

Etant conscients qu'à terme, toute transition énergétique d'envergure vise plus l'Algérie de demain, elle pourrait néanmoins servir également comme catalyseur pour une véritable amorce de développement ascendant et soutenu de la nation dès aujourd'hui. Il suffit pour cela de ne pas rater encore une fois le virage, en identifiant de manière sereine et rigoureuse tous les critères qui peuvent mener avec succès à l'objectif tracé, sans pour autant verser dans l'improvisation et la précipitation qui ont prévalu jusqu'ici. Un tel engagement devrait être l'ultime devoir de la génération actuelle afin d'apporter sa pierre à l'édifice et contribuer ainsi à éclairer le long chemin du progrès, visant à frayer une place de choix dans le monde de demain et à la hauteur des ambitions légitimement exprimées eu égard aux potentialités du pays.

A ce propos, il est indéniable que l'Algérie, qui recèle un gisement de ressources renouvelables, notamment solaire, parmi les plus importants au monde, dispose également d'une étendue territoriale qui lui permet de tirer pleinement profit d'une politique énergétique tournée vers l'avenir. Toutefois, ces prédispositions sont loin de suffire par elles-mêmes si on ne rompt pas avec le cycle infernal de dépendance chronique de l'extérieur en termes de maîtrise réelle du savoir universel et ses applications sur le terrain, les concepts techniques novateurs qui en découlent et enfin les progrès technologiques qui les accompagnent. Or et pour une fois, on est dans une situation où le décalage en la matière reste plus ou moins facile à combler dans la mesure où le domaine des énergies renouvelables est assez récent (fin 20^e) et les premiers véritables challenges techniques vis-à-vis de son déploiement à grande échelle n'ont été largement étudiés et solutionnés qu'au début du siècle présent. Paradoxalement et alors que l'Algérie avait émis certains signes prometteurs pour accompagner les premiers pas de ces progrès dans le monde (création de centres de recherche spécialisés tel que le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) en 1988, apparition de textes réglementaires favorables tel que la loi n° 02-01 du 5 Février 2002, lancement officiel d'un programme national d'énergies renou-

velables et d'efficacité énergétique dès 2011..., les résultats sur le terrain sont restés insignifiants à ce jour. Les raisons d'un tel échec étant assez faciles à identifier du fait même de leur subjectivité (résistance au changement face à de nouvelles techniques et compétences, manque de suivi et d'évaluation,...), il est plus que jamais impératif de mettre en place les mécanismes appropriés afin de les contrer.

3.2. Energies Renouvelables et transition énergétique

Deux tendances majeures sont observées depuis l'avènement des ressources renouvelables dans le secteur de l'énergie :

1- La part de l'électricité qui compte actuellement pour environ 20 % de la consommation finale d'énergie dans le monde, représente cependant le plus grand taux de progression et beaucoup de prévisions tablent sur un taux autour de 50 % à l'horizon 2050 (Figure 32). En effet, vu les modèles de consommation actuels et leurs tendances, le monde est à l'évidence en train de s'électrifier de plus en plus.

2- L'électricité représente également le vecteur majeur de consommation finale de l'ensemble des ressources énergétiques renouvelables. En effet, mis à part les applications assez localisées du solaire thermique (chauffe-eau solaire...), plus ou moins répandues, la conversion des principales ressources renouvelables (hydraulique, éolien et solaire) en électricité, reste le seul moyen économiquement viable permettant de mutualiser les productions décentralisées caractéristiques de ces dernières et surtout d'en assurer également le transport et la distribution à grande échelle. Elle constitue également une énergie finale souple et bien adaptée à pratiquement toutes les applications usuelles, sans parler de sa disponibilité facile et continue à tous les niveaux.

Les deux constats précédents expliquent à eux seuls le fait que c'est autour du réseau électrique que s'articulent toutes les stratégies en cours d'élaboration à travers le monde [28,29], visant une transition énergétique basée sur des modes durables et économiquement performants, en termes de production et consommation.

3.2.1. Cas de l'Algérie et leçons en vue de la transition énergétique

Partant de la situation économique de l'Algérie, qui repose actuellement sur une ressource non renouvelable et fortement sujette aux fluctuations qu'impose le monde extérieur, toute réflexion visant le contournement d'une telle situation qui n'a que trop duré, conduit inéluctablement à une refonte totale des politiques énergétiques menées jusqu'ici. Cette approche qui paraît assez radicale à première vue, se trouve paradoxalement appuyée justement par le fait que dans beaucoup de secteurs d'activités dans le pays, tout ou presque reste à refaire. Alors autant convertir les effets des échecs du passé en arguments favorables à l'entame de réformes profondes mais salutaires à l'avenir, au lieu de chercher à rapiécer certains modèles obsolètes dont le démantèlement reste peu coûteux alors que leur relance est vouée à être sans lendemain sur le plan économique. Dans cette optique, il faut dire que mis à part le volet exportation, les besoins en termes de productions énergétiques destinées à la consommation

intérieure, peuvent justement être avantageusement et progressivement remodelés en profondeur dans le pays, pourvu que les fondements d'un tel tournant soient mis en place dès que possible. C'est à ce égard que le Commissariat va s'atteler, à travers l'analyse synthétique qui va suivre, à identifier certains points faibles du système énergétique en place actuellement pour satisfaire la demande intérieure, avant d'explorer les solutions potentielles, dont certaines peuvent même être mises en place à court terme.

3.2.2. Consommation électrique et problème du pic de consommation

Il est bien admis aujourd'hui que les capacités de production d'électricité en Algérie, soit 20 963 MW en 2019 [59], sont plus destinées à satisfaire la Pointe Maximale Appelée (PMA) de la demande qui a atteint 15 656 MW [60] le 7 Aout 2019 à 14h30 (Figure 36), que répondre à une charge moyenne autour de 9000 MW sur une grande partie de l'année (Figure 37).

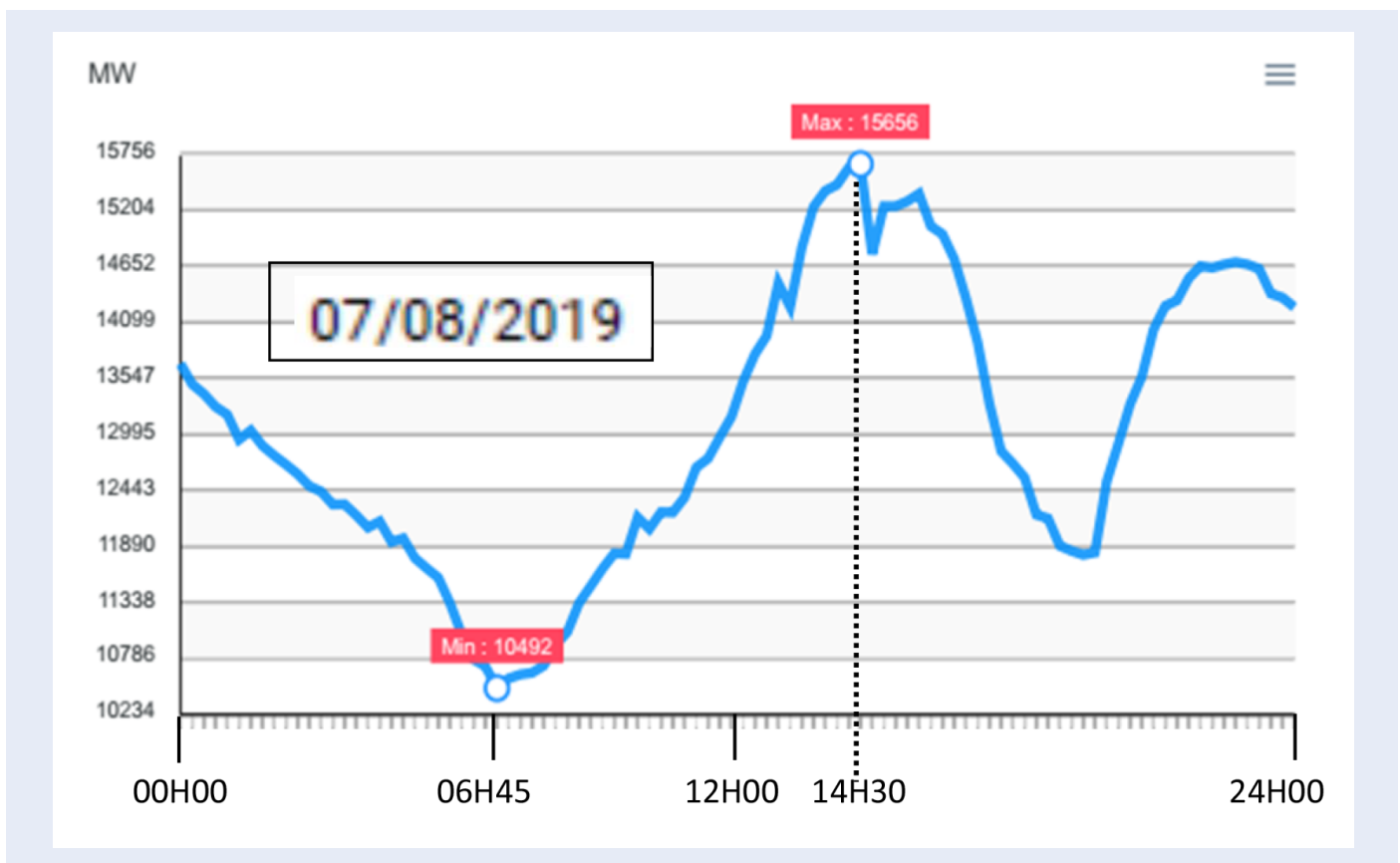


Figure 36. Courbe de charge illustrant le pic de consommation enregistré le 7 Aout 2019 à 14H30 sur le Réseau Interconnecté Nord (RIN).

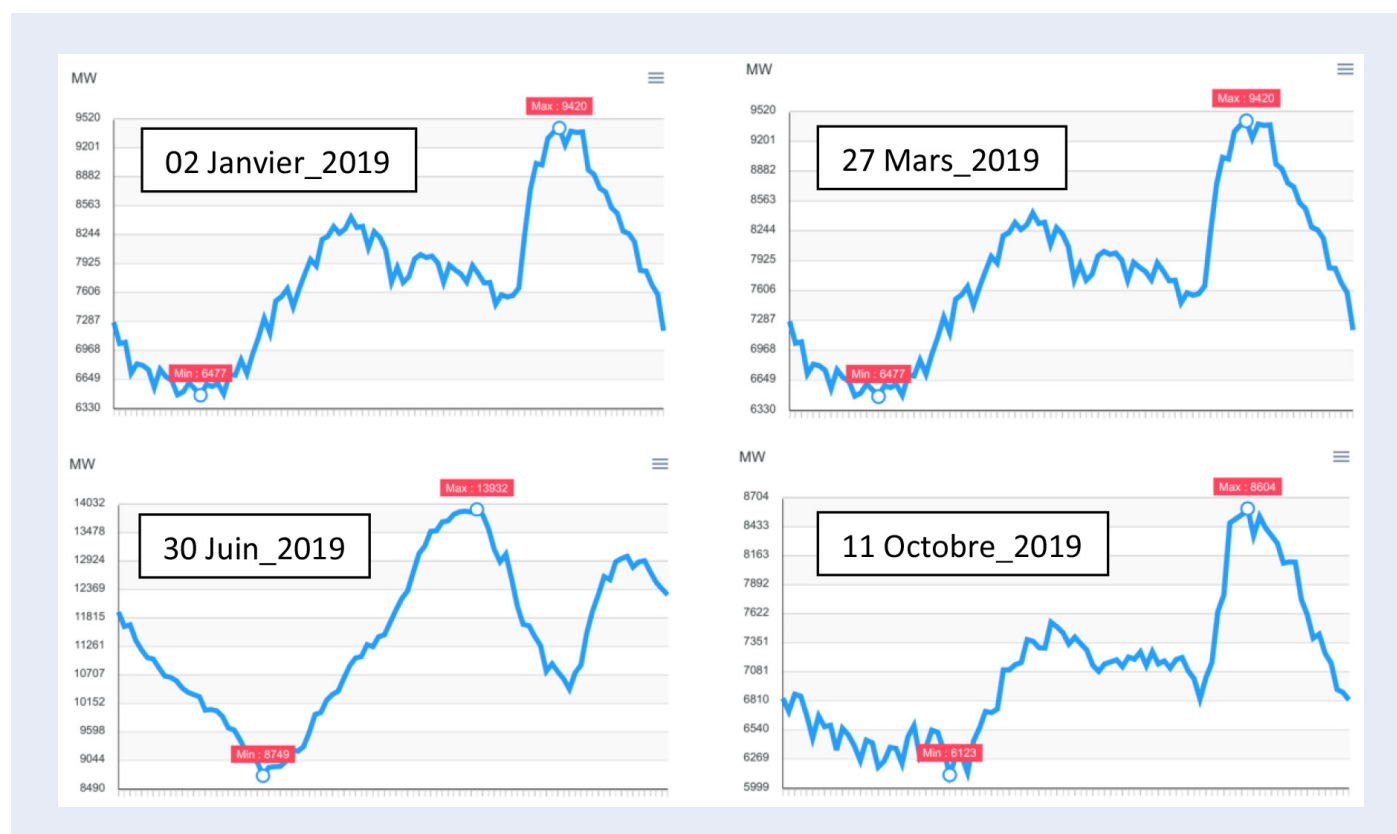


Figure 37. Courbes de charges de journées représentatives des diverses saisons sur le Réseau Interconnecté Nord (RIN).

Il est à noter que les plus récentes données relatives à 2020, reflètent plus une situation exceptionnelle liée aux effets de la pandémie du Covid-19, où une baisse moyenne de la consommation électrique d'environ 10 % a été signalée [61], alors que la PMA typique de l'été (14714 MW le 28/7/2020 à 14 h30) a diminué de 6 % par rapport à celle de 2019 (15656 MW le 7 Aout 2019 à 14h30).

Sachant que cet écart est en train de se creuser d'avantage et la situation semble suivre inexorablement l'évolution de la demande pour les besoins de climatisation, corrélés avec les grandes chaleurs, il devient assez urgent de rompre une telle fuite en avant. En effet, celle-ci se traduit non seulement par la mobilisation de gros investissements en termes de moyens supplémentaires de production d'électricité alors qu'ils sont destinés à être démesurément sous utilisés dix à onze mois de l'année, mais induit également une forte pression sur aussi bien les réseaux de transport que celui de distribution en période de pointe. Comme alternative à cela, deux solutions pouvant atténuer ponctuellement et de manière significative les effets du problème en question, sont préconisées :

3.2.2. I. Approche par la production à base de ressources renouvelables

Selon les données de l'Opérateur Système (OS) en charge de la gestion du réseau de transport, qui font apparaître en général deux pics de consommation (matin et soir) durant la journée, celui critique répondant aux besoins de climatisation a plutôt lieu en début d'après-midi (entre 13h00 et 15h00). Ce dernier serait donc en phase avec l'apogée du rayonnement solaire et peut de ce fait être significativement atténué moyennant un déploiement bien étudié d'une capacité de production d'électricité de proximité à base de solaire photovoltaïque. Ainsi, tout en répondant à la demande du consommateur, les deux contraintes auxquelles est confronté le gestionnaire du réseau en termes de pic de production à assurer et la surcharge induite quant à son transit, peuvent toutes deux être simultanément atténuées. Plus encore, l'alternative ainsi proposée peut également avoir des retombées favorables quant à la qualité locale de l'énergie électrique servie, notamment en termes de maintien du niveau de la ten-

sion autour d'une valeur standard qui reste un des engagements les plus réglementés du gestionnaire du réseau vis-à-vis de ses clients. En Algérie, ceci est en effet régi par le décret exécutif n° 10-138 paru le 13 Mai 2010, fixant à titre d'exemple des tolérances maximales pour la variation de la basse tension à $\pm 5\%$ et $\pm 10\%$, respectivement pour les zones urbaines et rurales et ce autour d'une tension nominale fixée à 230V entre phase et neutre et 400 V entre phases. Ce critère reste en fait difficile à satisfaire du fait des chutes de tension notables qui peuvent être enregistrées au niveau des clients les plus éloignés du poste de départ en cas de forte demande et ce notamment dans les zones rurales et périurbaines, vu la structure exclusivement radiale des lignes de distribution. Or, il est bien établi qu'afin d'injecter la pleine puissance générée, les installations photovoltaïques raccordées au réseau provoquent justement une élévation de la tension, dont le contrôle fait partie des nombreux services auxiliaires pouvant être assurés localement par l'onduleur qui sert d'interface entre la ressource renouvelable et le réseau.

3.2.2.2. Approche par la maîtrise de la consommation pendant le pic

Contrairement à l'approche production présentée en premier comme réponse à la problématique liée à la pointe, une deuxième alternative basée sur une maîtrise de la demande elle-même peut également être envisagée. Ainsi et sans aller à la situation extrême de procéder à des coupures forcées (délestage), une réduction provisoire de la consommation durant les heures de pointes, peut être préalablement négociée à travers des contrats d'approvisionnement comportant des clauses d'encouragement telles que des coûts différenciés selon les périodes de consommation. Ces derniers peuvent s'adresser à tout profil de client (industriels, collectivités, particuliers...), dont les besoins en énergie électrique peuvent supporter sans préjudice notable une rupture momentanée, totale ou partielle, de l'alimentation électrique à partir du réseau. L'effacement ainsi négocié d'une partie plus ou moins importante de la demande durant le pic et ce dans l'intérêt de toutes les parties, peut constituer un substitut économique appréciable à l'installation de nouveaux moyens de production, destinés de toutes les manières à être sous utilisés en dehors de courtes périodes de l'an-

née. Un tel dispositif, mieux adapté jusqu'ici au milieu industriel, tend à se généraliser également aux particuliers moyennant la pratique d'un effacement dit 'diffus' grâce à un boîtier permettant de couper momentanément la consommation de certains appareils énergivores lors des pointes de consommation. La gestion d'une telle approche a en fait donné naissance à un nouveau marché prometteur avec des besoins bien réels, où il est fait appel à des opérateurs appelés agrégateurs rémunérés à travers la valorisation de capacités d'effacements sur des marchés dédiés, en revendant l'énergie ainsi économisée. Cette activité économique, déjà assez répandue dans certains pays précurseurs, où des volumes d'échanges atteignant plusieurs milliards de dollars sont assez courants, tend à se généraliser en intégrant des politiques de transition énergétique appropriées. Dans cette optique, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en France a à titre d'exemple publié une étude intéressante à propos des avantages de l'effacement ainsi que sa valorisation sur les marchés de l'énergie et ce, afin d'appuyer une proposition de loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre [62]. En effet, ladite loi prévoit le versement d'une prime afin de rémunérer les effacements visant la maîtrise de la demande et voir ainsi l'arrivée de nouveaux agrégateurs sur le marché afin d'assurer une certaine démocratisation du procédé d'effacement de la demande.

3.2.3. Production distribuée d'électricité solaire et auto-consommation

La première approche impliquant un déploiement d'installations solaires photovoltaïques spécifiques, comme solution viable face à la perpétuelle problématique du pic de consommation électrique en Algérie et son coût économique, constitue en fait une bonne introduction à une stratégie encore plus large. Cette dernière englobe en fait tous les mécanismes de génération distribuée d'électricité d'origine renouvelable, essentiellement grâce à des installations solaires photovoltaïques connectées au réseau de distribution et assurant des productions de petites ou moyennes capacités. Celles-ci étant respectivement compatibles avec les niveaux de consommation dans le résidentiel (<10 Kwc) et le tertiaire (<100 Kwc), respectivement desservi par

le réseau de distribution Basse Tension (BT) ou de Moyenne tension (HTA) selon les spécificités réglementaires en vigueur dans chaque pays [63]. Il faut noter que pour le moment, aucune réglementation n'autorise ce profil d'installations en Algérie. En effet, le gestionnaire du réseau électrique national a jusqu'ici privilégié les installations de grosses capacités prédestinées à être connectées au réseau Haute tension (HT) de transport. Or, ceci va à l'encontre de toutes les tendances qu'impose la réalité des transformations structurelles profondes qui s'opèrent aujourd'hui dans le secteur des énergies renouvelables. En effet, plus de 70% des capacités de production d'électricité solaire photovoltaïque cumulées à ce jour dans le monde (586 GW), sont injectés sur les réseaux de distribution. Ceci, relève en fait du bon sens même car c'est le réseau de distribution qui couvre le mieux l'ensemble du territoire national (338 380 Km de lignes de distribution selon les chiffres clefs de Sonelgaz en 2019 [59], alors que la longueur totale des lignes de transport n'atteint que 29 644 Km, soit 11 fois moins). Il permet ainsi de saisir toutes les opportunités qui peuvent s'offrir quant au développement d'activités économiques autour des productions décentralisées d'électricité solaire, créatrices de richesse et d'emplois à l'échelle locale.

La sagesse dans ce cas, nous ramène ainsi inexorablement vers les modèles de développement du solaire photovoltaïque, initialement adoptés par pratiquement tous les pays du monde (programmes de toits solaires) selon un pragmatisme avéré, qui a en plus donné des résultats probants. Dans cette optique, un programme national de transition énergétique basé sur l'encouragement de l'option d'autoconsommation, moins complexe à déployer et moins capitalistique, reste l'approche la plus intéressante pour commencer. Des « toits solaires » dans les secteurs résidentiel ($P_c < 10$ KWc) et tertiaire (Puissances de 10 à 50 KWc et plus), offrent en effet un environnement propice à une dynamique économique typique des PME/PMI, qui impliquerait une large adhésion des citoyens, avant de passer à un autre stade.

En tout état de cause, c'est selon un tel profil d'installations que la plupart des pays ont initié leurs programmes de développement des énergies renouvelables (Programme de 1000 Toits Solaires en Allemagne dès le début des années 1990, Califor-

nian « Million Solar Roof Plan », lancé en 2006 [64] pour des petites (3 à 10 KWc) et moyennes installations (< 100 KWc...)). Une telle solution est en fait peu coûteuse et moins risquée à mettre en oeuvre de manière massive (pas de stockage) grâce notamment à des installations de petites tailles, dont l'investissement initial peut être assuré en partie par les propriétaires eux-mêmes, moyennant des montages financiers simples et soutenus par une législation favorable.

Quant à l'appréhension liée à la difficulté de gérer une production d'électricité aussi déconcentrée, elle a été fortement atténuée avec l'expérience acquise dans le domaine et surtout avec l'apparition de solutions adaptées au niveau du principal équipement de connexion au réseau qu'est l'onduleur, où sont implantées l'ensemble des règles techniques (Grid code) que le gestionnaire du réseau impose.

En conclusion, profitant de l'expérience des autres ainsi que la maturation à grande échelle de telles solutions, devenues économiquement viables depuis assez longtemps, il est fortement recommandé de les adopter localement. Il suffit pour cela d'élaborer les cadres législatif et réglementaire régissant ces créneaux d'activité avant de laisser la libre initiative aux divers acteurs dont l'intérêt et l'engouement est déjà palpable. Sur le plan socio-économique, l'alternative du solaire photovoltaïque résidentiel connecté au réseau, permet aussi des retombées avantageuses liées à la création de petites entreprises et d'emplois durables, sans parler d'une contribution avérée à l'instauration d'une culture énergétique citoyenne. Appliquée à la situation actuelle de l'Algérie, l'alternative proposée de l'autoconsommation permet également une introduction sans heurts des prix réels de l'électricité, en remplaçant les subventions généralisées de l'énergie électrique, par celles plus ciblées de petites installations d'autoconsommation pour les catégories les plus défavorisées.

3.2.3.1. Raccordement des installations PV au réseau de distribution

Les projets d'installations de production d'électricité solaire connectées au réseau (avec ou sans batteries de stockage), ne disposent pas actuellement

des assises juridiques et réglementaires indispensables à leur raccordement au réseau basse tension (BT) national. Cette option (PV résidentiel) n'est pas encore à l'ordre du jour en Algérie et devrait, dans tous les cas, être assujettie à des autorisations spécifiques délivrées par les seules institutions publiques habilitées. Dans ce cas, il s'agit de la société de distribution de Sonelgaz (Société Algérienne de Distribution d'Electricité et du Gaz (SADEG)) pour ce qui est de l'autorisation de raccordement (ou au moins une convention spéciale en cas d'une autoconsommation totale sans injection) et ce en fonction du lieu d'implantation du projet. Quant à l'autorisation d'exploitation nécessaire, elle relève des compétences de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), affiliée au Ministère de l'Energie (MdE). Dans les faits et jusqu'à maintenant, les seules autorisations de raccordement au réseau BT délivrées par les sociétés de distribution de Sonelgaz à l'ensemble des clients, le sont dans un but exclusif de consommation et ne permettent en aucun cas d'octroyer également le statut de producteur, qui a besoin d'un cadre réglementaire beaucoup plus élaboré. Ce dernier, permettrait de fait une réadaptation du réseau de distribution, en vue d'une prise en charge appropriée des nouvelles contraintes liées aux flux bidirectionnels d'énergie, sans pour autant altérer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs, ni la qualité de l'énergie électrique qui leur est servie.

Quoique le maintien d'une telle situation à ce jour en Algérie, reste discutable selon plusieurs points de vue, elle l'est encore beaucoup plus pour ceux qui sont justement en charge du développement des énergies renouvelables dans le pays. En effet sachant que le réseau électrique de distribution reste le meilleur support pour mutualiser à grande échelle les productions décentralisées d'électricité à base de ressources renouvelables (près de 70 % des capacités installées à travers le monde aujourd'hui, sont connectée au réseau de distribution), il devient urgent de procéder à la mise en oeuvre de cette tendance dans le pays sur de bonnes bases. D'autant plus que laisser cela au gré d'actions hasardeuses peut être préjudiciable même à échelle réduite, notamment en termes de qualité de l'énergie desservie localement, si justement certaines règles techniques de base, ne sont pas appliquées. Ces dernières, regroupées par ailleurs sous l'appellation

de « grid code », sont en grande partie spécifiquement élaborées pour le réseau concerné et mises en oeuvre à travers l'obligation de recours à des équipements soumis à des certifications très strictes.

En dehors des remarques précédentes, il y a lieu de relever également que le bon sens même dicte l'existence d'un accord préalable entre le propriétaire de l'installation en tant que producteur d'électricité et son partenaire unique dans ce cas qu'est le gestionnaire du réseau. Or, cette possibilité tarde aussi à être admise au niveau national, notamment dans le cas du réseau BT (PV résidentiel), du fait qu'aucune orientation claire n'ait été donnée dans ce sens, ne serait-ce que pour entamer la préparation des projets de textes régissant ce volet. Ceci s'applique également sur le plan pratique, du fait que l'action liée au choix préalable des compteurs d'énergie appropriés (bidirectionnels dans le cas d'autoconsommation) avec injection partielle (revente du surplus) avant de les homologuer et les utiliser pour la mise en oeuvre de cette option, reste encore ignorée.

Sur un autre plan, le réseau de distribution de moyenne tension MTA (30 KV en Algérie), peut également s'ouvrir à des producteurs indépendants d'électricité où IPP (Independent Power Producer) qui peuvent investir dans des centrales solaires photovoltaïques de tailles moyennes (5 à 10 MW). Ces dernières peuvent en effet être déployées à divers endroits, notamment ceux proches des villes et autres gros consommateurs comme les zones industrielles, minimisant ainsi les distances de transit de l'énergie dont les effets positifs les plus notables, résident dans la limitation des pertes ainsi que les risques de congestion du réseau. Pour cela, il va falloir préparer, avec les opérateurs concernés (MdE, CREG, Opérateur Système....), une plateforme réglementaire permettant au gestionnaire du réseau de distribution de pouvoir diversifier son approvisionnement en énergie électrique qui était jusqu'ici assuré par le réseau de transport à partir de moyens de productions centralisés. Il peut ainsi mettre en compétition ces derniers, avec ceux à base de ressources renouvelables des IPP, hébergés sur son réseau suite à un contrat d'achat d'électricité ou PPA (Power Purchase Agreement).

3.2.3.2. Concessions indépendantes du réseau de distribution

Selon tous les éléments d'analyse mis en avant précédemment, il en ressort que les systèmes électriques sont aujourd'hui mis à rude épreuve suite à l'arrivée de nouveaux modes de production à base de ressources renouvelables, mais aussi de nouveaux usagers qui sont entrain de modifier profondément les profils habituels de consommation (stockage, véhicule électrique...). Dans ce cas, le maintien à terme d'une gestion centralisée devient périlleux sur tous les plans, alors que tout plaide pour de nouvelles approches ouvertes aux techniques modernes, seules aptes à prendre en charge les futures configurations qui se dessinent (réseaux intelligents, micro-réseaux...). En attendant, l'introduction d'une dose de concurrence au niveau de la distribution de l'électricité en Algérie, moyennant un encadrement juridique approprié, pourrait justement enclencher la dynamique souhaitée dans ce sens, tout en contribuant à la levée de certains blocages qui ont prévalu jusqu'ici. Or, il se trouve que ce souhait a déjà été clairement exprimé à travers le décret exécutif n°08-114 du 9 avril 2008, ouvrant la voie à la mise en place de concessions indépendantes de distribution de l'électricité et du gaz, qui n'a malheureusement jamais été mis en application. C'est même plutôt le contraire qui a été opéré lors de la dernière restructuration de Sonelgaz, suite à la création d'un opérateur de distribution unique (SADEG) en regroupement les seules filiales qui existaient auparavant (SDA, SDC, SDE et SDO Sociétés de Distribution de respectivement Alger, Centre, Est et Ouest). Ces dernières qui constituaient des entités économiques bien définies auraient en effet pu faciliter la transition vers au moins des concessions publiques de distribution concurrentes entre elles, comme c'est le cas dans certains pays. Ainsi, l'octroi à ces dernières du simple statut d'Entreprise Publique à caractère Industriel et Commercial (EPIC), complètement indépendantes de Sonelgaz, aurait mieux servi la cause des énergies renouvelables du fait que celles-ci, auraient pu être mises en concurrence directe avec l'électricité classique achetée sur le réseau de transport puis commercialisée par ces entreprises. Cette approche a bien été validée dans le cas de la restructuration d'EDF en France, où ENEDIS (entreprise pu-

blique de distribution d'électricité), a développé ses propres moyens de production d'électricité à base de ressources renouvelables (éolien plus solaire) et fait concurrence sur ce plan à RTE (Réseau public de Transport d'Electricité), en hébergeant actuellement une capacité supérieure.

3.2.4. Réseau de transport et grandes centrales solaires photovoltaïques

Opter pour des grandes centrales, afin de faire jouer le facteur d'échelle en termes de coûts de production, reste mitigé du fait que divers surcoûts d'une autre nature peuvent surgir selon le cas, tels que ceux relatifs à l'adaptation du réseau de transport. Pour le moment et faute d'informations précises émanant de Sonelgaz sur les frais de transport et de distribution inclus dans le prix réel de l'électricité livrée aux consommateurs finaux, il est légitime de rester en retrait par rapport à l'option en question. En effet, sachant qu'en Algérie l'électricité reste fortement subventionnée par l'état, il est légitime de savoir à combien s'élève le prix du KWh électrique dans la facture présentée au trésor public, avant de statuer objectivement sur l'opportunité économique pour le pays quant à l'adoption des centrales solaires de grandes capacités. Vu les coûts d'investissement et de fonctionnement indiqués précédemment (voir section 1.4) quant aux installations photovoltaïques de puissances compatibles avec les toits solaires dans le résidentiel (<10 KWc), il n'est pas exclu de voir que ces dernières offrent à travers l'autoconsommation de meilleures alternatives sur le plan économique global. Il reste toutefois à dire que quoiqu'il en soit, le réseau de transport continuera à être un élément important pour l'ensemble du système électrique national et mérite donc d'être soutenu quant à son développement, pourvu que cela se traduise par des services pleinement compétitifs en vue d'une transition énergétique économiquement profitable pour le pays.

3.2.4.1. Libéralisation effective de la production d'électricité

La libéralisation de la production d'électricité a été au centre de toutes les politiques de transition éner-

gétiques entamées dans plusieurs pays dès la fin du siècle passé et ce en prévision, entre autres, de promouvoir les ressources renouvelables dans le cadre d'une activité économique durable. Dans ce contexte, l'Algérie n'a à priori pas attendu longtemps afin de s'aligner avec cette tendance, en décrétant la Loi n° 02-01 du 5 février 2002, instituant l'ouverture effective du marché de la production d'électricité à la concurrence. Malheureusement, les directives les plus significatives en la matière, comme la mise en place d'un opérateur marché, pourtant prévue avec insistance par cette même loi, ont été mise en veilleuse à ce jour. Il suffit donc juste de mettre en application les textes existants afin de se conformer aux mécanismes économiques universels.

3.2.4.2. Déploiement de moyens de stockage de l'énergie électrique

Afin d'aider efficacement à l'intégration au réseau des productions intermittentes d'électricité à base de ressources renouvelables, notamment le solaire photovoltaïque et l'éolien, il est recommandé d'introduire au niveau national, ne serait-ce qu'à titre d'installations pilotes, certaines techniques éprouvées en matière de stockage. Prévoir et planifier la réalisation d'installations de stockage avec des capacités appropriées est dans tous les cas fortement souhaité, afin d'aider à optimiser le rendement des productions issues des énergies renouvelables. Dans cette optique, il pourrait être fait appel à la solution la plus répandue qu'est le pompage – turbinage entre deux plans d'eau dont un seul ou les deux peuvent être aménagés de manière artificielle. De telles Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), ou centrales hydroélectriques mixtes, restent en effet pour le moment, le moyen le plus efficace de stockage à grande échelle de l'électricité, comme indiqué dans la première partie (voir sections 1.2.1 et 1.3.1).

Pour ce qui est de l'Algérie, la filière hydroélectrique reste très marginale et comprend, selon les données de la Société de Production d'Électricité (SPE), filiale de Sonelgaz, quatre (04) petites centrales [65], situées respectivement dans les wilayas de Bejaia (2) et Jijel (2) et dont la puissance installée globale est de l'ordre de 200 MW. Il a cependant été annoncé en 2014 que la production de ces dernières allait être arrêtée à terme afin d'utiliser l'eau des barrages correspondants uniquement pour les besoins en eau potable ou l'irrigation. A ce propos, il aurait été souhaitable que Sonelgaz ait pensé à convertir l'une de ces dernières en une Station expérimentale de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), afin de valider localement les avantages dûment établis de ce type d'installations. En effet, comme signalé plus haut, ces dernières permettent, entre autres, de faciliter la prise en charge de la gestion globale du réseau tout en induisant des conditions favorables à l'intégration des ressources renouvelables. Dans ce contexte, il faut dire en effet qu'aucune installation de ce type n'existe ni prévue en Algérie, alors que presque partout ailleurs elles se développent en prévision d'une intégration massive d'électricité renouvelable au réseau. Plus encore, aucune étude prospective n'a été menée pour recenser les sites réunissant les conditions favorables à la réalisation de STEPs fonctionnant avec l'eau de mer (stockage et réutilisation perpétuelle de l'eau de mer) comme cela a été initié ailleurs (Figure 38) et ce à défaut d'utilisation des ressources hydriques disponibles. Un tel décalage par rapport aux solutions qui se préparent dans le monde (Tableau 3), contraste pourtant avec ce qui se passe même à côté en Afrique où les capacités de STEPs installées dépassent déjà 4 GW et sont partagées pour l'essentiel entre l'Afrique du Sud (2 832 MW), la Tunisie (400 MW), l'Angola (334 MW) et le Maroc (465 MW) [9,12]. Ce dernier ayant même lancé la réalisation en 2017 d'une nouvelle installation de puissance 350 MW pour un montant de 284 M€, dont la mise en service est programmée durant l'année 2022 [66], alors que deux autres projets totalisant 600 MW sont en préparation.



Figure 38. Exemple de STEPs utilisant l'eau de mer.

Enfin, il est à noter que les installations de stockage de l'énergie électrique (selon les divers technologies telles que batteries, STEPs, ...) connectées au réseau, sont inéluctablement appelées à intégrer le marché des services auxiliaires, pouvant contribuer à l'amélioration de la fiabilité du réseau. En effet, des réglementations permettant de tirer un revenu de ces services, au même titre que les installations de production, sont en cours d'élaboration dans certains pays précurseurs dans le domaine et peuvent être planifiées localement à titre de diversification des activités liées aux énergies renouvelable.

3.2.5. Modernisation de la gestion du réseau électrique national

D'après tous les éléments d'analyse précédents, il apparaît que le réseau électrique national est appelé à entreprendre une restructuration très profonde en vue de s'adapter aux grandes mutations qui se préparent dans le monde de l'énergie.

Cependant, beaucoup d'indices montrent que jusqu'à nouvel ordre et notamment concernant le dossier des énergies renouvelables, il a à priori été maintenu en retrait par rapport à la dynamique qui se dessine partout ailleurs dans le monde et ce durant au moins les dix dernières années. En effet, la mise en oeuvre d'une approche aussi simple que celle d'initier dès aujourd'hui, ne serait-ce qu'un petit pro-

gramme de démonstration destiné à valider localement les concepts d'autoconsommation (voir section 3.2.3) ou de stockage (voir section 3.2.4.2) introduits précédemment, n'est pas permise dans l'état actuel des choses. La centralisation excessive de la gestion du réseau électrique national a de fait plombé toute ouverture vers son environnement extérieur, notamment dans les domaines clés liés à son activité (production, transport, distribution...) qui nécessitent un enrichissement perpétuel des connaissances. Comme toutes les entreprises d'envergure semblables dans le monde, notamment publiques, Sonelgaz est en effet sensée également être, au-delà de son rôle central, une locomotive quant à la dissémination d'un savoir technique, technologique et organique de pointe, utile non seulement à son propre développement mais aussi à tout le pays. L'avènement des énergies renouvelables, dont les concepts techniques qui ont accompagné l'émergence restent assez récents, constitue en fait une opportunité unique pour initier la mise en place de la passerelle tant souhaitée mais qui a toujours manqué dans le pays, entre le monde socio-économique et celui de la recherche scientifique appliquée et utile. Si rien n'est fait dans ce sens, on peut dire que les deux parties continueront indéfiniment à se jeter la balle du fait que la première n'a jamais clairement exprimé ses besoins en la matière, faute de motivations claires et la seconde, n'a jamais pu valider ses compétences à faire valoir, faute de données de travail représentatives du monde réel. Dans cette optique, le Commissariat compte justement mettre à profit

sa mission de coordonnateur afin d'aider à instaurer le chaînon manquant entre les différentes parties, en procédant à l'élaboration, dans les limites de ses compétences, de cahiers des charges précis portant sur des projets pilotes fédérateurs, en détaillant le rôle de chaque intervenant. Sur ce plan, jugeant qu'il y a lieu d'entamer dès que possible cette phase clef, dont dépendra en grande partie la réussite de l'organisation du travail à venir, plusieurs actions exigeant relativement peu de moyens et faciles à déployer à court terme sont proposées. Dans cette optique et afin de rester dans le cadre stricte des perspectives tracées précédemment, il est indéniable que ce sont des projets pilotes d'installations appropriées de production d'électricité solaire photovoltaïques au niveau résidentiel et tertiaire, selon les concepts de l'autoconsommation et autoproduction, qui constituent le meilleur départ. Pour cela, un premier pas consiste à lever les obstacles réglementaires inhérents à leur déploiement.

3.2.6. Développement local de l'industrie du solaire

Etant donnée la rapidité de l'évolution des techniques et des coûts, la sagesse voudrait que les concepts de mise en oeuvre d'un programme aussi ambitieux, soient longuement mûrés avant d'opter pour des choix qui engagent sur le long terme alors qu'ils risquent de s'avérer inadaptés aux réalités du pays. De ce fait, il est peut-être temps de faire participer de manière effective l'ensemble des compétences dont dispose le pays dans le domaine, afin de mener des réflexions constructives en la matière, sur la base desquelles des actions durables peuvent être engagées. C'est à cette seule condition qu'un cumul d'expérience salubre peut aider à asseoir les fondements d'une véritable industrie, apte à prendre en charge une grande partie des besoins et satisfaire l'objectif d'une intégration nationale à hauteur des ambitions affichées.

Dans cette optique et afin de ne pas se limiter à des réflexions isolées et souvent dénuées du sens des réalités, il suffirait de procéder à une évaluation objective de ce qui a été déjà accompli localement dans le domaine, aussi minime soit-il, d'autant plus que cela est explicitement exprimé dès la première version du programme national des énergies renouvelables. En effet, il y est clairement stipulé « qu'une

première étape, entre 2011 et 2013, sera consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles ». Dans ce contexte et à défaut d'informations claires sur le sujet, il est légitime de se poser des questions relatives aux projets programmés et déjà réalisés ou en cours de l'être dans le domaine du solaire photovoltaïque. Plus encore, après plusieurs années d'exploitation des nombreuses centrales solaires photovoltaïques, ayant vu le jour dans le cadre du programme lancé dès 2014, qui totalisent à ce jour une capacité de 354,1 MWc (22 centrales solaires PV de 343 MWc plus une centrale pilote PV de 1.1 MWc, réalisées par SKTM/Sonelgaz, plus une centrale PV de 10 MWc réalisée par Sonatrach), on ne voit venir aucun bilan rigoureux, pouvant mieux éclairer les choix à venir. En fait, l'objectif final logiquement visé à travers une telle évaluation, s'étend même bien au-delà de l'argumentation d'ordre purement économique, puisque qu'on est à l'aube de nouvelles techniques, dont la seule assimilation rationnelle de l'exploitation, pourrait déjà être porteuse d'éléments d'informations déterminants quant à l'optimisation des choix à venir. Ainsi, des données essentielles auraient pu y être collectées dans le but d'identifier et évaluer l'ensemble des problèmes techniques et technologiques qui continuent à avoir des incidences importantes sur l'élaboration des cahiers des charges spécifiques au domaine (mode EPC ou IPP), tels que :

- Critères essentiels dans le choix des topologies finales de la chaîne de conversion photovoltaïque selon les contraintes fonctionnelles imposées, et possibilités d'intégration des normes locales.
- Limites du mode d'exploitation de la centrale quant à l'optimisation des échanges d'énergie avec le réseau en quantité et qualité, notamment la contribution aux services systèmes en offrant la possibilité de génération bidirectionnelle d'énergie réactive.
- Evaluation de l'efficacité des différents dispositifs de protection afin d'en tirer les leçons qui s'imposent quant aux spécifications ultérieures en la matière.
- Analyse et aide à l'élaboration de protocoles spécifiques de fonctionnement en cas d'apparition d'un défaut réseau au point de jonction (creux de tension, fluctuation de fréquence...).

En conséquence, le choix du profil à donner aux industries à promouvoir localement dans le cadre du programme national des énergies renouvelables, doit être mûrement réfléchi surtout concernant les volets induisant des investissements lourds. En effet, en plus du fait que tout écart d'appréciation dans ce cas, serait lourd de conséquences, il est également question de réunir le maximum de conditions pour que les retombées d'un programme aussi ambitieux en termes d'industrialisation du pays soient bénéfiques et surtout durables. Un apprentissage graduel dans ce sens pourrait être mené sans risques en donnant initialement la priorité à de nombreux créneaux industriels se rapportant à des produits de base dont la dépréciation éventuelle n'est pas à l'ordre du jour (câbles électriques, accessoires de câblage, profilés métalliques...). Sur ce plan, il faut dire que le Commissariat a déjà entrepris un début de recensement des potentialités existantes (voir Partie II). Pour le reste, il faudra probablement entreprendre des démarches visant un véritable transfert technologique dans le domaine, notamment concernant la fabrication locale des équipements jugés stratégiques tels que les onduleurs. Une telle opportunité pourrait même être saisie avec de grands industriels dans le domaine, que la récession économique actuelle pousse à délocaliser ou carrément à céder leurs outils de production prêts à l'emploi.

3.2.7. Micro-réseaux et systèmes hybrides

Les avancées en matière de système ont mené à des technologies d'énergie décentralisées de plus en plus compactes, accessibles, efficaces et bien adaptées à des contextes spécifiques. Ainsi, et à titre d'exemple, les configurations classiques d'alimentations électriques de secours, notamment à base de groupes diesel, ont également évolué avec l'avènement des énergies renouvelables pour donner naissance à des micro-réseaux locaux, où un mix énergétique beaucoup plus évolué assure un approvisionnement mieux sécurisé, fiable et de qualité. Plus encore, les convertisseurs électroniques de puissance qui sont derrière la souplesse remarquable du contrôle de l'énergie générée par les diverses sources mises en parallèle, ont également permis l'introduction de nouveaux modes de gestion assez élaborés des micro-réseaux en question. Ainsi, si ces derniers sont à l'origine conçus pour être

interconnectés avec le réseau principal et permettre des échanges pouvant être contrôlés selon des stratégies commerciales précises ou autres (Appoint...), ils sont également dimensionnés pour assurer en toute autonomie l'approvisionnement de l'ensemble des clients selon les indications contractuelles en vigueur. Ceci étant en cas de défaillance du réseau principal ou baisse de la qualité de ses services. De tels concepts de micro-réseaux, sont considérés comme étant des solutions potentielles à développer en masse dans le cadre des réseaux électriques du futur et de ce fait, plusieurs sites sont aménagés sous forme de projets de recherche et démonstration dans les pays précurseurs.

Dans le cas de l'Algérie, étant donnée la grande dispersion de certaines agglomérations ainsi que les populations rurales et autres groupements, notamment au niveau des hauts plateaux et le grand sud, la solution de micro-réseaux, alimentés à partir de systèmes de production hybrides, est d'actualité. Les installations déjà initiées par SKTM/Sonelgaz (diésel-solaire...), au niveau des RIS (Réseaux Isolés du Sud), sont au moins appelées dans un premier stade à évoluer pour intégrer un minimum d'installations de stockage afin d'optimiser le rendement de la partie solaire, sans parler des avantages induits en terme de flexibilité de la gestion des flux d'énergie. A moyen terme et après murissement de leur exploitation, ces mêmes installations pourraient constituer des cas d'écoles intéressants en vue d'interconnecter quelques-unes si les distances le permettent ainsi que certains avantages de complémentarité de services sont identifiés. Il reste cependant à tester également l'efficacité de ce type d'installations un peu plus au nord, notamment dans les zones plus ou moins enclavées des hauts plateaux. Dans ce cas, ce sont surtout les aléas en termes de sécurité d'approvisionnement et surtout la qualité de l'énergie desservie (baisse de tension...), inhérents à la distribution radiale d'électricité en zones rurales à partir du RIN (Réseau Interconnecté Nord), qui posent problème. Des micro-réseaux adaptés pourraient justement atténuer ces effets, tout en créant une dynamique locale de développement autour des ressources renouvelables introduites.

3.2.8. Micro-réseaux et grandes exploitations agricoles

Le concept de micro-réseau introduit précédemment, colle parfaitement avec la nature des besoins, de plus en plus importants, en énergie électrique du monde agricole, et la disponibilité d'espaces appropriés au déploiement des ressources renouvelables (assiettes au sol, grandes surfaces de toits exploitables). En fait, combien même une alimentation directe à partir du réseau pourrait à priori répondre au besoin, il ne faut pas oublier les avantages certains, comme ceux indiqués précédemment, que peut procurer l'insertion d'un micro-réseau tampon dont le coût d'investissement supplémentaire peut être amortis assez rapidement. En effet, les agriculteurs peuvent ainsi diversifier leurs activités en produisant localement au moins une partie de l'électricité dont ils ont besoin à base de ressources renouvelables, et peuvent même opter pour injecter les éventuels excès sur le réseau moyennant une rémunération qui reste à définir par le gestionnaire du réseau. Ce type d'installation des énergies renouvelables sur un territoire rural pourrait au final être profitable autant à l'exploitant agricole, qu'aux collectivités et particuliers à proximité, désireux de s'approvisionner autrement en énergie.

En Algérie, cette alternative intéresserait l'ensemble des 2800 grands périmètres agricoles non encore raccordés, alors que près d'un millier l'est déjà selon les toutes dernières informations (2020) disponibles [67].

3.2.9. Digitalisation progressive de la gestion du réseau

Avant de conclure l'exposé relatif aux nombreuses mutations techniques et autres nouveaux modes de gestion du réseau électrique national, introduits précédemment, il faut dire que toutes les 'réformes' énumérées, font appel d'une manière ou d'une autre, à l'apport des techniques numériques, seules aptes à permettre leur application avec la rigueur nécessaire. En effet, la ligne conductrice commune à toutes les stratégies de transition énergétique à travers le monde, insiste d'un côté sur une croissance soutenue des productions distribuées d'électricité à base de ressources renouvelables, et de l'autre sur l'adoption de nouveaux usages qui inciteraient

les consommateurs à une participation de plus en plus active dans la gestion des flux énergétiques sur le réseau. La meilleure illustration de la mise en oeuvre effective de cette vision dès à présent, est la généralisation du remplacement des compteurs électriques classiques dont l'objectif essentiel était de mesurer l'énergie soutirée du réseau, par ceux dits intelligents. Ces derniers permettent en effet un large spectre de nouvelles fonctionnalités insoupçonnées auparavant, toutes destinées à donner au client une multitude de choix possibles quant à l'optimisation désirée de son profil de consommation mais également celui d'éventuel producteur. C'est, entre autres, grâce à cela que le mode d'autoconsommation introduit précédemment (voir section 3.2.3), est entrain de se développer aussi bien chez les particuliers (résidentiel) que dans les secteurs d'activités économiques (services, industrie, agriculture...).

En Algérie, vu le taux plus qu'honorable d'électrification du pays, illustré par environ dix millions de clients raccordés au réseau électrique national, il serait donc temps de commencer à introduire de manière progressive ces nouvelles technologies. A commencer par celles qui constituent un préalable incontournable (compteurs communicants et intelligents...) au développement dans le pays des productions décentralisées d'électricité à base de ressources renouvelables, notamment le solaire photovoltaïque au niveau des secteurs résidentiel et tertiaire, et ce en instituant une concurrence loyale sur la base de règles économiques claires.

Il faut également se préparer sur le long terme à faire face aux multiples défis à venir, en rendant le réseau électrique national plus flexible en disposant de capacités sûres d'adaptation aux changements perpétuels de son environnement et ce, en soutenant son développement tout en modernisant les infrastructures fonctionnelles existantes. Un tel challenge, ne peut être surmonté que grâce à l'introduction de technologies évolutives et facilement reconfigurables, qui de l'avis de tous, sont du ressort exclusif du numérique qui sera la clé de toute transition énergétique porteuse de réels progrès.

3.3. Electricité solaire et applications autonomes (Hors réseau)

Afin de bien faire la part des choses, il faut dire que

les capacités globales des productions d'électricité à base de ressources renouvelables hors réseau (off-grid), restent dérisoires par rapport à celles des installations connectées au réseau évoquées précédemment. Les dernières données d'IRENA, montrent en effet que ces celles-ci sont évaluées à 8,6 GW en 2019, toutes sources renouvelables confondues (biomasse, hydraulique et solaire..), soit à peine 1,5 % des capacités du seul solaire photovoltaïque connecté au réseau, qui ont atteint 586 GW la même année (Tableau 1). En ce qui concerne l'Algérie, le bilan réalisé par le Commissariat sur la base des questionnaires adressés à tous les secteurs concernés, montre que vers la fin 2019, la capacité cumulée des installations en hors réseau, est évaluée à 21,4 MWc, soit 5,5 % par rapport à l'ensemble de la production d'électricité renouvelable connectée au réseau (389,3 MWc y compris l'éolien et le solaire thermique CSP). Ceci montre encore une fois l'importance des réseaux électriques qui assurent une mutualisation efficace des productions décentralisées à base des ressources renouvelables, tout en permettant de contourner les problèmes liés à leur intermittence (solaire et éolien), qui auraient nécessité des moyens de stockage conséquents afin d'assurer une continuité de service acceptable. Ceci est justement le cas des installations solaires autonomes, qui utilisent généralement des batteries comme moyen de stockage, pour pallier aux variations ou manque inopiné (nuages, éclipse...) ou naturel (la nuit) de la source primaire qu'est le soleil. Les surcoûts d'investissement et d'exploitation ainsi induits par rapport aux installations de même puissance connectées au réseau, peuvent toutefois être justifiés s'il s'agit d'un site isolé ou excessivement éloigné de ce dernier. D'un autre côté, il faut également dire que des progrès notables sont enregistrés dans le domaine des batteries ces dernières années, notamment en matière de capacités de stockage (à poids égal) et de coûts.

3.3.1. Génération autonome d'électricité solaire en milieu rural

Des petites installations de génération autonome d'électricité solaire photovoltaïque, avec une capacité de stockage adaptée par batteries, peuvent être rendues disponibles en faveur de certaines populations en milieu rural, notamment les nomades, et ce moyennant des subventions ciblées, si le raccordement au réseau électrique national s'avère excessivement coûteux. Il faut reconnaître qu'un

programme a déjà été initié dans ce sens par le Haut-Commissariat au Développement de la Steppe (HCDS), dont l'activité couvre les 26 wilayas des hauts plateaux, la Direction Générale des Forêts (DGF), le Commissariat au Développement de l'Agronomie Saharienne (CDARS) ainsi que certaines Directions des Services Agricoles (DSA) et récemment par le MICLAT. Toutefois, l'expérience des milliers de kits solaires ainsi distribués, montre qu'un grand nombre de ces derniers ont été mis de côté par les bénéficiaires dès la première petite panne, faute de services de maintenance appropriés, alors qu'il s'agit là d'un gisement d'emploi qui demande juste à être bien exploité par la jeunesse locale, moyennant des formations adaptées et des aides minimales de l'état. Dans cette optique, le Commissariat a justement parmi ses objectifs, la contribution à l'évaluation de la situation avant de proposer des actions concrètes visant à relancer la dynamique ainsi identifiée.

3.3.2. Génération autonome d'électricité solaire et activités agricoles

En plus des kits solaires évoqués ci-dessus, qui peuvent répondre à certains besoins particuliers du monde agricole en Algérie, ce dernier demande également à être doté d'installations spécifiques de génération autonome d'électricité solaire, pouvant aider à améliorer de manière substantielle son indépendance énergétique vis-à-vis du réseau électrique. Dans cette optique, le pompage solaire de l'eau constitue un bon exemple, dans la mesure où c'est devenu un dispositif fiable et parfaitement mature sur le plan technique. En effet, celui-ci n'exige pas le recours aux moyens de stockage directs tels que les batteries dont l'entretien et la durée de vie peuvent poser problème, du fait que la fonction essentielle de pompage peut être effectuée au fil du soleil. Dans ce cas, c'est le réservoir cumulant l'eau pompée elle-même qui fait office de moyen de stockage (indirect), lequel en plus peut être aménagé avec une surélévation appropriée afin de permettre l'irrigation d'une surface donnée par simple gravitation. Dans le même ordre d'idées, il est aisé d'imaginer d'autres options quant à une utilisation ponctuelle et assez efficace de la génération autonome d'électricité solaire, dans le monde agricole.

Le constat précédent, peut être élargi à l'ensemble des secteurs d'activité, pour lesquels une multitude

d'autres applications où la génération autonome d'électricité solaire, peut être économiquement viable comparée à une alimentation directe à partir du réseau, peuvent être énumérées. Ceci est notamment le cas pour répondre à des besoins ponctuels et très limités en énergie électrique (relais isolés de transmission, éclairage solaire, balisage, équipements électriques mobiles....).

3.4. Efficacité énergétique

Le programme d'efficacité énergétique à l'horizon 2030 adopté en 2011 puis actualisé en 2015 visait globalement la réduction de la consommation de 9 % en agissant sur l'ensemble des secteurs de consommation qui ont un impact significatif sur la demande d'énergie : il s'agit du transport, le bâtiment et l'industrie. Cependant, aucune évaluation rigoureuse n'a été menée à ce jour quant à l'impact de ce programme sur la réduction de la facture énergétique nationale ainsi que les émissions de gaz à effet de serre.

3.4.1. Secteur du transport en Algérie et perspectives d'efficacité énergétique

En reprenant les données issues du bilan énergétique national de 2018. (Tableau 14), il apparaît que le transport mobilise à lui seul un peu plus de 15 MTep, soit une facture énergétique supérieure à celle globalement allouée à la production d'électricité (13,9 MTep). Plus encore, en faisant un recouplement entre les statistiques de consommation faites par secteur (15,3 MTep pour le transport) et par produit (15,5 MTep pour les produits liquides), on peut comprendre qu'il est essentiellement question de transport routier qui utilise exclusivement les combustibles liquides (Essence, Gasoil...).

Sachant que le parc national automobile a atteint 6 418 212 unités en 2018, selon l'Office National de la Statistique (ONS), dont environ 65 % sont des véhicules touristiques, on peut imaginer l'ampleur du problème. Quant à la répartition selon la source d'énergie, il est indiqué que 65 % de l'ensemble roule à l'essence et 35 % au diesel, alors que l'usage du Gaz (GPL, GNC,...), reste à priori négligeable en 2018 malgré les diverses incitations lancées par l'état. On est donc en présence d'un mode de transport à la fois dense, fortement pollueur et coûteux pour le pays du fait qu'une partie des besoins en

essence (évalués à 4 millions de tonnes au début de 2020) continue d'être importée, en attendant l'autosuffisance promise pour 2021. Côté diesel, le déficit évalué à environ 1,5 millions de tonnes, soit 15 % des besoins estimés à 10 millions de tonnes en 2020, continuera d'être comblé à travers l'importation jusqu'en 2023. Partant de ce constat, on peut dire que plusieurs voies s'offrent à l'Algérie afin de réorganiser de manière rationnelle le monde du transport et l'adapter aux exigences d'une efficacité énergétique devenue incontournable pour de multiples raisons, dont celles liées aux problèmes environnementaux reste un souci majeur.

3.4.1.1. Développement intégré des transports en commun

La part des véhicules touristiques (65 % en 2018) dans le parc automobile national, interpelle quant à l'opportunité de développer encore plus les moyens de transport en commun et surtout de les rendre attractifs en adaptant leur offre de service aux besoins réels de la population. Il est vrai que le transport ferroviaire utilisant la traction électrique a fait des progrès notables dans le pays, mais son efficacité a surtout été ressentie dans les zones urbaines (Metro d'Alger, Tramways dans certaines grandes villes..). Sa généralisation reste donc vitale pour diminuer la pression sur les voies urbaines de circulation routière, synonyme à la fois de baisse notable de consommation de carburants fossiles et de seuils de pollution acceptables. Cependant et quoique de grands investissements ont été consentis par l'état dans le développement des lignes ferroviaires interurbaines, notamment afin de désenclaver plusieurs régions dans le pays, l'intérêt de la population pour ce mode de transport reste à priori mitigé. Preuve en est, certaines lignes mises (ou remises) en service assez récemment, notamment dans les hauts plateaux, ont vu la fréquence de leurs dessertes diminuer ou carrément un arrêt total d'exploitation faute de clientèle. Sur ce plan, il reste donc beaucoup à faire afin de rendre attractifs ces moyens de transports structurants pour le pays et auxquels des investissements importants ont été consacrés pour qu'ils puissent jouer pleinement leur rôle dans l'économie nationale. A ce propos, il est à noter que le transport ferroviaire de marchandises reste également dérisoire, alors qu'il peut constituer un levier important dans les échanges commerciaux de tout genre entre les diverses régions du pays, surtout s'il y a complémentarité des activités comme

cela pourrait être dans les domaines agricole, agro-pastoral et autres matériaux de construction. Le déplacement de ces derniers en grandes quantités par route et sur de longues distances, comme chacun peut le constater, reste en effet préjudiciable à plus d'un titre (consommation excessive de gasoil, détérioration rapide du matériel et de la chaussée, congestion des routes...).

3.4.1.2. Augmentation de la part des véhicules roulant au gaz

Vu les capacités en gaz du pays et les caractéristiques avantageuses quant à ses divers emplois, notamment comme carburant respectueux de l'environnement en comparaison avec l'essence et le diesel, il représente pour le moment la solution la mieux adaptée au niveau national pour envisager une atténuation notable à court terme des problèmes du transport évoqués plus haut. Mieux encore, le GPL/c et le GNC dont l'Algérie dispose de grandes capacités de production, sont aujourd'hui les carburants les moins chers sur le marché national et représentent un rapport qualité/prix très attrayant à plusieurs niveaux d'utilisation. Dans cette optique, l'objectif de Naftal de parvenir à un million de véhicules utilisant le GPL/c comme substitut aux essences à l'horizon 2023 semble en bonne voie puisque les statistiques disponibles indiquent qu'il est déjà à moitié réalisé. En effet, un total de 490.000 kits de GPL/c installés ont été recensés jusqu'à fin 2019, année qui a vu l'écoulement de 700.000 tonnes de GPL/c (Sirghaz) sur le marché national. Cependant, le taux annuel moyen de 90.000 conversions de véhicules au GPL/c, mérite d'être significativement augmenté en ouvrant le secteur à plus d'installateurs agréés parmi la jeunesse locale moyennant une formation adaptée. Quant à la distribution du GPL/c, dont environ 800 stations seulement assurent le service en question à travers tout le territoire national, elle doit également être élargie à l'ensemble des stations-service du pays (2500 environ) et soutenir ainsi la dynamique de développement dans le domaine. Afin d'accélérer la cadence de transformation du parc roulant national en GPL/c et éviter les retards inhérents à ce type d'opérations d'envergure, il est suggéré d'agir en amont même de la mise en circulation des véhicules. Cela peut en effet faire l'objet d'une clause spécifique au niveau des cahiers des charges réglementant aussi bien les véhicules importés que ceux fabriqués localement, en y incluant un quota minimum de modèles équipés

de kits GPL/c à la sortie d'usine. Quant aux conversions au GNC, qui concernent les véhicules lourds tels que les bus, elles peuvent être imposées à la source, notamment sur les modèles fabriqués par la Société Nationale de Véhicules Industriels (SNVI) et le groupe Mercedes-Benz Algérie.

3.4.1.3. Mobilité électrique

Dans les pays industrialisés où le secteur du transport est responsable du tiers des émissions de gaz à effet de serre et pose déjà des problèmes réels de santé publique lors des pointes de pollution induite, le Véhicule Electrique (VE) est au coeur même de la transition énergétique. Cependant, si ce dernier a atteint la maturité suffisante (fiabilité, autonomie, confort...) pour un déploiement à grande échelle, du fait que certains grands constructeurs ont annoncé y consacrer exclusivement leur production dans un proche avenir, c'est l'infrastructure de soutien qui tarde à suivre. En effet, les enjeux économiques colossaux qui sont derrière, retardent l'instauration de normes et standards communs, notamment sur certains aspects de la borne de recharge des batteries du véhicule, dont les données constituent un élément clé quant à la définition des infrastructures de support. Ainsi, mis à part des initiatives propres à chaque pays pour le moment, qui sont traduites par des infrastructures très limitées et relevant plutôt de la démonstration ou de l'expérimentation, aucun plan structurel d'envergure n'a encore été échauffé, faute d'accords sur les normes à adopter, seules garantes d'une diffusion généralisée sur le plan économique.

Sur ce plan et afin de ne pas rester en retrait total par rapport à cette révolution de la mobilité électrique qui se prépare, il est recommandé que l'Algérie entreprenne au moins certaines études solides dans le domaine qui permettraient de bien préparer cette échéance en fonction des moyens dont dispose le pays. La recherche et l'innovation doivent être soutenues à travers des projets pilotes et de démonstration, notamment dans les services intelligents et les interfaces véhicule et réseau électrique « Vehicle to Home (V2H » et « Vehicle to Grid (V2G) » et véhicule et borne de recharge.

Conformément aux différentes études et projections pour les dix prochaines années, il apparaît que la mobilité individuelle sera dominée par l'électrique. Il est par conséquent fortement recommandé d'éviter les investissements massifs dans l'industrie automobile thermique.

Face à tout cela, il faut dire également que les véhicules électriques sont concurrencés par les voitures à hydrogènes, qui restent une variante intéressante dans la mesure où l'énergie électrique de traction est générée à bord même du véhicule grâce à une pile à combustible à base d'hydrogène, lui-même stocké dans un réservoir embarqué. Les choix technologiques des options du transport routier propre (électrique, hydrogène, biocarburants et biogaz (bio-GNV), appelés aussi carburants neutres en carbone, et enfin carburants de synthèse neutres en carbone (e-fuels) produits à partir de l'hydrogène décarboné et du dioxyde de carbone) seront déterminés par les coûts, poids, autonomie, facilité de rechargement et leur empreinte environnementale qui tient compte l'ensemble du cycle de vie.

3.4.2. Efficacité énergétique dans le secteur résidentiel et tertiaire

Comme indiqué précédemment, la pointe de consommation électrique est essentiellement corrélée avec les grandes chaleurs suite à l'usage excessif des climatiseurs (voir section 3.2.2). L'alternative de l'effacement, détaillée auparavant, comme solution locale au problème, se situe plutôt à l'aval de l'acquisition de ces derniers. Cependant, on ne doit pas négliger également les actions profitables en amont également, en procédant à un contrôle strict de la qualité des climatiseurs mis sur le marché, qu'ils soient produits localement ou importés, selon une norme donnée d'efficacité énergétique. Dans le même ordre d'idées, l'introduction d'une réglementation thermique stricte quant à l'octroi des permis de construire pour les nouvelles constructions, notamment dans les secteurs résidentiel et tertiaire, devrait aider également dans le même sens. En général, l'efficacité énergétique dans ces derniers, peut également être notablement améliorée à plusieurs niveaux, notamment à travers une limitation ciblée des appareils électriques énergivores (lampes à incandescence...) tout en veillant à leur substitution par d'autres, assurant le même service mais avec plus d'efficacité (lampes LED...).

Sur le plan réglementaire, il reste également à actualiser l'étiquetage énergétique des équipements mis sur le marché national tout en interdisant l'auto-étiquetage qui se pratique actuellement en mettant le logo de l'APRUE sans que celle-ci ne fasse aucun audit énergétique pour le valider.

Enfin, il est recommandé, dans le cadre de l'éla-

boration des études architecturales des nouvelles constructions notamment les plus importantes, comme les cités, hôpitaux, hôtels, universités, sièges administratifs,..., de réserver l'emplacement des systèmes à énergie solaire (panneau solaire, chauffe-eau solaire,...) en tenant compte des orientations les plus exposés aux rayonnements solaires et en respectant les concepts des constructions bioclimatiques.

3.4.2.1. Solaire thermique et efficacité énergétique

Malgré le programme de l'APRUE encourageant le recours aux Chauffes Eau Solaires (CES) à travers une subvention pouvant aller à 45 % du coût global de l'installation, la capacité installée reste à priori très limitée. Il y a donc lieu de relancer sur de nouvelles bases, l'utilisation à grande échelle de ce moyen très efficace en termes d'économie d'énergie, vu la demande en eau chaude auprès des secteurs résidentiel, institutionnel (écoles, mosquées, administrations), tertiaire et autres. A ce propos, il faut dire qu'une campagne de sensibilisation du citoyen quant à l'efficacité des CES est à prévoir afin surtout de l'informer clairement sur la procédure administrative encadrant l'octroi de la subvention de l'état, laquelle il faut le dire est restée très vague par le passé. Il y a lieu également d'augmenter le nombre d'installateurs à travers la formation et la création de petites entreprises de services et d'encourager l'émergence d'un tissu d'industrie de CES tout en veillant sur leur qualité et leur fiabilité.

3.4.2.2. Efficacité énergétique dans le secteur industriel

Le secteur industriel peut contribuer à une économie substantielle quant à sa demande énergétique, en l'encourageant à devenir lui-même auto-producteur à travers le déploiement de ses propres moyens de production à base de ressources renouvelables. Sur un autre plan et selon les procédés industriels, toutes les possibilités permettant la cogénération devraient être saisies, afin d'en tirer profit de manière directe (recyclage de l'énergie récupérée dans le process lui-même) ou indirecte (chauffage des locaux ou de l'eau sanitaire...). Ajouté à cela, les déchets et les boues (issues des eaux usées, de l'extraction de pétrole,...) peuvent être exploités comme combustibles dans les processus industriels (exemple : cimenteries).

3.4.2.3. Eclairage solaire et efficacité énergétique

Le coût de l'éclairage public constitue l'une des principales problématiques énergétiques au niveau des collectivités locales, pour lesquelles il représente en moyenne 56 % de la facture d'électricité, soit 14,9 milliards de DA pour l'ensemble du pays, selon les données du Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire (MICLAT). A cet effet, cette dernière a lancé un programme d'éclairage public solaire autonome étalé sur la période 2018-2020, visant la réalisation d'environ 90.000 points lumineux à base d'électricité solaire photovoltaïque et de Lampes Basse Consommation (LBC) telles que les LED. A ce titre, le Commissariat a entre autres comme objectif, la préparation d'un guide ainsi qu'un référentiel national pour l'éclairage public afin d'encadrer la généralisation des systèmes LED/solaire, d'assurer leur efficacité et leur pérennité et d'éviter des défaillances qui nuisent à l'image des systèmes à énergie solaire.

Enfin, il est important que les projets d'éclairage public solaire soient intégrés dans les plans de développement des communes et des nouvelles cités à travers des actions de planification énergétique.

3.5. Energies renouvelables et aménagement du territoire

Comme dans beaucoup de pays, le déploiement des énergies renouvelables est considéré de fait comme un élément structurant dans le cadre des politiques d'aménagement du territoire, dans la mesure où l'activité induite peut concerner plusieurs espaces régionaux et avoir des répercussions notables sur leurs infrastructures (réseau électrique, bâtiment...) ainsi que leur activité économique.

Cet argument s'applique bien au cas de l'Algérie dont l'étendue du territoire, sa diversité climatique et ses potentialités en matière d'énergies renouvelables, imposent certaines corrélations directes avec toute politique d'aménagement intégré du territoire. Dans cette optique, le Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT), a fait des hauts plateaux une zone charnière qu'il faut développer en premier afin de rééquilibrer la répartition démographique et diminuer la pression sur les régions côtières qui concentrent 80 % de la population. C'est à cet effet, que des projets de nouvelles villes telles que Has-

si-Messaoud, Boughzoul et El-Menea (les assiettes foncières de Sidi-Abdallah et Bouinan ayant été majoritairement affectées pour le soutien des récents programmes d'habitat autour de la capitale) sensées servir de modèles régionaux ont été initiés. Selon son plan directeur, Boughzoul, qui est justement située à l'épicentre des hauts plateaux, est destinée à être la ville des énergies propres et des technologies de pointes. Sur ces points elle pourrait aider à créer une dynamique économique, moderne et prometteuse, tout en donnant l'exemple d'un développement urbain durable intégré et rayonner ainsi sur les vastes territoires environnants. Les grands et coûteux travaux qui y ont déjà été menés et finalisés, selon le plan architectural initial, comme c'est le cas de plus de 40 Km de galeries souterraines destinées à abriter toutes les servitudes (eau potable, eau d'arrosage, fibre optique, électricité,...), sont encourageants. Cependant, les cadres de l'EPIC en charge de la gestion du projet, ont des difficultés à intéresser les institutions et entreprises nationales, publiques ou privées, à venir s'y installer, malgré les facilités offertes. Le Commissariat pourrait justement contribuer à promouvoir cette nouvelle ville à travers des actions concrètes, afin d'y intégrer une vraie dynamique de recherche appliquée dans les domaines d'énergies renouvelables et les techniques de pointes, comme le prévoit son cahier des charges initial. Le but final serait, entre autres, d'ériger des démonstrateurs destinés à intéresser la jeunesse locale au domaine, ainsi que d'autres petits projets industriels permettant de valider certains concepts techniques et leur applicabilité en présence des contraintes climatiques locales ou autres. Le plan initial de la ville, réserve en effet un terrain de 45 Ha, judicieusement placé à l'est du périmètre urbain, pour servir de vitrine aux énergies renouvelables dans la région.

La vision ainsi présentée, a également l'avantage d'ouvrir les portes grandes ouvertes aux financements internationaux dans le cadre de la protection de l'environnement, la lutte contre le changement climatique et le développement durable, dont le pays n'en a que très peu profité jusqu'à maintenant en comparaison avec certains pays voisins. Des organismes tels que le Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM), Fonds Vert pour le Climat (FVC), Climate Technology Centre & Network (CTCN), et d'autres, peuvent en effet être sollicités pour un appui financier moyennant la présentation de projets porteurs en relation avec leurs activités respectives.

Références

Abréviations

Unités

Glossaire

Références

- [1] Solar Heat Worldwide report, Edition 2020, <http://www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide>.
- [2] Renewable capacity statistics 2020, International Renewable Energy Agency (IRENA), https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf
- [3] Renewable Energy Technologies, <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>
- [4] Hydropower capacity trends, IRENA, <https://irena.org/hydropower>
- [5] 2017 Hydropower Market Report April 2018, U.S. Department of Energy Oak Ridge National Laboratory Water Power Oak Ridge, Tennessee 37831 Technologies Office, <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/04/f51/Hydropower%20Market%20Report.pdf>
- [6] Federal Energy Regulatory Commission (FERC), USA, <https://www.ferc.gov/>
- [7] United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) and the International Center on Small Hydro Power (ICSHP), “World Small Hydropower Development Report 2019, Global overview”, [https://www.unido.org/our-focus-safeguarding-environment-clean-energy-access-productive-use-renewable-energy-focus-areas-small-hydro-power/world-small-hydropower-development-report#:~:text=The%20World%20Small%20Hydropower%20Development,\(SHP\)%20experts%2C%20organizations%2C](https://www.unido.org/our-focus-safeguarding-environment-clean-energy-access-productive-use-renewable-energy-focus-areas-small-hydro-power/world-small-hydropower-development-report#:~:text=The%20World%20Small%20Hydropower%20Development,(SHP)%20experts%2C%20organizations%2C)
- [8] US Department of Energy, “Pumped Storage Hydropower and Potential Hydropower from Conduits”, Report to Congress, February 2015.
- [9] International Hydropower Association (IHA), “2020 hydropower status report”.
- [10] International Hydropower Association (IHA), ‘Pumped Storage Report, 2018’; <https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2018/04/2018-NHA-Pumped-Storage-Report.pdf>
- [11] International Hydropower Association (IHA), “The world’s water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition”, IHA working paper, December 2018.
- [12] Africa Market Brief – Hydro Review, <https://www.hydroreview.com/2018/06/01/africa-market-brief/#gref>
- [13] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Africa 2030: Roadmap for a Renewable Energy Future” 126, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Africa_2030_RE-map_2015_low-res.pdf
- [14] Stéphane Joux, “ La crise pétrolière: Quel discours dans l’ombre du réchauffement climatique ? ”, Université de Fribourg, 2008. http://www.unifr.ch/geoscience/geographie/assets/files/bachelor-theses/joux2008_trp2.pdf
- [15] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Report by Working Group I, “Scientific Assessment of Climate Change”, 1990. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/ipcc_far_wg_I_full_report.pdf
- [16] Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2011. https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf
- [17] Global Wind Report 2019, Global Wind Energy Council (GWEC), edition 2020. <https://www.igwindkraft.at/media.php?filename=download%3D%2F2020.03.25%2F1585145207218813.pdf&rn=Global%20Wind%20Report%202019.pdf>
- [18] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Increasing Wind Turbine Tower Heights: Opportunities and Challenges”, Technical Report NREL/TP-5000-73629 May 2019. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73629.pdf>

- [19] U.S. Department of Energy (DOE), “2018 Wind Technologies Market Report”, <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/08/f65/2018%20Wind%20Technologies%20Market%20Report%20FINAL.pdf>
- [20] Michel Cruciani, “L’essor de l’éolien offshore en mer du Nord: un enjeu stratégique pour l’Europe”, Etudes de l’Ifri, Ifri, juillet 2018. https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/cruciani_eolien_offshore_mer_du_nord_2018.pdf
- [21] IEA, Offshore_Wind_Outlook_2019. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2e7ec2d6-7cf1-4636-b92c-046ae16f4448/OffshoreWind-Launch-Presentation1.pdf>
- [22] IRENA (2019), Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf
- [23] REN21. 2020. Renewables 2020 Global Status Report. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf
- [24] Solar Energy, IRENA, <https://www.irena.org/solar>
- [25] Hannah Ritchie and Max Roser, Renewable Energy, <https://ourworldindata.org/renewable-energy>
- [26] IRENA, Renewable capacity highlights, 31 March 2020. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf
- [27] Future of solar photovoltaic : Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects, IRENA, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf
- [28] Solutions to integrate high shares of variable renewable energy (Report to the G20 Energy Transitions Working Group (ETWG)), IRENA (2019), https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA_G20_grid_integration_2019.pdf
- [29] ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) 2019. “Grid Integration Requirements for Variable Renewable Energy”. ESMAP Technical Guide, World Bank, Washington, DC. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/32075/Grid-Integration-Requirements-for-Variable-Renewable-Energy.pdf?sequence=5&isAllowed=y>
- [30] Scaling up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes, IRENA (2016), https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Grid_Codes_2016.pdf
- [31] Règles techniques de raccordement et règles de conduite du système électrique, Algérie 2019, <https://www.energy.gov.dz/?article=grid-code>
- [32] Innovation landscape brief: Future role of distribution system operators, IRENA (2019), https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_System_Operation_Collection_2020.pdf
- [33] Benjamin Bayer, Patrick Matschoss, Heiko Thomas, Adela Marian, “The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids”, Renewable Energy (2017), doi: 10.1016/j.renene.2017.11.045.
- [34] Conseil économique, social et environnemental, France, “le stockage de l’énergie électrique, une dimension incontournable de la transition énergétique”, Juin, 2015. https://www.lecese.fr/sites/default/files/pdf/Avis/2015/2015_16_stockage_electricite_transition_nrij.pdf
- [35] IFP-Energies Nouvelles, 34_Panorama-2013-Le-stockage-massif-de-l-energie.pdf, <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/sites/ifpen.fr/files/inline-images/NEWSROOM/Regards%20%C3%A9conomiques/Etudes%20%C3%A9conomiques/Panorama%202013/08-VF-Panorama-2013-Le-stockage-massif-de-l-energie.pdf>
- [36] Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. EPRI, Palo Alto, CA, 2010. 1020676. <http://large.stanford.edu/courses/2012/ph240/doshay1/docs/EPRI.pdf>

- [37] Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability, IRENA (2020), https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_Storage_valuation_2020.pdf
- [38] Energy Storage Monitor: Latest trends in energy storage 2019, World Energy Council (WEC), https://www.worldenergy.org/assets/downloads/ESM_Final_Report_05-Nov-2019.pdf
- [39] Clean Energy Australia Report 2020, Clean Energy Council, <https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/resources/reports/clean-energy-australia/clean-energy-australia-report-2020.pdf>
- [40] Intégration des sources d'énergie renouvelable à puissance de sortie variable – L'importance des services essentiels de fiabilité, Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines, Canada, Août 2017, ISBN 978-0-660-08978-2. <https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/emmc/pdf/17-0071-Essential-Reliability-Services-access-FR.pdf>
- [41] Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers, IRENA (2018), https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf
- [42] Mathieu, M., Rüdinger, A., Pescia, D. (2016). L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?, Working Papers N°01/16, Iddri, Paris, France, 16 p. <https://www.iddri.org/sites/default/files/import/publications/wp0116.pdf>
- [43] L'Union Française de l'Electricité (UFE), "Valoriser les flexibilités de production pour intégrer les EnR aux réseaux électriques", Novembre 2019. https://ufe-electricite.fr/IMG/pdf/note_flexibilites_et_s3renr_4_novembre_2019_vf.pdf
- [44] California Independent System Operator (CAISO), "What the duck curve tells us about managing a green grid", 2016. https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf
- [45] Paul Denholm, Matthew O'Connell, Gregory Brinkman, and Jennie Jorgenson "Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart", National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, NREL/TP-6A20-65023 November 2015. <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65023.pdf>
- [46] Global Trends in Renewable Energy Investment 2019, Frankfurt School, FS-UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance, https://www.fs-unep-centre.org/wp-content/uploads/2020/06/GTR_2020.pdf
- [47] Une décennie d'investissements dans les énergies renouvelables, communiqué de presse du 05 sept. 2019, Programme des Nations unies pour l'environnement. <https://www.unenvironment.org/fr/actualites-et-recits/communiqu%C3%A9-de-presse/une-decennie-dinvestis-sement-dans-les-energies>
- [48] Photovoltaics Report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, June 2020. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> [49] Emiliano Bellini et Sandra Enkhardt, "Les systèmes photovoltaïques en toiture ont atteint la parité réseau sur les principaux marchés de l'Union européenne", 2019. <https://www.pv-magazine.fr/2019/08/16/les-systemes-photovoltaiques-en-toiture-ont-atteint-la-parite-reseau-sur-les-principaux-marches-de-lunion-europeenne/#:~:text=Selon%20l'%C3%A9tude%2C%20les%20co%C3%BBts,et%2012%20centimes%20le%20kilowattheure.>
- [50] Global Market Outlook for Solar Power/2020-2024 , https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2020/06/21-SPE-GMO-report-mr.pdf?cf_id=15630
- [51] Electricity production and spot prices in Germany in week 36 2020, <https://www.energy-charts.de/price.htm>
- [52] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)-France, "Coûts et rentabilité du grand photovoltaïque en métropole continentale", rapport février, 2019. <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Coûts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaïque-en-metropole-continentale>

- [53] Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050 (Edition: 2020), IRENA (2020), https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf
- [54] Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, document élaboré par le ministère de l'énergie et des mines (MEM), Mars 2011.
- [55] Mécanismes d'encouragement, <https://www.creg.dz/index.php/operateur/producteurs-de-l-electricite/energies-renouvelables/mecanisme-d-encouragement> 130
- [56] Ministère de l'Energie (ME), "Energies Nouvelles, Renouvelables et Maitrise de l'Energie". <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>
- [57] Atlas des Ressources Energétiques Renouvelables de l'Algérie (Algerian Renewable Energy Resource Atlas), <https://www.cder.dz/spip.php?article4444>
- [58] Bilan Energétique National Année 2018 (Edition 2019). <https://www.energy.gov.dz/?article=bilan-energetique-national-du-secteur>
- [59] Chiffres clés, <https://www.sonelgaz.dz/fr>
- [60] Courbe de charge, Opérateur du Système Electrique, Sonelgaz. <https://www.os.dz/1287/courbe-de-charge>
- [61] Electricité: baisse du pic de production de plus 10%, <http://www.aps.dz/economie/104867-electricite-baisse-du-pic-de-production-de-plus-10>
- [62] Commission de Régulation de l'Energie (CRE), France, "Etude des avantages que l'effacement procure à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime", 2013 <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Proposition/effacements-de-consommation>
- [63] Étienne Beeker, Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique, Document de travail n° 2019-07 de France Stratégie, Novembre 2019, <https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2019-dt-reseaux-electriques-beeker-novembre.pdf>
- [64] Solar Power World, <https://www.solarpowerworldonline.com/2019/12/california-solar-industry-celebrates-1-million-solar-roofs-sets-new-goal-for-storage/#:~:text=In%202006%2C%20then%2DGovernor%20Schwarzenegger,factor%E2%80%9D%20is%20now%20a%20reality.>
- [65] Parc de production SPE en exploitation, <https://www.spe.dz/images/PDF/parc-spe-actu.pdf>
- [66] Maroc : une station de transfert d'énergie par pompage de 284 M€, <https://www.constructioncayola.com/reseaux/article/2018/01/09/116787/maroc-une-station-transfert-energie-par-pompage-284>
- [67] Sud et hauts-plateaux : une feuille de route dédiée à l'accès énergétique durable, <http://www.aps.dz/economie/105137-sud-et-hauts-plateaux-une-feuille-de-route-dediee-a-l-acces-energetique-durable>

Abréviations

AIE	Agence Internationale de l'Energie
ALGERAC	Agence Algérienne d'Accréditation
ANB	Agence Nationale des Barrages
APRUE	Agence de Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie
BM	Banque Mondiale
BOS	Balance of System
BT	Basse Tension
BTP	Bâtiment et Travaux Publics
CAES	Compressed Air Energy Storage
CapEx	Capital of Expenditure
CAGR	Compound Annual Growth Rate ou Taux de croissance annuel moyen.
CDARS	Commissariat au Développement de l'Agronomie Saharienne
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables (Algérie)
CDTA	Centre de Développement des Technologies Avancées
CEEG	Compagnie d'Engineering de l'Electricité et du Gaz
CC	Cycle Combiné
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CEREFE	Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique (Algérie)
CREDEG	Centre de REcherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz (Algérie)
CRNB	Centre de Recherche Nucléaire de Birine
CRTSE	Centre de Recherche en Technologie des Semi-conducteurs pour l'Energétique
CES	Chauffe-Eau Solaire
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (Algérie)
CSP	Concentrated Solar Power (Solaire thermique à concentration)
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
CTCN	Climate Technology Centre & Network
CTN	Comités Techniques Nationaux
DA	Dinar Algérien
DGF	Direction Générale des Forêts
DSA	Direction des Services Agricoles
EA	European cooperation for Accreditation (coopération européenne pour l'accréditation)
EE	Efficacité Energétique
ENIE	Entreprise Nationale des Industries Electroniques
EnR	Energie Renouvelable
EPC	Engineering Procurement and Construction
EPIC	Entreprise Publique à caractère Industriel et Commercial
EPST	Etablissement Public à caractère Scientifique et Technologique

FEM	Fonds pour l'Environnement Mondial
FIT	Feed in tariff (Tarif d'achat garanti)
FNER	Fonds National pour le développement des Energies Renouvelables (Algérie)
FNME	Fonds National de Maîtrise de l'Energie (Algérie)
FNMEERC	Fond National pour la Maîtrise d'Energie, pour les Energies Renouvelables et pour la Cogénération (Algérie)
FVC	Fonds Vert pour le Climat
GES	Gaz à Effet de Serre
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Agence Allemande de coopération internationale pour le développement)
GN/C	Gaz Naturel/carburant
GPL/C	Gaz de Pétrole Liquéfié/carburant
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
GRTE	Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité
GWEC	Global Wind Energy Council (Conseil Global de l'Energie Eolienne)
HCDS	Haut-Commissariat au Développement de la Steppe
HT	Haute Tension
HTA	Haute Tension A (tension comprise entre 1.000 et 50.000 Volts)
IANOR	Institut Algérien de la Normalisation
IFEG	Institut de Formation en Electricité et Gaz, Algérie
IHA	International Hydropower Association (Association Internationale de l'hydroélectricité)
ILAC	International Laboratory Accreditation Cooperation (coopération internationale des laboratoires d'accréditation)
IPP	Independent Power Producer (producteur indépendant d'électricité)
IRENA	International Renewable Energy Agency (Agence Internationale des Energies Renouvelables)
ISE	Institute for Solar Energy Systems, Fraunhofer, Allemagne
ISO	International Organization for Standardization (Organisation internationale de normalisation)
JORDP	Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire
LBC	Lampes Basse Consommation
LCOE	Levelized Cost Of Energy (Coût actualisé de l'énergie)
LED	Light Emitting Diode (diode électroluminescente)
MADR	Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural
MdE	Ministère de l'Energie (Algérie)
MEM	Ministère d'Energie et des Mines
MESRS	Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
MHUV	Ministère de l'Habitat, de l'Urbanisme et de la Ville
MICLAT	Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire
MT	Moyenne Tension
NEAL	New Energy for ALgeria

OM	Opérateur Marché
O&M	Operation and Maintenance
ONS	Office National de la Statistique
OS	Opérateur du Système électrique Algérien
PMA	Pointe Maximale Appelée
PME/PMI	Petite et Moyenne Entreprise/Industrie
PNEREE	Programme National de Développement des Energies Renouvelables et de l'Effi- cacité Energétique
PNR	Programme National de Recherche
PNUE	Programme des Nations Unies pour l'Environnement
PPA	Power Purchase Agreement (contrat d'achat d'électricité)
PV	Photovoltaïque
RCREEE	Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency (Ligue Arabe)
R&D	Recherche et Développement
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
RIN	Réseau Interconnecté Nord
RIS	Réseau Isolé du Sud
SADEG	Société Algérienne de Distribution d'Electricité et du Gaz
SDA	Société de Distribution d'Alger
SDC	Société de Distribution Centre
SDE	Société de Distribution Est
SDO	Société de Distribution Ouest
SKTM	Sharikat Kahraba Takat Moutadjadida (Algérie)
SNAT	Schéma National d'Aménagement du Territoire
SNVI	Société Nationale de Véhicules Industriels
SONATRACH	SOCIÉTÉ Nationale pour la recherche, la production, le transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures
SONELGAZ	Société Nationale d'Electricité et du GAZ d'Algérie
SPE	Société de Production d'Electricité (Algérie)
STEP	Station de Transfert d'Energie par Pompage
THT	Très Haute Tension
UDTS	Unité de Développement de la Technologie du Silicium
VE	Véhicule Electrique

Unités

Unités		Préfixes d'Unités	
Tep	Tonne équivalent pétrole (unité de base usuelle de mesure des énergies fossiles)		
Mtep	Million de tonnes équivalent pétrole		
KW	Kilowatt	Kilo (K)	10^3
MW	Mégawatt	Mega (M)	10^6
GW	Gigawatt	Giga (G)	10^9
TW	Terawatt	Tera (T)	10^{12}
Wh	Wattheure (unité de base usuelle de mesure de l'énergie électrique). Le watt-heure est l'unité de mesure d'énergie correspondant à la quantité produite en 1 heure par une machine d'1 watt.		
KWh	Kilowattheure		
MWh	Mégawattheure		
GWh	Gigawattheure		
TWh	Térawattheure		
Wc	Watt Crête (unité de mesure de la puissance électrique maximale pouvant être produite par une installation photovoltaïque dans des conditions standards, soit une radiation solaire de 1000W/m ² , une température de 25°C,.....)		
KWc	Kilowatt crête		
MWc	Mégawatt crête		

1 kilowattheure (kWh) = 1 000 Wh

1 Mégawattheure (MWh) = 1 000 kWh

1 Gigawattheure (GWh) = 1 000 MWh

1 TWh = 1 000 GWh

Glossaire

Absorption solaire : Phénomène naturel grâce auquel la matière capture les photons du rayonnement solaire et les transforme en chaleur.

Accès des Tiers au Réseau (ATR) : Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Albédo : Fraction de l'énergie solaire qui est réfléchiée et retournée vers l'espace, au lieu d'être absorbée par la matière.

Agent commercial : Toute personne physique ou morale, autre qu'un producteur ou un distributeur, qui achète de l'électricité ou du gaz pour la revente. (loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation).

Agrégateur : Opérateur du marché de l'électricité jouant un rôle de grossiste. En fonction de l'état des marchés, l'agrégateur propose à ses clients de modifier leur consommation ou leur production en tenant compte de leur niveau de flexibilité.

Auto-producteur (ou auto-consommateur) : Toute personne physique ou morale qui produit de l'électricité principalement pour son usage propre. (loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation).

Autorisation d'exploiter : C'est une autorisation sollicitée auprès de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz préalablement à la construction, par les producteurs intéressés par la commercialisation de l'énergie électrique (Décret exécutif n° 06-428 du 26 novembre 2006 fixant la procédure d'octroi des autorisations d'exploiter les installations de production d'électricité).

Base ou Produit baseload : Sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « base » implique la livraison d'une puissance constante, toute la journée, pendant toute la durée du contrat. Les autres profils de livraison standard sont les profils « pointe », « hors pointe » ainsi que les blocs.

BEPOS ou Bâtiment à Énergie Positive : Ce sont des bâtiments qui produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment. Cela passe, d'une part, par la production d'énergie renouvelable (exemple typique : les panneaux solaires), mais aussi par des facteurs qui permettent de réduire la consommation en énergie : architecture bioclimatique, installations peu énergivores, comportement éco responsable des occupants.

Biocarburant : C'est un carburant produit à partir de matières végétales ou animales. Actuellement, il existe deux filières de biocarburants : la filière huile, celle du biodiesel, utilisant des plantes oléagineuses (colza, palmier, soja) et la filière alcool, celle du bioéthanol utilisant des plantes riches en sucres (canne, maïs, betterave, blé).

Bioénergie : Ensemble des dispositifs de production utilisant la biomasse, le biogaz et les déchets ménagers et assimilés.

Biogaz : Le biogaz est l'un des produits de la méthanisation (digestion anaérobie) de déchets d'origine biologique. Le biogaz contient 50 à 70 % de méthane (CH₄, identique au méthane du gaz naturel) mais aussi 20 à 50 % de CO₂ et de petites quantités d'ammoniac, d'azote et de sulfure d'hydrogène, ce qui oblige à le traiter avant de l'utiliser comme combustible ou carburant.

Biomasse : Dans le domaine de l'énergie, la biomasse se définit par l'ensemble des matières organiques d'origine végétale ou animale, y compris les déchets ménagers, agricoles et industriels. La biomasse est transformée en énergie, soit par combustion, soit après méthanisation ou après d'autres transformations chimiques.

Building-Integrated PhotoVoltaics (BIPV) : Modules photovoltaïques intégrés dans les structures et les bâtiments en remplacement des matériaux de construction traditionnels.

Bouquet Énergétique : On l'appelle aussi mix énergétique. C'est l'ensemble des sources d'énergie primaire utilisées pour la consommation d'énergie finale. Il existe deux types de sources d'énergie primaire : renouvelable et non-renouvelable.

Carburants : Un carburant est un combustible liquide (comme l'essence), gazeux (comme le GPL) ou solide (comme un propergol) dont la chaleur de combustion est utilisée pour faire fonctionner un moteur thermique (transformation d'énergie chimique en énergie mécanique).

Charge : Toute installation qui consomme de la puissance active et/ou réactive.

Cellule photovoltaïque : Dispositif qui transforme l'énergie lumineuse en courant électrique.

Certification d'origine ou Système de garantie d'origine : La Garantie d'Origine est l'outil qui permet de revendiquer que l'électricité que vous consommez provient d'énergie renouvelable et est neutre en CO₂.

Certificat Blanc ou Certificat d'économie d'énergie : Est une mesure politique nationale qui permet d'encourager les économies d'énergie en obligeant certains acteurs (les obligés) à réaliser des économies d'énergie, et à encourager les autres acteurs (les non-obligés) par l'obtention d'un certificat.

Centrale électrique à cycles combinés : Centrale thermique de production d'électricité, dans laquelle l'électricité est produite à deux niveaux successifs : en premier lieu par la détente de gaz de combustion dans des turbines, et en deuxième lieu par l'utilisation de la chaleur des mêmes gaz de combustion dans des chaudières alimentant des turbogénérateurs à vapeur. Ce procédé permet d'atteindre des rendements thermodynamiques élevés (55 à 60 %, contre seulement 33 à 35 % pour les centrales thermiques à cycle simple).

Circuit de raccordement : L'ensemble des équipements qui composent la liaison entre le poste de livraison, de l'installation, de l'utilisateur et le réseau électrique.

Client éligible : Client qui a le droit de conclure des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz avec un producteur, un distributeur ou un agent commercial de son choix et, à ces fins, il a un droit d'accès sur le réseau de transport et/ou de distribution. (loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation).

Client final : Toute personne physique ou morale qui achète de l'électricité et/ou du gaz naturel pour son propre usage. (loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation).

Code réseau (Grid code) : Ensemble des règles techniques et opérationnelles fixant les exigences minimales que les acteurs du marché doivent respecter pour être raccordés au réseau.

Cogénération : Principe de production simultanée de deux énergies différentes dans le même processus (Exemple : électricité plus chaleur).

Combustible : Un combustible désigne tout composant ou matière solide, liquide ou gazeux susceptible de se combiner à un oxydant (le comburant) au cours de la réaction de combustion. Cette réaction a pour caractéristique de générer d'importantes quantités de chaleur. L'oxydant est très généralement l'oxygène de l'air.

Commissioning : Ensemble des processus visant à s'assurer que les fonctionnalités effectives des équipements et leur performance énergétique correspondent à ce qui a été conçu en base.

Concession : Droit accordé par l'Etat à un opérateur pour exploiter et développer un réseau d'un territoire délimité et pour une durée déterminée en vue de la vente de l'électricité ou du gaz distribué par canalisations. (loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation).

Congestion : Situation du système électrique où les règles de sûreté ne sont plus localement satisfaites, compte tenu de la répartition des injections et soutirages dans une zone donnée du réseau.

Contrat d'accès au réseau : Contrat conclu entre un utilisateur et un gestionnaire de réseau, donnant le droit au titulaire d'accéder au réseau en un ou plusieurs points de soutirages, d'injection ou d'échange.

Contrat de raccordement : Contrat conclu entre un utilisateur et le gestionnaire du réseau de transport ou de distribution d'électricité qui détermine les droits et obligations réciproques relatifs à un raccordement en un point de jonction, selon des spécifications techniques précises.

Consortium : C'est un groupement de personnes physiques ou morales, publiques ou privées (entreprises, universités, chercheurs...) collaborant temporairement à un programme ou à un projet dans l'optique de parvenir à un résultat fixé à l'avance. Le consortium permet la mise en commun de moyens matériels, financiers et humains.

Courbe de charge : Diagramme traduisant l'évolution de la consommation. Il représente l'ensemble des puissances mesurées en valeur moyenne sur une durée déterminée (10 minutes par exemple) pendant un intervalle de temps défini.

Développement durable : Développement qui répond aux besoins actuels sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire leurs propres besoins.

Délestage : Consiste à arrêter volontairement l'approvisionnement d'un ou de plusieurs consommateurs pour rétablir rapidement l'équilibre entre la production et la consommation du réseau. Il s'agit d'une mesure de sauvegarde destinée à éviter les risques d'effondrement en tension ou en fréquence qui pourraient entraîner la coupure de la totalité d'un sous-réseau.

Distributeur : Toute personne physique ou morale assurant la distribution de l'électricité ou du gaz par canalisation avec possibilité de vente. (loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation).

Effacement de consommation : Dispositif à travers lequel un consommateur renonce ou reporte tout ou partie de sa consommation d'électricité, en réaction à un signal.

Effacement diffus : Ils sont dits diffus lorsqu'ils sont opérés sur un grand nombre de consommateurs raccordés sur les réseaux de distribution. Ces effacements sont réalisés par l'intermédiaire de boîtiers installés chez les consommateurs et commandés à distance depuis un point de commande centralisé géré par un opérateur.

Effet de serre : Phénomène naturel permettant un accroissement de la température de l'atmosphère d'une planète grâce à la présence de certains gaz qui ont une importante capacité à piéger une partie du rayonnement infrarouge calorifique ambiant. Sur terre, naturellement, ces gaz sont principalement la vapeur d'eau et le dioxyde de carbone CO₂ et, dans une moindre mesure, le méthane CH₄, le protoxyde d'azote N₂O et l'ozone O₃ et d'autres gaz.

Electricité verte : Électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable. Il s'agit notamment de l'énergie hydraulique, de la géothermie, de la biomasse, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire.

Energie fossile : L'énergie chimique contenue dans les combustibles fossiles tels que le pétrole, le charbon, le gaz....
Énergie primaire : Énergie contenue dans les ressources énergétiques telles qu'on les trouve à l'état brut dans la nature (pétrole, gaz, charbon, uranium, vent, soleil, biomasse, etc.), à distinguer de l'énergie finale, consommée par l'utilisateur final.

Energies renouvelables : L'ensemble des ressources énergétiques dont la consommation est renouvelable en permanence à l'échelle humaine.

Eolien : Dispositif de production utilisant l'énergie fournie par le vent.
Etiquetage énergétique : Etiquette destinée au consommateur portant indication sur la classe d'efficacité énergétique d'un appareil ou d'un bien.

Facteur de charge : Rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et celle produite par un fonctionnement à la puissance maximale durant la même période.

Feed-in Tarif ou tarif d'achat garanti : Est un mécanisme visant à favoriser l'adoption de sources d'énergies renouvelables au travers duquel les compagnies d'électricité ont l'obligation d'acheter l'électricité renouvelable produite à un coût étudié quel que soit le fournisseur.

Gaz à effet de serre (GES) : Gaz présents dans l'atmosphère qui absorbent le rayonnement infrarouge émis sur la surface terrestre et contribuent à l'effet de serre. La vapeur d'eau (H₂O), le dioxyde de carbone (CO₂), l'hémioxyde d'azote (N₂O), le méthane (CH₄) et l'ozone (O₃) sont les principaux gaz à effet de serre.

Géothermie : Dispositifs utilisant la chaleur du sous-sol (par exemple pour chauffer des locaux en cas de basses températures, ou produire de l'électricité par vapeur interposée en présence de températures élevées).

GIEC ou Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat : Créé en 1988, c'est un organe à portée internationale qui mène des analyses scientifiques sur les évolutions climatiques. Sa mission : fournir des informations scientifiques objectives concernant les changements climatiques, les risques et conséquences qu'ils peuvent entraîner, ainsi que des solutions d'adaptations et d'atténuations.

GRTE ou Gestionnaire du Réseau de Transport d'électricité : Est un terme générique pour définir l'entreprise qui gère un réseau de transport d'électricité et en assure, l'exploitation, l'entretien et le développement.

GRD ou Gestionnaire du Réseau de Distribution : Est un terme générique pour définir l'entreprise qui gère un réseau de distribution d'électricité et en assure, l'exploitation, l'entretien et le développement.

GNL ou Gaz Naturel Liquéfié : Il s'agit de gaz naturel qui, soumis à une très faible température (-181°C à pression atmosphérique) passe à l'état liquide, ce qui le rend bien moins volumineux. Ainsi, il est environ deux fois plus léger que l'eau et cet état condensé rend son transport possible sur de très longues distances, notamment par voie maritime ou via les gazoducs.

GPL ou Gaz de Pétrole Liquéfié : Il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures provenant à 60% du traitement du gaz naturel et à 40% du raffinage du pétrole. Les hydrocarbures principaux de ce mélange sont le propane et le butane.

Hors pointe ou Produit off-peak : Sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « hors pointe » implique la livraison d'une puissance constante pendant certaines plages horaires, qui sont généralement les heures pendant lesquelles la consommation est la plus basse.

Hybridation : Mettre en parallèle plusieurs sources (deux ou plus) d'énergie électrique (Exemple : un générateur électrique à base de diesel, une installation photovoltaïque et des batteries de stockage).

Hydraulique : Dispositif de production utilisant l'énergie fournie par le mouvement de l'eau.

IP ou Indice de protection : Est une convention internationale qui désigne les propriétés de résistance d'un matériel électrique. Elle s'applique à la capacité des équipements à évoluer dans les différentes conditions climatiques, la résistance aux poussières, les chutes, etc. L'IP est suivi de deux chiffres. Le premier chiffre de 0 à 6 indique la protection contre la poussière et contre les objets solides. Le second chiffre de 0 à 8 indique la protection contre les liquides.

Irradiance : Appelée aussi éclaircissement énergétique, elle mesure la puissance d'un rayonnement électromagnétique par unité de surface. Elle s'exprime en watts par mètre carré (W/m²). L'irradiance solaire représente par exemple la quantité d'énergie entrante dans un panneau photovoltaïque.

LED : Acronyme anglophone qui signifie Light Emitting Diode. Ce sont des ampoules qui émettent une très bonne luminosité avec une faible consommation d'énergie. Elles remplacent les ampoules Tungstène, les halogènes et les lampes fluo-compactes grâce aux bénéfices qu'elles apportent en termes d'efficacité.

Maître d'Ouvrage : Personne physique ou morale qui décide des travaux, en définit les modalités et en assure le financement.

Marché day ahead : Marché sur lequel s'effectuent des transactions d'échange et d'achat/vente portant sur des quantités d'électricité livrables le lendemain.

Marché de détail : Le marché de détail concerne la fourniture d'électricité à des clients finals, par opposition au marché de gros.

Marché de gros : Le marché de gros désigne le marché où les quantités d'électricité sont négociées (achetées et vendues) avant d'être livrées sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises).

Marché spot : Marché sur lequel l'électricité produite est négociée pratiquement en temps réel pour une livraison le jour même ou peu après.

Mécanisme d'ajustement : Mécanisme permettant à un GRTE d'équilibrer à chaque instant la production et la consommation grâce aux quantités d'électricité supplémentaires que les producteurs peuvent fournir ou aux réductions de charges auxquelles les consommateurs peuvent y consentir (effacement).

Microgrid : Micro-réseau électrique intelligent conçu pour fournir un approvisionnement électrique fiable et de meilleure qualité aux consommateurs connectés à ce dernier. Il est alimenté par des petites installations de production ou de stockage (cogénération, photovoltaïque, pile à combustible, etc.) et peut être raccordé au réseau de distribution électrique.

Mobilité électrique : Elle désigne l'usage de moyens de déplacement qui fonctionnent exclusivement à l'électricité.

Obligation d'achat : En vue de favoriser le développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la biomasse, une obligation d'achat de celles-ci par les divers gestionnaires des divers réseaux électriques est généralement instituée sous forme de loi.

Onduleur : Appareil électronique convertissant le courant continu délivré par les panneaux photovoltaïque en courant alternatif, compatible et synchronisé avec le réseau public de distribution d'électricité dans le cas d'un raccordement réseau.

Opérateur Marché (OM) : Personne morale chargée de la gestion économique du système d'offres de vente et d'achat d'électricité. (loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation).

Opérateur du Système Electrique (OSE) : Erigé en filiale du groupe Sonelgaz en 2006, il est le gestionnaire du Système Production-Transport de l'électricité et doit en assurer la coordination en veillant en particulier à l'équilibre permanent entre consommation et production, à la sécurité, à la fiabilité et à l'efficacité du réseau électrique national conformément à la loi N°02-01 du 5 février 2002.

Pointes de consommation : Sont par définition les périodes où la demande électrique est la plus élevée. Il existe plusieurs types de « pointes » de consommation d'électricité selon l'ampleur des besoins à diverses périodes de la journée ainsi que certaines conditions environnementales saisonnières (froid, chaleur...).

Poste de livraison électricité : Ensemble formé par les installations (bâtiment, équipements et appareillages électriques) constituant l'interface entre une installation privée et le réseau public de transport ou de distribution d'électricité.

Production centralisée : Production d'électricité injectée par des installations de puissance importante (exemple plus de 10 MW) sur les réseaux de transport ou au niveau des tensions moyennes du réseau de distribution.

Production décentralisée ou distribuée : Production injectée sur les réseaux de distribution, de basse ou moyenne tension, par l'ensemble des installations de relativement petite puissance (quelques kilowatts à une dizaine de mégawatts) qui y sont raccordées (il s'agit d'une manière générale d'installations photovoltaïques ou éoliennes).

Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) : Fixe les priorités d'action et les objectifs nationaux réalisables à différents horizons.

Rayonnement diffus : Se manifeste lorsque le rayonnement solaire direct se disperse dans les nuages et les particules atmosphériques et résulte ainsi de la diffraction de la lumière par les nuages et les molécules diverses en suspension dans l'atmosphère, ainsi que sa réfraction par le sol.

Rayonnement direct : C'est le rayonnement solaire atteignant directement la surface terrestre depuis le soleil. Il dépend de l'épaisseur de l'atmosphère que la radiation solaire doit traverser et de l'inclinaison des rayons par rapport au sol.

Rayonnement global : C'est l'énergie rayonnante totale du soleil, qui atteint une surface horizontale à la surface de la Terre au cours d'une unité de temps. Sa densité de puissance est d'environ 1.000 W/m² pour un rayonnement solaire vertical, tandis que sa densité d'énergie est, à titre d'exemple, de 2.200 kWh/m² à l'Équateur. Il s'obtient en ajoutant les trois types de rayonnement : direct, diffus et réfléchi.

Réserve de puissance : Puissance destinée à compenser les écarts survenant entre les programmes prévisionnels et la consommation effective.

Services système : Services nécessaires pour transmettre l'énergie depuis les groupes de production jusqu'aux charges tout en assurant la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Réseaux électriques intelligents : Sont aussi appelés smart grids. Ce sont les réseaux électriques publics auxquels sont ajoutées des fonctionnalités généralement issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC). Le but est d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant, tout en assurant un approvisionnement sûr, durable et compétitif aux consommateurs, dont l'implication est requise.

Sobriété énergétique : Il s'agit d'une démarche qui vise la réduction de la consommation d'énergie, notamment par un mode de vie moins énergivore et des comportements qui impliquent un meilleur usage des équipements consommateurs d'énergie.

Solaire photovoltaïque : Dispositif de production d'électricité à partir de la lumière du soleil (utilisation de l'énergie correspondant au spectre visible de la radiation solaire).

Solaire thermique : Dispositif de production d'énergie permettant d'exploiter le spectre chaud de la radiation solaire (exemple : le chauffe-eau solaire, les centrales (CSP) thermiques à concentration ...).

Système électrique : L'ensemble d'ouvrages permettant la production, le transport, la distribution et la consommation d'électricité.

Take-or-pay : Clause d'un contrat de fourniture d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition auprès de l'acheteur et en contrepartie dispose d'une garantie de paiement d'une quantité minimale d'énergie, que l'acheteur en prenne livraison ou non.

Transition écologique : Désigne une évolution vers un modèle économique et social basé sur le développement durable. Cela implique un changement de nos habitudes de consommation, de travail et de production, dans le but de répondre aux enjeux environnementaux que nous connaissons, tels que le changement climatique, la diminution des ressources, la réduction de la biodiversité et la multiplication des risques sanitaires.

Transition énergétique : Est un volet de la transition écologique. Elle désigne un changement profond des moyens de production et de consommation de l'énergie, pour tendre vers un mix énergétique durable et à empreinte environnementale acceptable.

Véhicules électriques : Véhicule automobile dépourvu de moteur à combustion interne, propulsé par un moteur électrique alimenté par de l'électricité obtenue par diverses voies, soit des batteries rechargeables ou une pile à combustible.

Véhicule hybride : Véhicule équipé de deux types de moteurs en vue de la propulsion : un moteur thermique et un moteur électrique. L'appellation se décline selon plusieurs degrés d'hybridation.

VPP ou centrale virtuelle : Contrat de vente d'électricité fondé sur un modèle de fonctionnement d'une centrale de production. Un tel contrat permet généralement d'acheter sur demande préalable, auprès d'un producteur, de l'énergie à un prix fixé à l'avance.

Watt-crête (Wc) : Est l'unité de mesure de puissance d'un panneau solaire. Il correspond à une puissance électrique de 1 Watt, sous des conditions précises d'ensoleillement (1000 W/m²) d'orientation et de température (25 °C). On retrouve également la désignation du watt-crête sous le sigle Wp (de l'anglais Watt-peak).



République Algérienne Démocratique et Populaire
Premier Ministre
Commissariat aux Energies Renouvelables
et à l'Efficacité Energétique