

La transition énergétique à l'aune de la géopolitique mondiale de l'énergie : quels sont les enseignements pour le Maroc ?

Rapport de synthèse

18 FEVRIER 2016

Coordinateur du rapport

M. Tayeb AMEGROUD

Membres du groupe de travail

M. Khalid GHOZLANI, Consultant international
et Directeur Général d'EnerGConsulting

M. Aziz YAHYA, Expert en finance d'entreprise et de projet
ainsi qu'en stratégie

M. Zakaria NADIR, Expert dans la modélisation
des systèmes énergétiques

***Propriété de l'IRES, le présent rapport, de par les opinions qui y sont exprimées,
engage la responsabilité de ses auteurs et en aucun cas celle de l'IRES***

EXTRAIT DU DISCOURS ROYAL

"... Cela vaut également pour les défis auxquels le Maroc est confronté en matière énergétique. En effet, il nous appartient désormais de nous adapter aux mutations profondes qui touchent ce secteur à l'échelle mondiale, et dont tout porte à croire qu'elles ne vont pas s'estomper, mais plutôt s'aggraver de plus en plus.

Il faudrait donc suivre une politique alliant, d'une part, la gestion rationnelle des produits énergétiques et, d'autre part, l'adoption d'une stratégie efficiente visant à réduire la consommation de l'énergie, sans porter atteinte à la productivité. Il est également nécessaire de veiller, dans le cadre de cette démarche, à la protection et à la diversification des sources d'énergie.

Le Maroc n'a d'autre choix que de renforcer localement sa capacité de production d'énergie et d'ouvrir la voie aux investissements prometteurs en matière d'approvisionnement énergétique. Il se doit également de poursuivre résolument les efforts visant à faire des énergies alternatives et renouvelables la clé de voûte de la politique énergétique nationale."

**Extrait du Discours Royal à l'occasion de la Fête du Trône
(30 juillet 2008)**

Table de matières

EXTRAIT DU DISCOURS ROYAL.....	3
INTRODUCTION.....	6
PREMIERE PARTIE : CONTEXTE INTERNATIONAL ET TENDANCES LOURDES	7
1. LE CONTEXTE INTERNATIONAL DU SYSTEME ENERGETIQUE	8
1.1. Le charbon.....	10
1.2. Le gaz naturel	11
1.3. Le pétrole et les liquides associés.....	14
1.4. Le secteur de l'électricité	15
1.5. Les énergies renouvelables.....	19
2. LES PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES PRINCIPALES SOURCES D'ENERGIE	23
2.1. La prévision énergétique, un exercice délicat	23
2.2. Les facteurs impactant la demande d'énergie.....	24
2.2.1. <i>Le changement climatique.....</i>	<i>24</i>
2.2.2. <i>La démographie.....</i>	<i>25</i>
2.2.3. <i>L'urbanisation et les mégapoles</i>	<i>26</i>
2.2.4. <i>La croissance économique</i>	<i>27</i>
2.3. Les perspectives des principales sources d'énergie	28
2.3.1. <i>Le charbon</i>	<i>28</i>
2.3.2. <i>Le gaz naturel</i>	<i>29</i>
2.3.3. <i>Le pétrole et les liquides associés</i>	<i>31</i>
2.3.4. <i>Le secteur de l'électricité</i>	<i>32</i>
2.3.5. <i>Les énergies renouvelables</i>	<i>33</i>
3. LES TENDANCES LOURDES DE LA TRANSITION ENERGETIQUE	35
3.1. Les hydrocarbures seront encore là pendant longtemps	35
3.2. La globalisation et l'émergence d'un nouveau modèle	36
3.2.1. <i>Les changements géopolitiques et la globalisation</i>	<i>36</i>
3.2.2. <i>Les mutations du modèle économique et intégration régionale des marchés et systèmes électriques</i>	<i>37</i>
3.3. Des technologies de production propres et des réseaux intelligents.....	38
3.3.1. <i>Une diffusion encore plus large des énergies renouvelables</i>	<i>39</i>
3.3.2. <i>Les technologies de stockage de l'énergie.....</i>	<i>40</i>
3.3.3. <i>Les réseaux intelligents.....</i>	<i>41</i>
3.4. Les enseignements pour le Maroc.....	42
DEUXIEME PARTIE : ETUDE DE CAS, ALLEMAGNE, TURQUIE, ESPAGNE ET PORTUGAL.....	44
1. L'ALLEMAGNE, UNE APPROCHE GLOBALE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE.....	45
1.1. Le contexte de la transition énergétique	45
1.1.1. <i>La dépendance aux énergies fossiles</i>	<i>45</i>
1.1.2. <i>La sortie du nucléaire.....</i>	<i>46</i>
1.2. La stratégie de transition énergétique	46
1.2.1. <i>Une offre sécurisée et propre</i>	<i>47</i>
1.2.2. <i>Un accès généralisé à une énergie propre et à un coût compétitif.....</i>	<i>51</i>
1.2.3. <i>Une maîtrise de la consommation d'énergie.....</i>	<i>53</i>
1.3. Les enseignements à retenir de l'expérience allemande	54
2. LA TURQUIE : PAYS ENERGIVORE ET PEU PRODUCTEUR D'ENERGIES FOSSILES	56
2.1. Le contexte de la transition énergétique	56

2.1.1.	<i>Une dépendance énergétique accrue</i>	56
2.1.2.	<i>Un secteur électrique en difficulté</i>	57
2.1.3.	<i>Une nécessité d'alignement sur les standards européens</i>	58
2.1.4.	<i>L'importance du rôle de "Hub" énergétique</i>	58
2.2.	La stratégie de la transition énergétique	58
2.2.1.	<i>Garantir la sécurité d'approvisionnement et atténuer la dépendance énergétique</i>	59
2.2.2.	<i>Garantir un accès généralisé à l'énergie à un coût compétitif</i>	61
2.2.3.	<i>Maîtriser la consommation d'énergie.....</i>	63
2.3.	Les enseignements tirés de l'expérience turque	64
3.	L'ESPAGNE, UNE TRANSITION ENERGETIQUE COUTEUSE	66
3.1.	Le contexte de la transition énergétique	66
3.1.1.	<i>Une dépendance aux énergies fossiles</i>	66
3.2.	La stratégie de transition énergétique	68
3.2.1.	<i>Sécuriser l'approvisionnement et atténuer la dépendance énergétique</i>	68
3.2.2.	<i>Garantir un accès généralisé à l'énergie à un coût compétitif</i>	71
3.2.3.	<i>Maîtriser la consommation d'énergie.....</i>	73
3.3.	Les enseignements retenus de l'expérience espagnole	74
4.	LE PORTUGAL, UNE TRANSITION ENERGETIQUE SUR MESURE	77
4.1.	Le contexte de la transition énergétique	77
4.1.1.	<i>Une dépendance aux énergies fossiles</i>	77
4.2.	La stratégie de la transition énergétique	78
4.2.1.	<i>Sécuriser l'offre et atténuer la dépendance énergétique</i>	79
4.2.2.	<i>Garantir un accès généralisé à l'énergie à un coût compétitif</i>	80
4.2.3.	<i>Maîtriser la consommation d'énergie.....</i>	83
4.3.	Les enseignements retenus de l'expérience portugaise	84
5.	QUELS ENSEIGNEMENTS POUR LE MAROC ?	86
	BIBLIOGRAPHIE	89
	NOTES DE REFERENCES	91

INTRODUCTION

Le système énergétique mondial est au centre des plus gros dilemmes de notre époque. Le dilemme du développement qui oppose la prospérité à la pauvreté, le dilemme de la confiance qui oppose la globalisation à la sécurité et le dilemme de l'industrialisation qui oppose la croissance économique à l'environnement. Il y a toujours eu des tensions au sein du système énergétique mondial, mais il est évident aujourd'hui que celles-ci sont de plus en plus vives.

L'objectif ultime de la transition énergétique qui s'annonce est de repenser le système énergétique pour le mettre au service d'une économie à faible teneur en carbone "low carbon economy". Ce sont donc les objectifs poursuivis qui introduisent une rupture fondamentale par rapport au rôle habituel de l'énergie dans l'économie : en produire le maximum à des coûts faibles, l'utiliser pour améliorer les rendements des différentes activités économiques (agriculture, industrie, transports) pour ainsi soutenir les besoins de croissance rapide de l'économie. Aujourd'hui, il s'agit de procéder à une transformation du secteur énergétique afin qu'il contribue à l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ce qui se traduit d'une part par la montée en puissance des énergies renouvelables (ENR) non émettrices de CO₂ et, d'autre part, par la recherche d'une maîtrise de la demande (la sobriété énergétique).

Ce rapport de synthèse clôture la série de livrables préparés dans le cadre de l'étude sur la transition énergétique du Maroc à l'aune de la géopolitique mondiale. Son but est de reprendre de façon synthétique les conclusions des deux premières phases de cette étude.

Après avoir donné dans la première partie un aperçu sur le contexte énergétique mondial et les tendances lourdes qui en façonneront l'évolution future, la deuxième partie sera consacrée à la présentation des résultats de l'étude comparative de quelques exemples de transitions énergétiques en cours dans quatre pays européens.



PREMIERE PARTIE :
CONTEXTE INTERNATIONAL ET
TENDANCES LOURDES

1. LE CONTEXTE INTERNATIONAL DU SYSTEME ENERGETIQUE

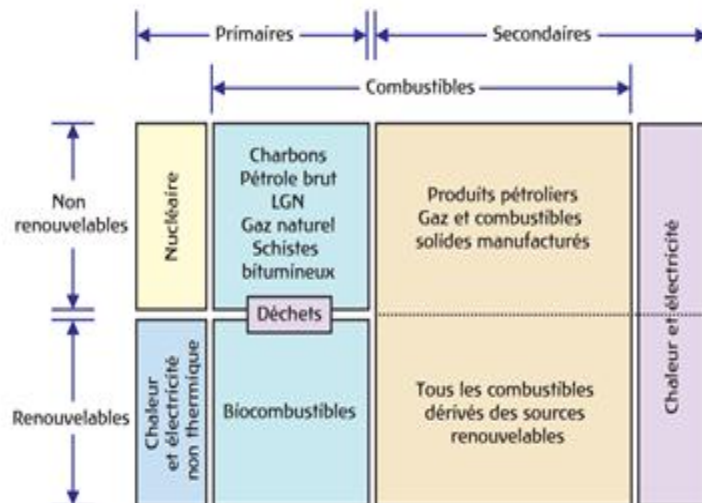
Les marchés et les systèmes énergétiques ont rapidement évolué ces dernières années. Le présent chapitre expose, de manière succincte, les marchés des sources majeures des énergies primaires utilisées dans le monde, ainsi que le secteur de l'électricité et tout particulièrement le marché des énergies renouvelables. Il s'appuie sur les données les plus récentes empruntées de rapports et données publiées par les institutions les plus en vue dans le domaine de l'analyse du secteur énergétique.

Le chapitre couvre les dernières évolutions et la situation en cours pour les marchés du charbon, pétrole et gaz naturel. Les dernières sections donnent un aperçu sur l'offre et la demande dans le secteur électrique et son organisation institutionnelle, ainsi qu'une présentation de la place de plus en plus importante des énergies renouvelables dans le mix électrique.

L'énergie primaire est l'agrégat des formes d'énergies produites avant toutes transformations. Elle consiste en une énergie (Graphique 1) :

- non renouvelable : Fossile (Hydrocarbure, Charbon) ou Nucléaire.
- une renouvelable : Solaire, Eolienne, Biomasse, Géothermique ou pompage turbinage.

Graphique 1 : Terminologie des produits énergétiques

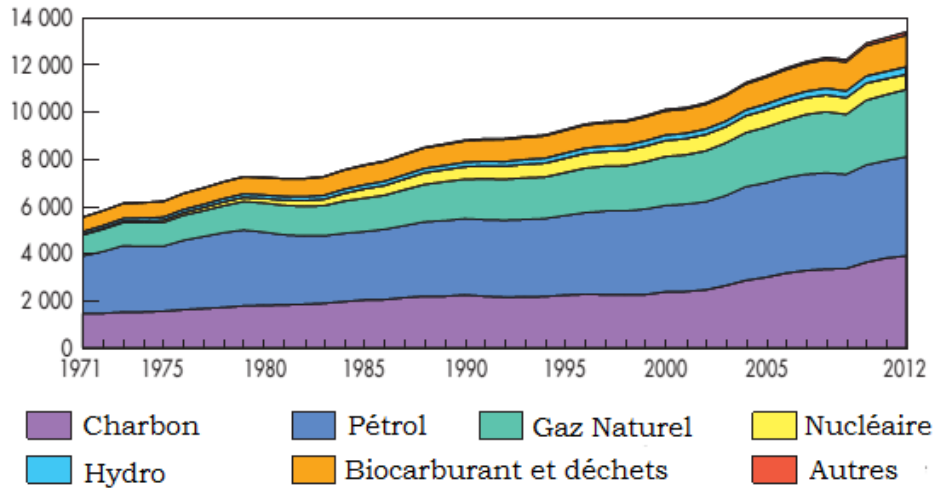


Source: http://www.iea.org/stats/docs/statistics_manual_french.pdf

Pour comparer la contribution de chaque source d'énergie primaire on utilisera la Tonne Equivalent Pétrole - TEP. (1 TEP = 11.63 MWh = ~7.4 BOE = 41 à 45 GJ).

La consommation récente (données de 2012 du rapport de l'AIE datant de Novembre 2014) reflète le rôle toujours prépondérant des hydrocarbures dans le mix de la consommation énergétique primaire mondiale (Graphique 2).

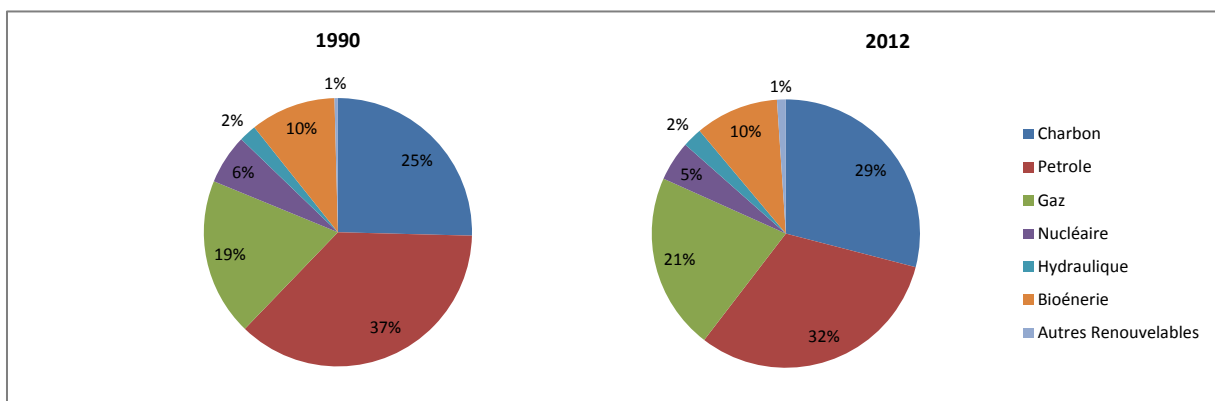
Graphique 2: Evolution de la demande mondiale pour l'énergie primaire entre 1971 et 2012 par source (Mtep)



Source : AIE Outlook 2014

On constate une diminution de la contribution de pétrole sur la période 1990-2012, elle est cependant compensée par une augmentation de l'utilisation du gaz et du charbon (Graphique. 3). Le recours au gaz est principalement dû à sa nature plus propre et sa souplesse d'utilisation dans la production d'électricité ainsi qu'à son abondance. L'augmentation de la part du charbon reflète la croissance importante des besoins en énergie des économies de la Chine, de l'Inde et d'autres pays en développement sur cette période.

Graphique 3: Contribution de chaque source dans la demande mondiale en énergie primaire pour 1990 et 2012

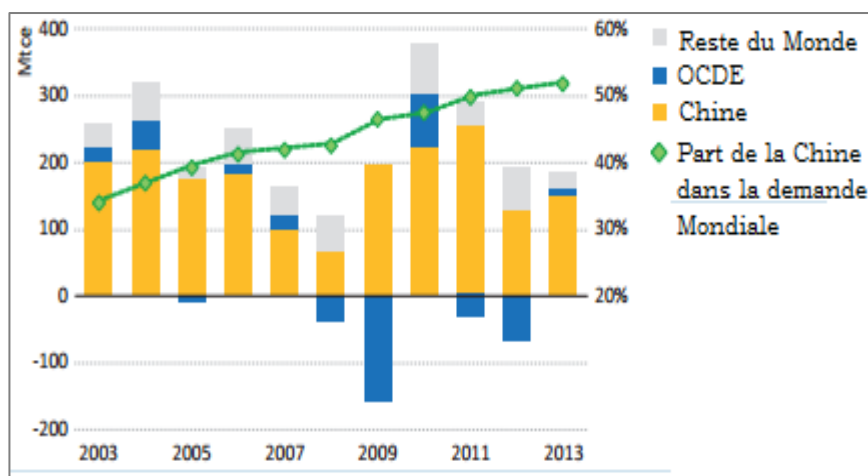


Source : AIE Outlook 2014

1.1. Le charbon

La contribution du charbon, dans le mix mondial de l'énergie primaire, a augmenté de 5% au cours de la dernière décennie pour atteindre 29% en 2013, confirmant ainsi son rôle comme le second combustible de choix après le pétrole. Le développement économique et industriel de la Chine lors des vingt dernières années a été le principal moteur de la croissance de la demande mondiale du charbon. En effet, alors que la demande des pays de l'OCDE pour ce combustible a régressé de 5.5% sur la période allant de 1990 à 2012, la Chine a vu sa consommation augmenter de 470% pour ainsi dépasser celle de l'ensemble des pays de l'OCDE et atteindre son double en 2012. (Graphique 4).

Graphique 4: Variation annuelle de la demande du charbon par régions



Source : AIE Outlook 2014

Les réserves de charbon sont évaluées à fin 2012 à plus de 1000 milliards de tonnes soit l'équivalent de 135 ans d'autonomie au rythme actuel de production. En général, le charbon est majoritairement consommé dans les pays producteurs car seulement 18% en sont exportés. La quantité totale des ressources en charbon est estimée aujourd'hui à 20 fois plus celle des réserves. L'exploitation de ces ressources n'est possible que si le prix du charbon le permet ou si les coûts d'extraction, considérés élevés, sont réduits.

L'examen du marché fait ressortir que huit pays dominent globalement la scène en concentrant 85 % des réserves à savoir: les Etats-Unis, la Russie, l'Inde, la Chine, l'Australie, l'Indonésie, la Colombie et l'Afrique du sud. A eux seules, les Etats-Unis détiennent 30% des réserves et sont le deuxième producteur au niveau international. La Chine est de loin le plus grand producteur mais ne possède que 50% des réserves américaines.

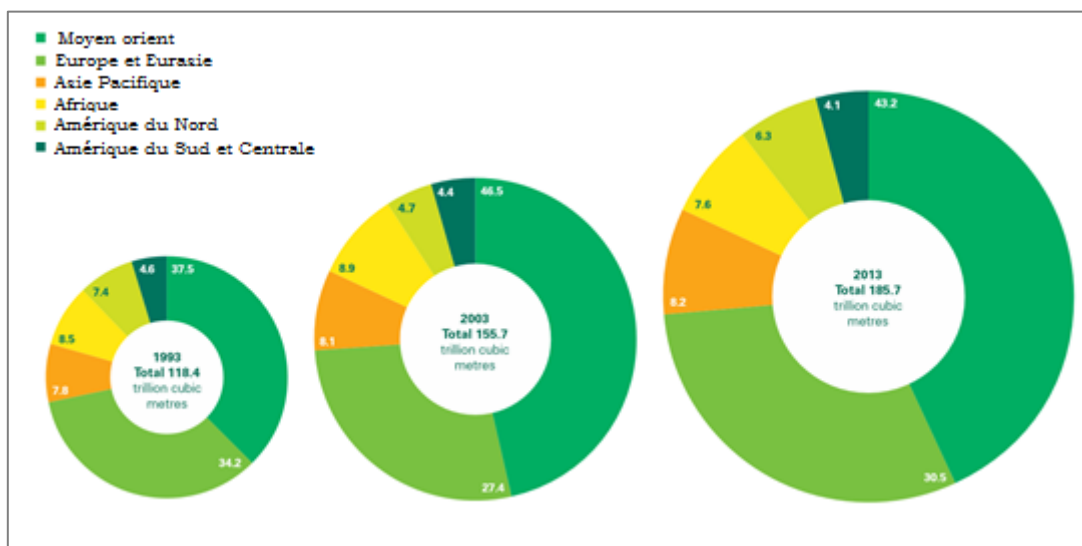
Historiquement, le prix du charbon a connu une évolution indépendante de celle des prix du pétrole et du gaz. Ainsi, le fait que le charbon soit le combustible fossile dont les réserves sont les plus abondantes et les mieux distribuées géographiquement a abouti à une relative stabilité de son prix.

1.2. Le gaz naturel

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (2014), les réserves en gaz naturel sont confortables et peuvent répondre à la demande future pour l'ensemble de ses scénarios de croissance à l'horizon 2040. La quantité de réserves confirmées à 2013 s'élève à 186 mille milliards de mètres cubes, l'équivalent de soixante ans de production au rythme actuel d'extraction. Cependant, les réserves confirmées ne représentent qu'une fraction des ressources disponibles et techniquement exploitables. Ces ressources sont estimées à quatre fois plus que les réserves.

Le graphique 5 ci-dessous indique que les réserves prouvées mondiales de gaz augmentent toujours, passant de 156 TCM (Trillion= "Milles milliards" de Mètres Cubes) en 2003 à 186 TCM en 2013, la principale contribution venant du Turkménistan. Les pays de l'ex Union Soviétique constituent le principal block avec 28% des réserves, suivis de l'Iran et du Qatar avec respectivement 18% et 13%.

Graphique 5: Evolution et localisation des réserves en gaz naturel (1993, 2003 et 2013)

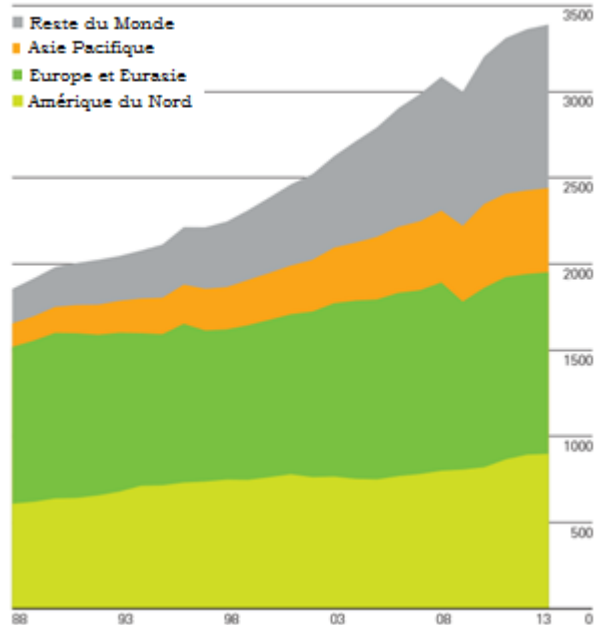


Source : BP Outlook 2035

En raison de la nature différente des marchés du gaz par rapport au pétrole, il n'existe pas de cartel pour réguler la production et donc les prix de cette commodité. L'OCDE qui est le principal consommateur mondial en énergie, ne détient que ~16% des réserves en gaz, le même ordre de grandeur que ses réserves en pétrole.

En termes de production de gaz, le monde a produit 3370 milliards de mètres cubes en 2013 (Graphique. 6). L'embargo actuel sur l'Iran fait de la Russie l'un des principaux producteurs et exportateurs de Gaz vers l'Europe. Par régions, l'Amérique du nord et la Russie dominent de manière quasi égale avec 43% de la production mondiale.

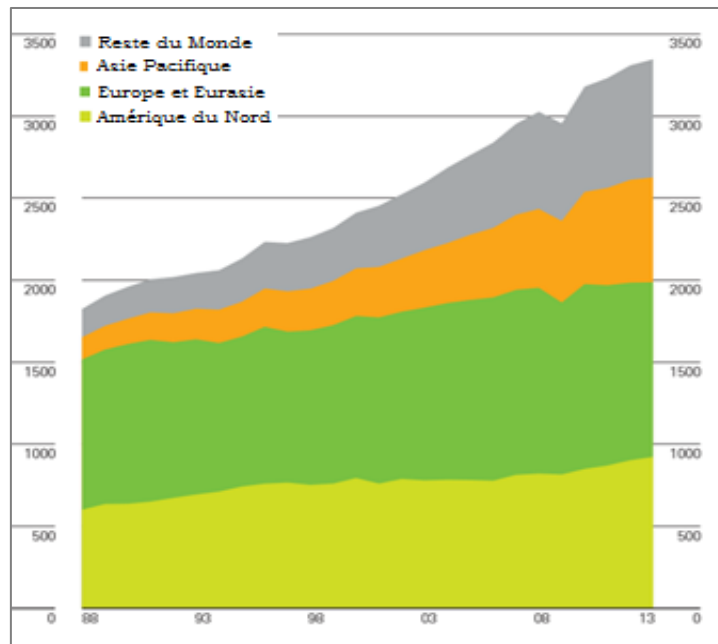
Graphique 6: Production de gaz naturel par région en milliards de mc



Source : BP Outlook 2035

Aujourd'hui, il y a deux destinations majeures pour le gaz commercialisé sur le marché international. Le marché Européen est de loin le plus large avec des importations pour les pays de l'Europe membres de l'OCDE qui avoisinent 230 milliards de mètres cubes en 2012, transportés principalement à travers un réseau de gazoducs. Dans la région de l'Asie-Pacifique, les importations sont dominées par le Japon et la Corée du Sud avec 174 milliards de mètres cubes en 2012, représentant plus de la moitié du volume mondial de GNL transporté. Les importations de la Chine et de l'Inde augmentent rapidement, 18% de croissance annuelle en 2013 pour la Chine, et ont totalisé 41 milliards de mètres cubes en 2012. En Chine, la substitution du charbon par le gaz naturel est le résultat de politiques de lutte contre la pollution notamment celle générée par le charbon. La demande au Moyen Orient qui reste soutenue est supportée par les subventions généreuses accordées aux hydrocarbures dans cette région.

Graphique 7: Consommation de gaz naturel par région en milliards de mc

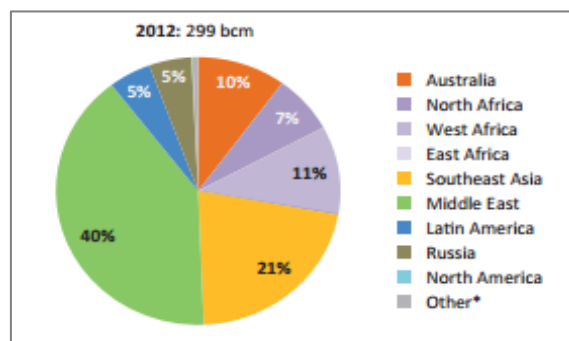


Source : BP Outlook 2035

Pour transporter le gaz naturel des gisements vers les lieux de consommation, les gazoducs sont le moyen le plus courant. Mais une part croissante, maintenant supérieure à 30 %, du gaz consommé est transportée sous forme liquide, dans des navires méthaniers de la proximité du lieu de production vers les lieux de consommation. Cette technologie dite du "gaz naturel liquéfié" (GNL), qui permet de "condenser" l'énergie gazeuse sous un volume réduit, exige des investissements très lourds, tant pour la liquéfaction que pour le transport.

La filière GNL repose sur la liquéfaction du gaz, procédé qui consiste à porter sa température à environ $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. L'autoconsommation en énergie du procédé est de 10 à 12 % du gaz traité. La liquéfaction du gaz permet de réduire son volume par un facteur voisin de 600, ce qui rend le transport maritime économiquement intéressant.

Graphique 8 : Principales sources d'exportations du GNL

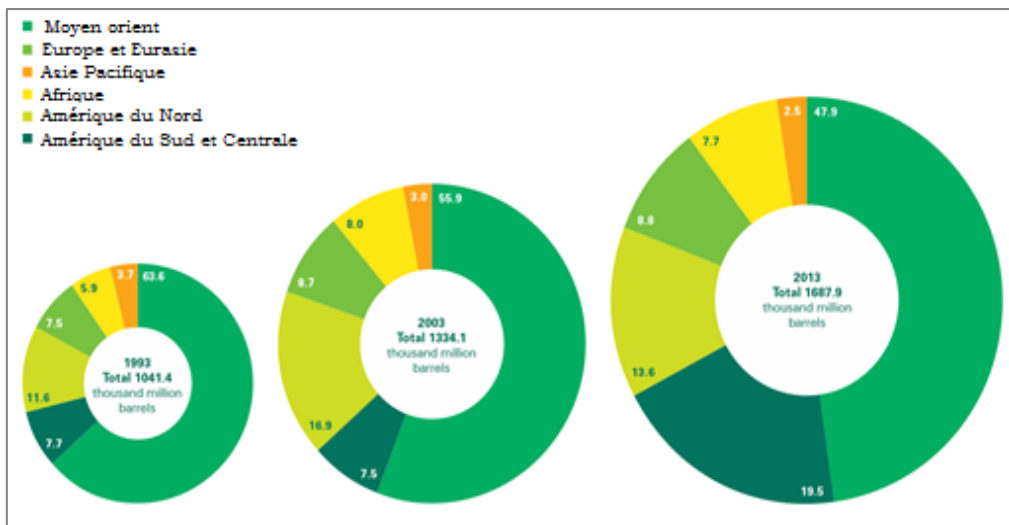


Source : AIE 2014 Outlook

1.3. Le pétrole et les liquides associés

Le graphique 9 ci-dessous indique que les réserves mondiales prouvées de pétrole augmentent toujours, passant de 1334 milliards de barils en 2003 à 1688 milliards en 2013, la principale contribution venant du Venezuela. Par conséquent, la part du Moyen-Orient, dominante depuis deux décennies avec 64% des réserves mondiales, n'est plus que de 48% en 2013.

Graphique 9: Distribution des réserves prouvées de Pétrole en % par régions entre 1993,2003 et 2013

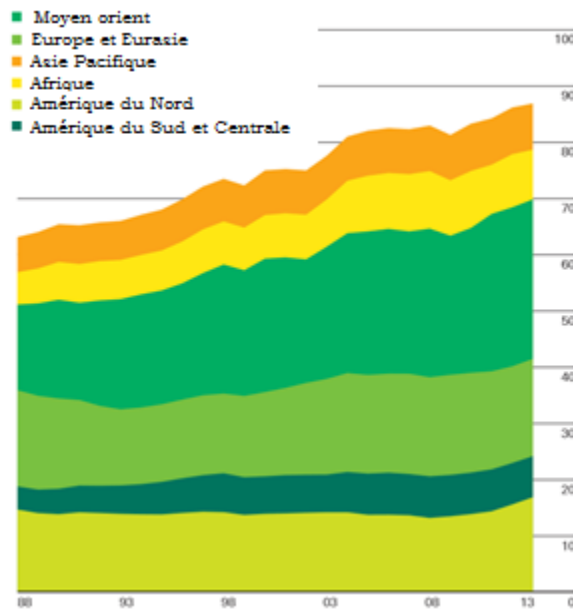


Source : BP Outlook 2035

Le cartel OPEP – Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole - crée sous l'impulsion du Venezuela et où l'Arabie Saoudite joue un rôle majeur, détient 72% des ressources mondiales. En comparaison, l'OCDE – Organisation de Coopération et Développement Economique - qui regroupe 34 des pays les plus développés, n'en détient que 15%.

En termes de production de pétrole, le monde a produit 87 millions de barils par jour en 2013. Par régions, le Moyen-Orient domine toujours avec 33% de la production mondiale (Graphique 10).

Graphique 10: Production de pétrole par régions en 2013 (millions de barils par jour)



Source : BP Outlook 2035

L'OPEP a contribué de 42% à la production mondiale et reste dans les mêmes proportions que les cinq années précédentes. Il est cependant à noter que ce cartel joue le rôle de régulateur du marché et module donc sa production aux niveaux désirés de prix. En contrepartie, l'OCDE n'a produit que 23% de la production mondiale en 2013.

Suite à l'analyse des réserves "R" et de la production "P", on constate que le ratio mondial R/P pour le pétrole est actuellement de 53 ans. Cela signifie que les réserves mondiales conventionnelles actuellement reconnues peuvent soutenir le niveau de production globale de 2013 pour les 53 années à venir. Les pays de l'OPEP et de l'OCDE ont des ratios respectifs de 90 ans et 33 ans.

Alors que la production de l'OCDE n'est que de 23%, sa consommation par contre est de 49% de la consommation mondiale. Ainsi, on constate la dichotomie OPEP/OCDE où la première organisation joue un rôle essentiel dans l'offre alors que la seconde influe primordialement sur la demande.

1.4. Le secteur de l'électricité

L'électricité est un facteur essentiel pour le développement économique, dans tous les pays du monde. Son importance s'accroît avec le progrès technologique, l'industrialisation et l'aspiration des ménages au confort moderne. L'augmentation de sa production est synonyme de création de richesse et amélioration des conditions de vie des citoyens.

La production d'électricité, ramenée au nombre d'habitants, est par conséquent un indicateur pertinent pour apprécier les écarts de développement entre différents pays ou régions du monde (Graphique. 11). L'Amérique du Nord est de loin la région où l'on produit le plus d'électricité par habitant (14 167kWh/hab). Cela représente plus du double de la production en Europe de l'Ouest (6 646 kWh/hab) et plus de huit fois plus qu'en Afrique du Nord (1771 kWh/hab) et près de trente fois plus qu'en Afrique subsaharienne (490kWh/hab).

Graphique 11: Production d'Electricité par habitant en 2012 dans les régions du monde (kWh/hab)



Source : Observ'ER

Cet indicateur nécessite toutefois d'être utilisé avec précaution. La production d'électricité par unité de PIB permet une autre lecture du rôle de l'électricité dans le développement économique et sur l'efficacité dans la consommation énergétique (Graphique 12). Cet indicateur reflète la qualité des schémas institutionnels et infrastructures électriques en place, la géographie et l'étendue du réseau, une dotation plus au moins riche en énergie primaire ou encore la nature des activités économiques du pays. Le prix de l'électricité qui prend en compte la nature du mix énergétique, les subventions et la fiscalité entrent aussi en ligne pour expliquer certaines disparités.

Graphique 12: Production d'Electricité par unité de PIB dans les régions du monde en 2012 (kWh/\$2005 ppa)

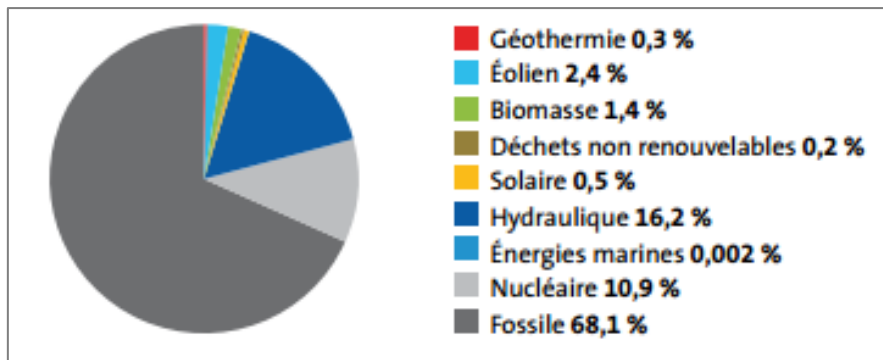


Source : Observ'ER

La croissance de la production de l'électricité par habitant continue à être soutenue dans les pays en voie de développement et ralentit par contre dans la majorité des pays développés ou postindustriels. La région de l'Asie de l'Est et du Sud-Est a enregistré une croissance annuelle moyenne de 6.6% sur la période allant de 2002 à 2012, suivie de l'Afrique du Nord qui a enregistré une croissance de 4.7% par an.

La production d'électricité d'origine renouvelable (y compris l'hydraulique) a atteint 4699.2 TWh en 2012 dans le monde, pour se situer à 20.8% de la production d'électricité mondiale (Graphique. 13). Les combustibles fossiles continuent à constituer l'essentiel de la production d'électricité mondiale avec un pourcentage de 68.1% du total, et le reste de la production est presque entièrement d'origine nucléaire.

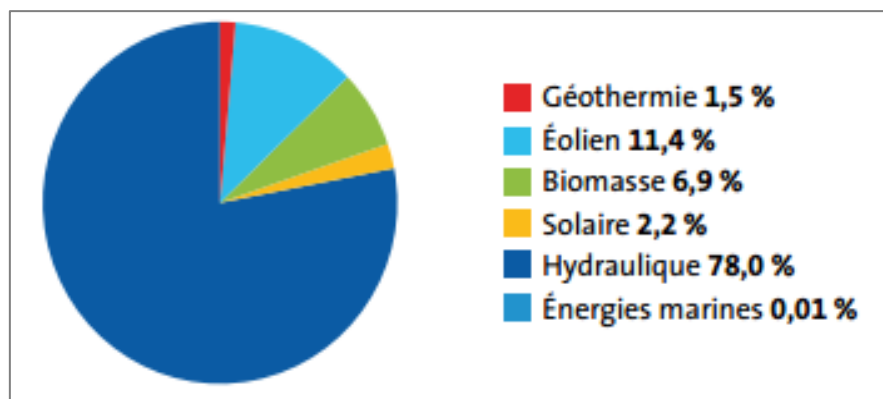
Graphique 13: Structure de la production d'électricité – 2012



Source : Observ'ER

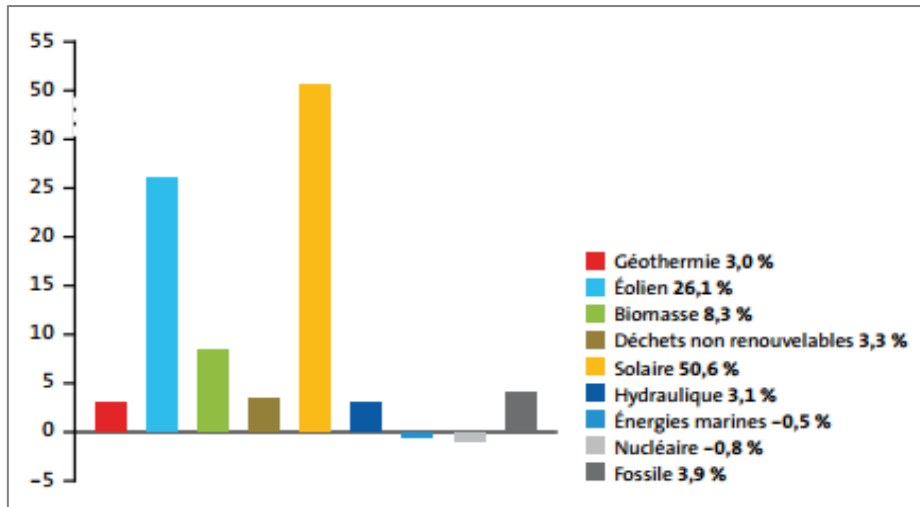
La production brute d'électricité renouvelable a augmenté de 1739 TWh entre 2002 et 2012, passant de 2906,1 TWh à 4699.2 TWh, soit une croissance annuelle de 4.7%. Cette tendance continue à se confirmer pour atteindre ces dernières années des records en termes de nouvelles constructions pour les filières éolienne et photovoltaïque (Graphique. 15). Ce rythme de croissance va encore continuer grâce à la mondialisation des filières renouvelables et l'adoption de ces technologies suites aux baisses importantes qu'ont connues leurs coûts et l'avènement de solutions technologiques à même d'atténuer certains inconvénients des sources d'énergies intermittentes.

Graphique 14: Structure de la production électrique d'origine renouvelable – 2012



Source : Observ'ER

Graphique 15: Taux de croissance moyen annuel, 2002-2012

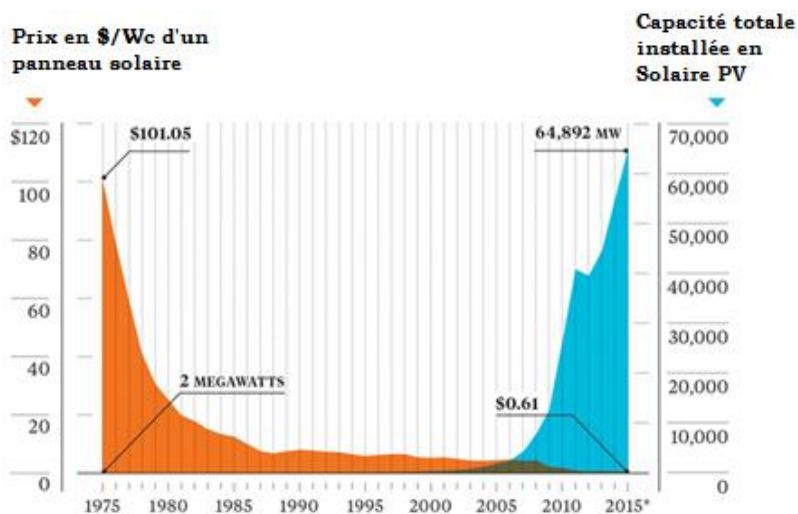


Source : Observ'ER

1.5. Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables ont toujours fait partie du bouquet énergétique et occupaient même jusqu'au milieu du 19ème siècle la première place en termes de leur contribution dans l'offre énergétique. Aujourd'hui, ce sont le solaire et l'éolien qui sont les formes des énergies renouvelables qui capturent l'imagination de beaucoup gens. Ces technologies ont été développées au début du siècle dernier, et ont été améliorées et perfectionnées dans les années soixante-dix au lendemain du premier choc pétrolier. Cependant ce n'est qu'au début de ce siècle qu'elles ont connu un essor formidable avec une forte croissance des puissances installées (Graphique 16).

Graphique 16: Evolution spectaculaire des prix et des installations du solaire PV



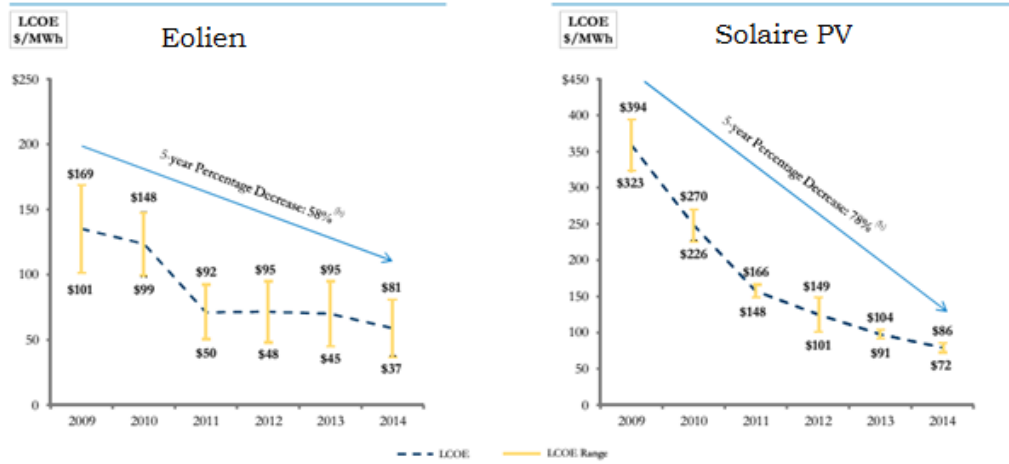
Source : Bloomberg New Energy Finance

En effet, les deux principales énergies renouvelables, le solaire (principalement de type photovoltaïque) et l'éolien terrestre connaissent une très forte expansion depuis les années 2000. Tirées par les efforts importants de R&D dans les années 70-80, ces deux technologies se sont progressivement développées surtout grâce à la mise en place au tournant des années 2000 de mécanismes de soutien financier qui vont leur permettre de prospérer.

Bénéficiant d'une visibilité importante, d'une garantie de recettes et de tarifs d'achat avantageux, les agents économiques (groupes énergétiques, particuliers) sont incités à s'équiper de panneaux solaires et d'éoliennes car ils peuvent en attendre un bénéfice. De leur côté, les équipementiers sont également incités à augmenter leurs capacités de production, à construire des usines plus importantes, à réaliser davantage d'efforts de R&D afin de répondre à cette nouvelle demande et tenter d'en capter la plus grande part en réduisant les coûts des installations et équipements qu'ils mettent sur le marché. Avec ces mécanismes de soutien va s'enclencher un mouvement général de constitution de filières industrielles autour du solaire photovoltaïque (PV) et de l'éolien, qui va se traduire par l'émergence de groupes de conception/construction spécialisés dans ces domaines, concurrencés par des équipementiers généralistes qui vont aussi y investir massivement.

Tout ceci va bénéficier largement à ces filières, dont les coûts connaissent des baisses très marquées (Graphique. 17). Les coûts des modules PV sont divisés par 100 entre le début des années 70 et le début des années 2015, passant de 50 \$/Wc à 0.5\$/Wc. Globalement, l'installation complète d'une installation PV chez un particulier commence à devenir rentable sans mécanisme de soutien dans les pays ou les régions, bénéficiant d'un fort ensoleillement (Espagne, Italie du Sud, Grèce, Californie ...). C'est-à-dire que l'énergie produite par l'installation PV d'un particulier lui revient moins chère que le prix de l'énergie qu'il achète auprès de son fournisseur habituel d'électricité, ce qui ne signifie pas pour autant que les deux sources d'énergie sont interchangeables ou rendent les mêmes services. L'Eolien a atteint la viabilité économique bien avant le solaire et ses coûts d'installation ont aussi baissé de façon significative mais sans rivaliser avec les ratios de baisse du photovoltaïque.

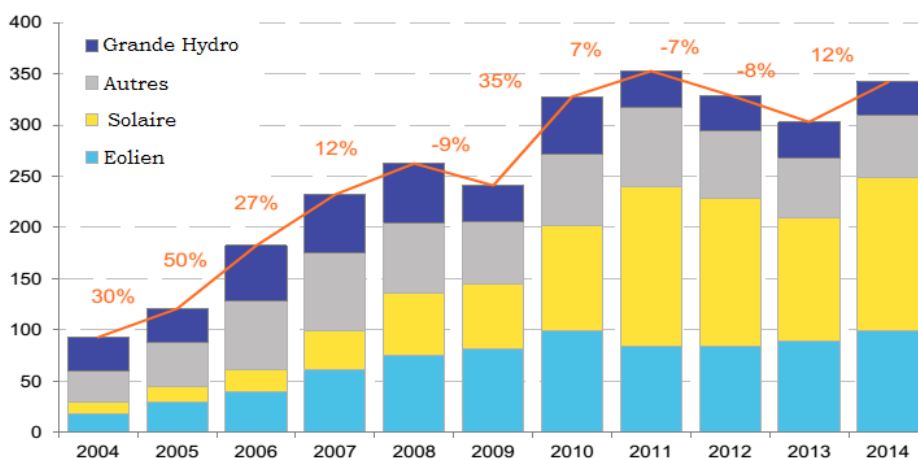
Graphique 17: Evolution du prix moyen pondéré du kWh produit par l'éolien et solaire 2009-2014



Source : Lazard

Comme lors des années précédentes, le marché en 2014 a été marqué par des investissements record dans le solaire et l'éolien (Graphique. 18), qui ont représenté 92% des investissements en énergies renouvelables et carburants. Les investissements dans le solaire ont fait un bond de 25% avec 149.6 milliards investis, deuxième montant le plus élevé jamais atteint, tandis que les investissements dans l'éolien ont augmenté de 11% atteignant un niveau record de 99.5 milliards de dollars. En 2014, environ 49GW de puissance éolienne et 46GW de panneaux solaires ont été installés, tous deux des niveaux records. La caractéristique majeure du marché de l'énergie solaire a été la croissance sans précédent de la Chine et de l'Asie qui ont investi 74.9 milliards de dollars dans le solaire en 2014, soit environ la moitié des investissements mondiaux.

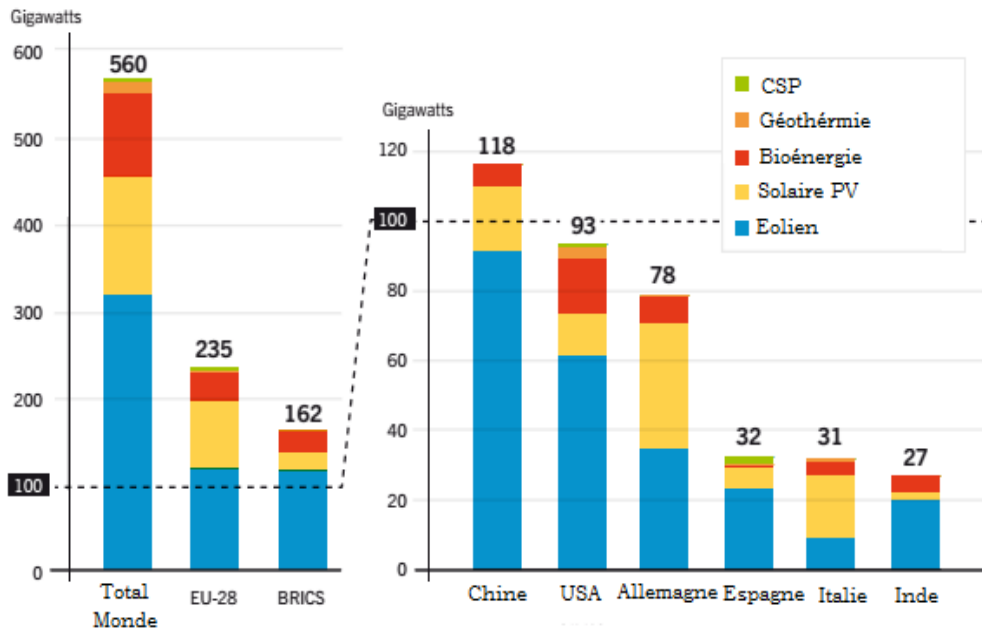
Graphique 18: Evolution des investissements dans les énergies renouvelables (milliards de dollars)



Source: Bloomberg New Energy Finance

Le graphique 19 présente la distribution des installations pour la production d'électricité de source renouvelable. La puissance totale installée dépasse aujourd'hui les 600 GW et la mise en chantier de nouvelles capacités a dépassé celles des technologies conventionnelles. Le graphique montre aussi clairement que le développement concerne plusieurs régions de la planète et semble attirer les pays en développement en plus des premiers pays fournisseurs de technologies.

Graphique 19: Capacités renouvelables (hors hydro) pour la production de l'électricité par régions/pays 2013



Source: AIE, Outlook 2014

2. LES PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DES PRINCIPALES SOURCES D'ÉNERGIE

Pour fournir un cadre d'analyse quantitative des évolutions de la situation énergétique dans le monde d'ici à l'an 2020, le présent chapitre présente les prévisions publiées dans le dernier rapport annuel de l'Agence Internationale de l'Énergie sur les perspectives énergétique à l'horizon 2040. Ces prévisions correspondent à un scénario intermédiaire, dit "nouvelles politiques", qui tient compte des engagements en matière de réduction des gaz à effet de serre, notamment suite aux accords de Cancun (2010).

La première partie présente une discussion autour de la difficulté de faire des prévisions sur l'évolution future de l'offre-demande énergétique, puis passe en revue les facteurs majeurs impactant la demande énergétique. Les dernières sections seront consacrées aux perspectives à l'horizon 2040 pour certaines sources d'énergie primaire et le secteur électrique, ainsi qu'à une discussion sur la place des énergies renouvelables dans le mix énergétique futur.

2.1. La prévision énergétique, un exercice délicat

Presque chaque année, une myriade d'institutions internationales, centres de réflexion et acteurs majeurs du secteur énergétique produisent un nombre de rapports et d'analyses dont l'objectif est de proposer des projections énergétiques globales ou régionales sur des horizons qui vont d'un an à 50 ans. Le rapport annuel de l'Agence Internationale de l'Énergie, "The World Energy Outlook" en est l'illustration et il est considéré comme une source de référence majeure enrichie avec une quantité importante de détails et données sur plusieurs aspects de la demande et de l'offre énergétiques sur des horizons différents.

Cet exercice de prospective est compliqué et débouche dans la plupart des cas sur des projections qui s'avèrent éloignées des réalisations. En effet, la difficulté d'anticiper les variations de prix et les changements importants au niveau de la demande rendent l'exercice difficile même quand il s'agit de prévisions sur le court terme. En 1973, dans le cadre des prévisions de son Comité de Pétrole, l'OCDE a anticipé une forte augmentation de la consommation mondiale de l'énergie primaire et l'avait estimé à 8,48 Gtep (Giga tonnes équivalent pétrole) à l'horizon 1980 avec une consommation du pétrole qui serait autour de 4.05 Gtep. La consommation mondiale de l'énergie primaire qui sera finalement enregistrée en 1980 était 6,01 Gtep, avec une consommation du pétrole qui était à 3,02 Gtep. Les erreurs de prévision de l'OCDE s'élevaient ainsi respectivement à 30% et 25% seulement sur une période de huit ans.

Si l'on considère que la transition énergétique qui est annoncée aujourd'hui est centrée autour des énergies renouvelables, il serait instructif aussi d'examiner le degré d'anticipation de l'avènement de ces technologies dans les projections passées. A titre d'exemple, on peut citer l'AIE qui a déclaré dans son rapport de 1994, " bien que la poursuite du développement du potentiel hydroélectrique ... au cours de la période de projection sera limitée. ... La contribution actuelle des autres sources renouvelables (éolien, photovoltaïque, solaire thermique, etc.) est négligeable dans la production électrique. Cet état de fait est supposé rester inchangé sur toute la période des perspectives, i.e. jusqu'en 2010 ".

En 2002, Robert Priddle, l'ancien directeur de l'Agence, expliquait dans le rapport annuel : " ... de nouvelles technologies de production renouvelables (hydroélectricité non incluse) vont commencer à émerger progressivement sur les 30 prochaines années, mais leur impact ne sera significatif qu'après une longue période ... ".

Les auteurs ont ainsi projeté que la capacité totale installée en renouvelables hors hydroélectricité en 2030 sera de 400 GW. Seulement, dix ans plus tard, la réalité était tout autre avec l'installation de 320 GW d'éolien et plus de 140 GW de PV solaire avant la fin de 2013. Par conséquent, il a fallu dix au lieu de 28 ans pour atteindre 460 GW et donc largement dépasser 400 GW. Si toutes les autres technologies renouvelables (bioénergie, solaire thermique, géothermie ...) avaient été incluses, cette durée aurait diminué à un temps encore plus court.

2.2. Les facteurs impactant la demande d'énergie

2.2.1. Le changement climatique

Un rapport récent de la Banque Mondiale rappelle les enjeux liés à ce phénomène si rien n'est fait pour le ralentir : élévation du niveau des mers, érosion des terres arables, occurrence plus élevée de manifestations climatiques dévastatrices (ouragans, épisodes de sécheresse extrêmes, etc.), tensions sur les ressources agricoles et sur l'eau dans certaines régions du monde.

Les défis sont immenses. Si l'on veut avoir une chance raisonnable (50% / 50%) de limiter à 2°C la hausse globale de la température (par rapport au niveau préindustriel), il faudrait ramener les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 50 milliards de tonnes, leur niveau actuel, à moins de 20 milliards de tonnes en 2050. Soit une diminution de plus de 50%, qui se traduirait par une réduction d'un facteur 4 dans les pays développés.

Si, dans le même temps, la richesse mondiale est multipliée par trois, cela signifie qu'il faudra diminuer le ratio émissions / richesse produite par un facteur de 7 à 8 au niveau mondial, et dans une proportion encore plus élevée en Europe. Les conséquences sur l'économie en général et sur le secteur énergétique en particulier de la mise en œuvre des politiques publiques visant à atteindre (ou au moins à se rapprocher) ces objectifs sont pour le moins structurantes et pourraient conduire à des bouleversements des modes de fonctionnement et des structures d'organisation des secteurs d'activités concernés.

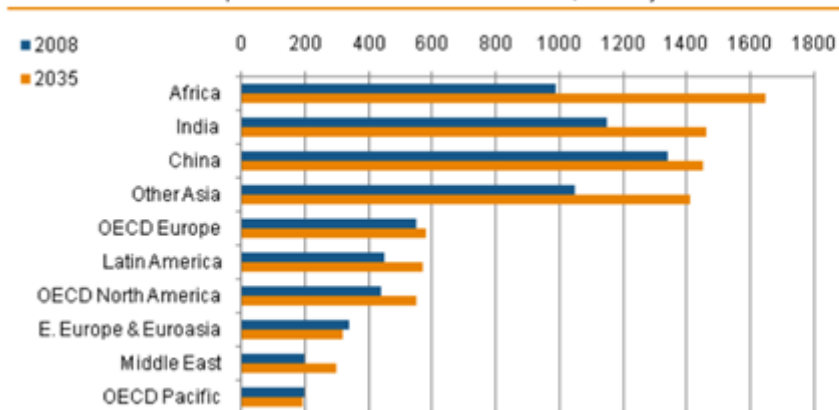
Les impacts du changement climatique peuvent être anticipés, mais ils ne peuvent pas être évalués précisément en termes quantitatifs et qualitatifs. En outre, le calendrier et le rôle possible des facteurs amplificateurs sont inconnus. Les négociations internationales sur la réduction des émissions de CO₂ se déroulent à un rythme bien inférieur à celui des CFC, et nous ne savons pas encore si des mesures aussi drastiques que celle qui ont été décidées pour ce dernier seront entreprises un jour. Cela signifie que, étape par étape, les événements climatiques à venir vont faire pression sur les gouvernements pour agir plus vigoureusement, mais l'ordre du jour est inconnu. L'évolution des systèmes d'énergie dépend fortement de ce processus dialectique.

2.2.2. La démographie

La corrélation positive entre la démographie et les besoins énergétiques a sans aucun doute été centrale au progrès et à l'évolution de la civilisation humaine, et constitue aussi un point fondamental dans l'analyse des transitions énergétiques. Depuis le début du 19^{ème} siècle, la population mondiale a été multipliée par 7, passant de 1 milliard à 7,2 milliards d'habitants en 2014. Cette croissance s'est accompagnée d'une consommation énergétique qui a été multipliée par 20. Les différentes projections montrent que la population mondiale pourrait atteindre 9.6 milliards d'habitants d'ici le milieu du 21^{ème} siècle avec la majeure partie de la croissance survenant en Afrique et en Inde (Graphique. 20).

La population mondiale ayant augmenté de 1.7% par an entre 1980 à 1990, puis de 1.3% par an entre 1990 et 2010, connaîtra un rythme de croissance plus ralenti inférieur à 1% d'ici 2035. Cinq pays parmi les moins développés, à savoir le Bangladesh, l'Éthiopie, la République démocratique du Congo, la Tanzanie et l'Ouganda feront partie des vingt pays les plus peuplés de la planète. Ces tendances de croissance forte dans des régions où l'accès à l'énergie aujourd'hui reste encore très limité peuvent avoir des implications importantes sur la demande énergétique future et les pressions sociales qui en résultent.

Graphique 20: Evolution de la population dans par régions



Source : AIE

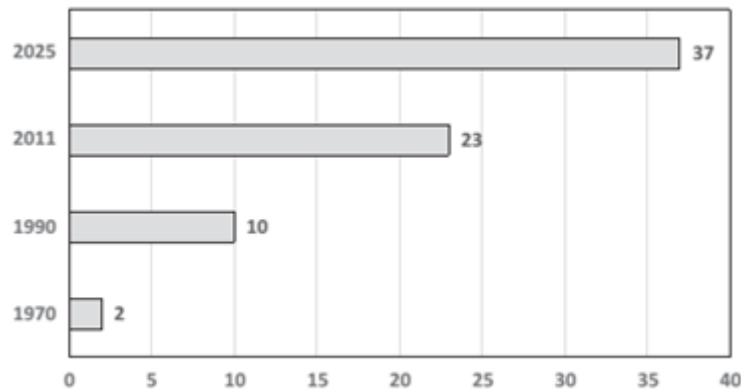
Cette augmentation de la population et l'évolution de la structure démographique (taille et composition des ménages, et la structure des âges) auront des conséquences profondes sur la demande énergétique et par conséquent sur les politiques publiques qui façonneront les choix et options à envisager pour répondre à cette demande.

2.2.3. L'urbanisation et les mégapoles

La tendance vers davantage d'urbanisation est un autre facteur qui présente des opportunités et des défis pour les politiques énergétiques. En effet, les choix que ce phénomène implique en termes de production et fourniture d'électricité, de moyens de transport, infrastructures, utilisation et occupation du foncier affectent de façon déterminante la demande et l'utilisation de l'énergie. En 1800, environ 2% de la population mondiale vivait dans des centres urbains. Aujourd'hui, plus de la moitié de la population mondiale est urbaine.

Le graphique 21 montre que le nombre de mégapoles de plus de 10 millions d'habitants est en constante augmentation. Comme les villes représentent aujourd'hui les deux tiers de la consommation énergétique, ces changements auront un grand impact sur le secteur énergétique, le potentiel de l'efficacité, ainsi que sur l'environnement. La tendance vers davantage de concentration des centres de la demande énergétique aura un impact positif sur les pertes de la distribution qui seront minimisées et sur l'occupation du foncier. Toutefois, les impacts néfastes sur l'environnement et la pollution vont probablement augmenter.

Graphique 21: Nombre de mégapoles avec plus de 10 millions habitants



Les conséquences de cette urbanisation accélérée seront très importantes pour le secteur du transport. En effet, les mégapoles qui connaîtront les plus forts taux de croissance sont celles qui sont actuellement considérées comme moins motorisées. Cela signifie que même une légère augmentation des taux de motorisation pour ces mégapoles aura un effet profond sur les modes de transport, le trafic et les niveaux de congestion. Près de 60% des populations de la planète vivent dans des pays à faible taux de motorisation, et 62 des plus grandes villes du monde sont classées comme faiblement motorisées.

2.2.4. La croissance économique

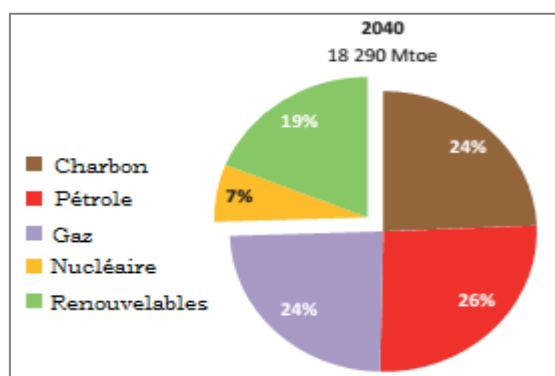
Le principal moteur de la demande énergétique est la croissance économique, à savoir le taux de croissance du PIB. En réponse à la crise financière récente et la détérioration de l'économie mondiale qui s'en est suivie, la plupart des grandes économies ont introduit des plans de relance budgétaire, impliquant des réductions d'impôts ou l'augmentation des dépenses publiques, entre fin 2008 et mi-2009. Bien que ces initiatives aient contribué à atténuer les effets de la crise, ils ont également conduit à un gonflement des déficits budgétaires et une forte augmentation de la dette publique dans de nombreux pays, en particulier ceux de l'OCDE. Aujourd'hui, beaucoup de ces pays sont confrontés à la nécessité de s'attaquer à ces problèmes d'endettement. La crainte qui persiste est que l'effort de réduction de ces dettes pourrait entraîner un ralentissement de la reprise économique, conduisant ainsi à une récession et à une spirale d'endettement.

Sur le long terme, au fur et à mesure que les économies émergentes atteignent la maturité et leurs taux de croissance convergent avec ceux des pays de l'OCDE, l'économie mondiale augmentera à un rythme plus ralenti. L'AIE anticipe un taux de croissance annualisé du PIB mondial de 3,4% sur la période 2012-2040, qui est très semblable au taux entre 1990 et 2012. La part des pays non membres de l'OCDE dans le PIB global continuera à progresser reflétant ainsi une croissance plus rapide (4,6% sur la période) que celle des pays membres de l'OCDE (1,9% sur la même période).

2.3. Les perspectives des principales sources d'énergie

En assumant certaines hypothèses technologiques et macro-économiques, le WEO 2014 apporte quantité d'analyses sur le système énergétique mondial qui lui permettent de projeter pour bouquet énergétique de 2040 (Graphique 22) un mix où les parts du pétrole, du gaz naturel et du charbon sont comparables mais continuent à faire des énergies fossiles la première source d'énergie, et la part des énergies renouvelables augmente de façon substantielles pour atteindre le cinquième de la demande en énergie primaire mondiale.

Graphique 22: Demande en énergie primaire par source en 2040



Source : AIE, Outlook 2014

2.3.1. Le charbon

Le prix des émissions de CO₂ exercera probablement un effet négatif sur la rentabilité de l'électricité à base de charbon mais tout dépendra des volontés des différents acteurs engagés dans les négociations sur le climat et l'implémentation des engagements internationaux au niveau de chaque pays.

La compétitivité future du charbon au sein du bouquet énergétique sera liée notamment aux politiques environnementales futures et à leurs implications sur le coût du CO₂ : elle est donc essentiellement incertaine.

Au total, on s'attend donc plutôt à une tendance à la décélération pour la demande de charbon à long terme, mais la question du rythme de ce ralentissement reste largement sans réponse à ce stade.

L'AIE anticipe une croissance annuelle moyenne de 0.5% pour la demande du charbon sur la période 2012 à 2040. Il s'agit d'une décélération importante par rapport au taux de 2.5% réalisé sur les trente années précédentes. Par ailleurs, l'agence prévoit que les deux-tiers de la croissance future seront observées lors des dix prochaines années. Cependant, la demande de charbon pourrait baisser de façon substantielle dans le scénario où la communauté internationale décide d'adopter des mesures drastiques pour réduire sur le long terme, le risque de réchauffement climatique.

2.3.2. Le gaz naturel

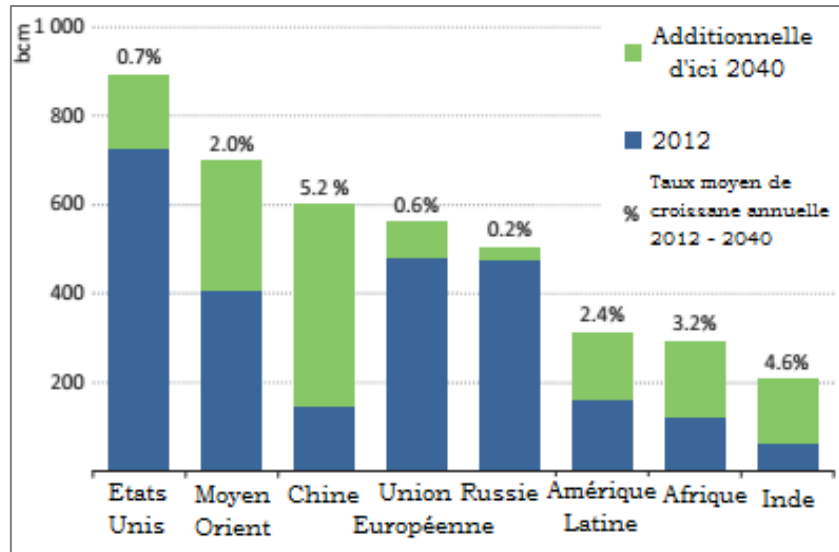
Bien que les conditions de marché varient énormément d'une région à l'autre du monde, le gaz naturel bénéficie d'une position avantageuse sur le long terme, en raison de sa flexibilité et des avantages environnementaux qu'il offre par rapport à d'autres combustibles fossiles. Ces avantages vont jouer un rôle décisif dans la confirmation du rôle grandissant du gaz dans la production d'électricité. Cette augmentation se produira au détriment du charbon comme mentionné précédemment.

Selon l'AIE, la demande mondiale du gaz naturel continuera à augmenter au-delà du niveau d'aujourd'hui (Graphique. 23), par contre le rythme d'évolution après 2020 dépendra beaucoup du contenu et objectifs des politiques énergétiques des régions et pays grands consommateurs. A l'horizon 2040, le niveau de la demande atteindra 5,4 mille milliards de mètres cubes, un niveau qui sera comparable à celui de la contribution du charbon dans le mix énergétique.

Les marchés émergents enregistrent la croissance la plus forte. C'est notamment le cas de la Chine, dont la consommation de gaz sera multipliée par quatre d'ici à 2035 et dépassera celle de l'Europe et du Moyen-Orient vers le même horizon 2035. Le gaz sera appelé à jouer un rôle important pour réduire la pollution atmosphérique dans les villes chinoises et se substituera progressivement au pétrole et ses dérivés dans la production de l'électricité au Moyen-Orient.

Dans l'Union Européenne, le gaz restera pris en étau entre des énergies renouvelables et un manque de compétitivité face au charbon pour la production d'électricité. Par contre, l'Amérique du Nord continuera à tirer parti d'une importante production de gaz non conventionnel, dont une part, petite mais significative, sera probablement acheminée vers d'autres marchés sous forme de GNL, et contribuera, avec d'autres développements conventionnels et non conventionnels en Afrique de l'Est, en Chine, en Australie et ailleurs, à diversifier l'approvisionnement mondial de gaz.

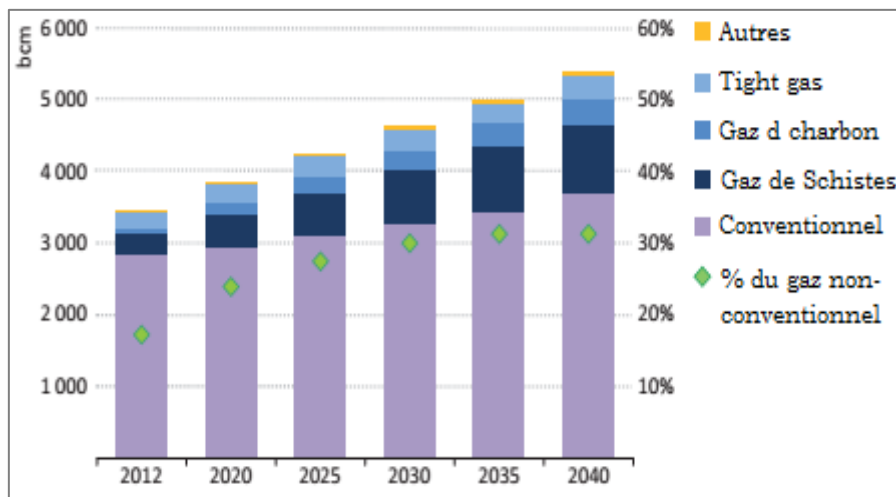
Graphique 23: Demande de gaz naturel dans quelques régions



Source : AIE, Outlook 2014

Côté offre (Graphique. 24), la production augmentera dans l'ensemble des régions productrices sauf en Europe. Le gaz naturel non conventionnel qui représentera presque 60% de la croissance de l'offre mondiale, permettra à la Chine d'enregistrer la croissance de production la plus rapide parmi les grands pays producteurs. Les Etats-Unis resteront le plus gros producteur malgré un tassement et probablement une décroissance des volumes extraits d'ici 2040.

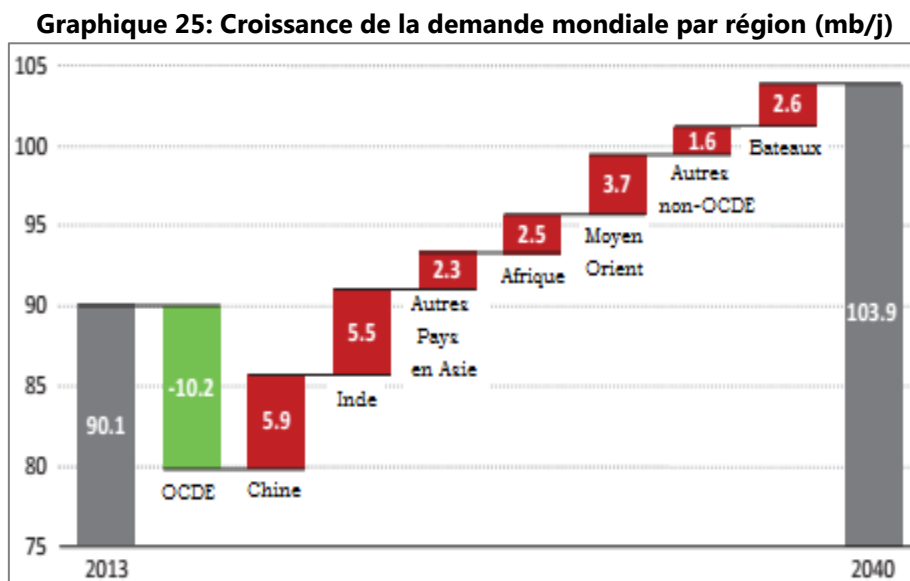
Graphique 24: Evolution de la production de gaz naturel 2012-2040



Source : AIE, Outlook 2014

2.3.3. Le pétrole et les liquides associés

Selon l’AIE, la demande de pétrole connaîtra une augmentation de 14 millions de barils par jour (mb/j) pour atteindre 104 mb/j à l’horizon 2040 (Graphique. 25). Le rythme de croissance annuelle passera de 0.9% sur la période avant 2020 à 0.3% pour la période suivante. La demande de pétrole sera contrainte surtout par le renchérissement des prix, les gains en rendement et efficacité énergétique ainsi que les politiques qui incitent à la substitution du pétrole et ses dérivés par d’autres combustibles.



Source : AIE, Outlook 2014

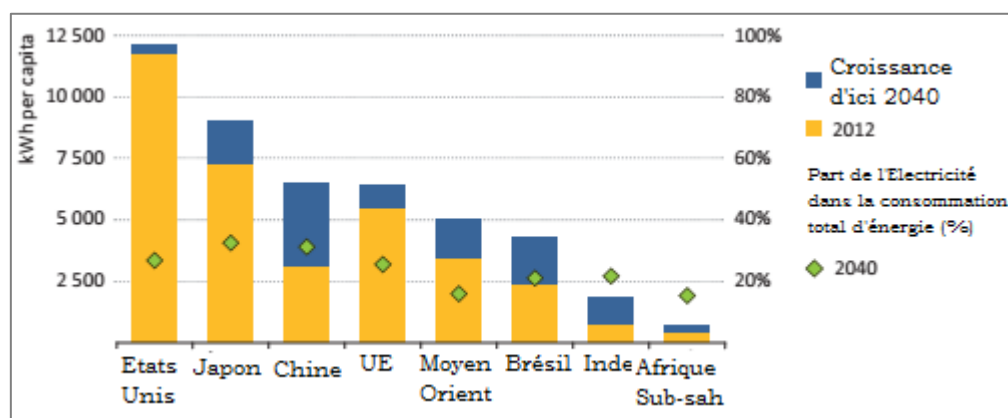
L’essentiel de la croissance de la demande proviendra des pays émergents et pays en développement. Ainsi pour chaque baril de moins dans les pays membres de l’OCDE, deux barils de plus seront consommés dans les régions en développement. La demande en Inde et au Nigeria connaîtra la croissance la plus élevée. D’ici le début des années 2030, la Chine sera le plus gros consommateur de pétrole, cependant la croissance de sa demande connaîtra une halte à l’horizon 2040 à cause de l’amélioration des rendements et la décélération de la croissance industrielle.

Le pétrole continuera à jouer un rôle majeur dans le transport principalement à cause de l’augmentation de la flotte de véhicules. En 2013, 55% de la consommation mondiale sont dus au secteur du transport. Cette valeur est projetée à 64% en 2035. Cela est d’autant plus évident que le déploiement de l’infrastructure nécessaire pour les autres alternatives (voiture électrique, à hydrogène ...), qui du reste ne sont pas encore matures et viables économiquement, nécessitera beaucoup de temps et d’investissements.

2.3.4. Le secteur de l'électricité

L'Agence Internationale de l'Energie considère que l'électricité comme forme finale d'énergie continuera à connaître une croissance élevée (Graphique 26). Elle prévoit que le taux de croissance moyen annuel de la demande mondiale pour l'électricité, sur la période 2012-2040, sera de l'ordre de 2,1%, avec une contribution dans la demande énergétique totale qui augmentera dans toutes les régions et tous les secteurs de l'activité économique.

Graphique 26 : Consommation annuelle de l'électricité par habitant et sa part dans la consommation finale d'énergie

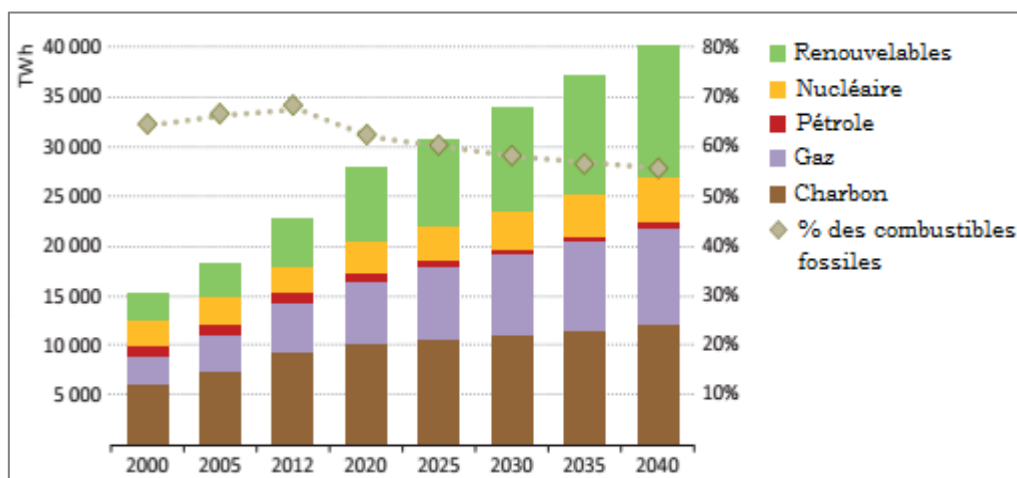


Source : AIE, Outlook 2014

La capacité totale installée passera de 5950 GW en 2013 à plus de 10700 GW en 2040. La capacité totale qui sera rajoutée sur la période 2014-2020 est de 7200 GW, dont 2450 GW pour remplacer les centrales qui seront déclassées pendant cette période. Le besoin de remplacer les capacités existantes est particulièrement important dans les pays de l'Union Européenne, où presque 60% de la puissance installée aujourd'hui sera déclassée. Par opposition, ce taux n'est que de 16% en Chine.

Le mix énergétique pour la production de l'électricité connaîtra une transformation considérable sur la période 2013-2040. En effet la contribution des énergies fossiles continuera à décliner, reflétant ainsi la réduction de la part du charbon et du pétrole dans la production de l'électricité. Le gaz naturel et le nucléaire verront leur contribution augmenter dans le mix de production. Le changement le plus significatif sera la croissance importante de la contribution des énergies renouvelables, dont la part triplera sur la période 2014-2040 à un rythme dépassant la croissance du charbon et du gaz naturel tous deux combinés. L'AIE prévoit qu'à l'horizon 2040, les énergies renouvelables dépasseront le charbon pour devenir la plus grande source d'électricité.

Graphique 27: Production de l'électricité par source d'énergie

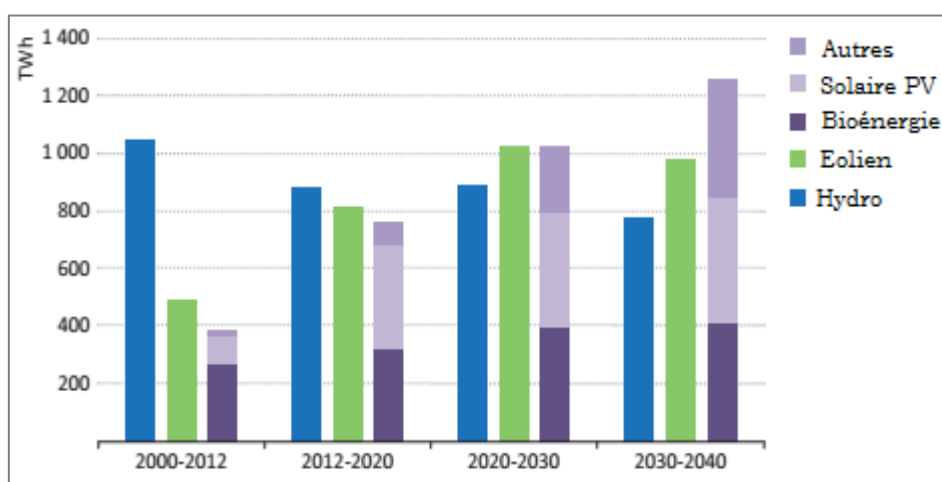


Source : AIE, Outlook 2014

2.3.5. Les énergies renouvelables

Selon l'AIE, le dynamisme qu'a connu le secteur des technologies de production propres continuera et se globalisera pour ainsi permettre aux énergies renouvelables de porter leur contribution dans le mix énergétique primaire de 13% en 2012 à 19% en 2040. L'électricité produite annuellement à partir de sources renouvelables augmentera de près de 8420 TWh d'ici 2040 (Graphique. 28), c'est-à-dire presque la moitié de la croissance de la production totale annuelle projetée sur cette période. Le total des puissances ajoutées sera de 2850 GW portant ainsi la capacité totale installée pour les renouvelables en 2040 à 4550 GW.

Graphique 28: Variation de la contribution des renouvelables par filière dans la production mondiale de l'électricité



Source : AIE, Outlook 2014

La contribution de l'éolien en termes de capacité totale projetée (1320 GW d'ici 2040) sera la deuxième plus importante après celles à base de gaz naturel. Le solaire photovoltaïque arrive en deuxième position derrière l'éolien, avec une capacité installée qui atteindra 930 GW d'ici 2040. La contribution maximale du solaire avoisinera les 15% de la demande maximale en énergie électrique et pourrait dépasser 35% au Japon et plus dans certains pays européens. L'AIE prévoit que les moyens de production conventionnels avec des coûts d'exploitation faibles seront directement en compétition avec le solaire dans certains pays.

3. LES TENDANCES LOURDES DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

Au-delà des prévisions quantitatives présentées, les deux chapitres précédents permettent surtout de comprendre les tendances lourdes et les dynamiques de l'évolution du système énergétique sur des périodes longues.

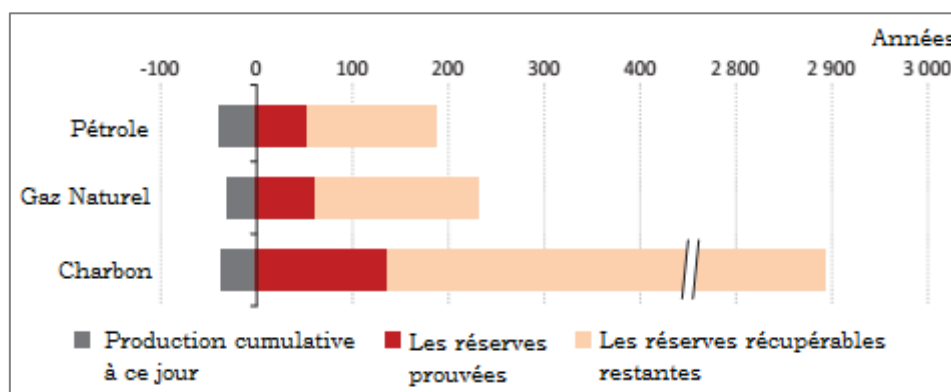
On apprend donc que malgré le débat sur les prédictions catastrophistes sur l'appauvrissement des réserves de combustibles fossiles, les dangers de la radioactivité dans la filière de la production d'énergie nucléaire, et le risque de déréglementation du climat, le système énergétique évoluera de façon graduelle, sans rupture forte, vers un système qui prend en compte nos préoccupations sans pour autant compromettre les aspirations de tout le monde pour davantage de prospérité et de croissance économique.

3.1. Les hydrocarbures seront encore là pendant longtemps

Toute perspective à long terme doit tenir compte des énormes ressources de pétrole, des dépôts conventionnels et non conventionnels, une quantité théoriquement suffisante pour couvrir les besoins au moins jusqu'à la fin de ce siècle. Cela est d'autant plus réalisable que les développements récents dans l'industrie d'extraction ont démontré qu'une série d'innovations techniques sont à portée de main et permettent déjà l'exploitation de ressources non conventionnelles ou dans des eaux profondes même dans un environnement de prix volatiles et relativement faibles.

Si le déclin des énergies fossiles dans le mix énergétique semble inévitable sur le très long terme, l'ensemble des projections sur l'évolution de l'offre dans les vingt-cinq prochaines années s'accordent sur un scénario de substitution lent avec le bouquet pétrole-gaz-charbon qui continuera à représenter autour de 75% de l'offre globale d'énergie primaire d'ici 2040.

Graphique 29: Equivalent en années de la production passée et les réserves restantes des énergies fossiles (2013)



Source : AIE Outlook 2014

La densité énergétique élevée des carburants fossiles ainsi que l'absence d'alternatives compétitives au plan économique et technique impliquent que le pétrole continuera à être utilisé de façon massive dans les transports. Les gains en consommation dus aux améliorations attendues des moteurs à combustion et le développement des véhicules hybrides seront compensés par la diffusion de la motorisation dans les pays en développement ou en voie de développement.

Contrairement au pétrole qui connaît un déclin d'attractivité comme source d'énergie principale, le gaz naturel, une source plus propre, sera probablement le combustible de choix de ce siècle. Un des aspects importants de la croissance de la demande du gaz naturel au cours de la dernière décennie est le succès relatif des mécanismes d'échange et négociations des émissions CO₂. La mise en place d'accords internationaux sur la gestion des émissions de CO₂ amplifiera davantage le rôle du gaz naturel dans le mix énergétique du futur et pourra l'amener à dépasser le charbon, et peut-être même entrer en compétition avec le pétrole.

Alors que le commerce mondial du gaz naturel continuera à croître rapidement, le commerce mondial du GNL devrait croître légèrement plus vite que les flux transportés par gazoducs, grâce à l'expansion rapide des capacités de liquéfaction et la construction de capacités additionnelles d'importation dans plusieurs nouveaux marchés.

Pour conclure, il faut souligner que la technologie de captage et séquestration de carbone, promue de façon active par les acteurs majeurs dans la production des combustibles fossiles, est de nature à renforcer et prolonger le rôle de ces sources d'énergie primaire dans le mix énergétique futur. Cependant, le recours à ces technologies entraîne plus de consommation d'énergie pour neutraliser les pertes en rendement et des coûts supplémentaires qui réduisent l'avantage économique de ces sources d'énergie.

3.2. La globalisation et l'émergence d'un nouveau modèle

3.2.1. Les changements géopolitiques et la globalisation

Le processus de rééquilibrage de la différence importante dans la consommation d'énergie entre les pays les plus riches et les plus pauvres, déjà en marche, devrait se poursuivre dans l'avenir. Cette tendance aura un impact structurel sur un marché mondial de l'énergie, où un nombre de pays et régions qui étaient traditionnellement exportatrices de ressources naturelles, en seraient soit importatrices ou soit amenées à réduire l'offre à l'export.

Cette dépendance poussera naturellement les plus puissants parmi les pays émergents (Chine, Inde et Brésil) à vouloir jouer un rôle important sur la scène internationale et notamment dans les zones qui assurent leur approvisionnement en ressources énergétiques. On sera donc dans la situation où les institutions censées garantir la sécurité énergétique sur le long terme, devraient évoluer pour faire place à ces nouveaux arrivants, et travailler sur des alliances stratégiques avec les pays producteurs ainsi que qu'avec les pays de transit qui vont accueillir les infrastructures de transport et de stockage.

Les niveaux élevés atteints par les prix de plusieurs sources d'énergie au cours de la première décennie des années 2000, ont contribué à une tendance, de la part des gouvernements, à étendre leur contrôle sur les ressources énergétiques. Un changement radical, par rapport aux décennies précédentes, s'est opéré, de façon progressive, dans l'industrie pétrolière, pour aboutir à une situation où des ministères et des sociétés pétrolières nationales contrôlent plus de 80% des réserves mondiales de pétrole conventionnel avec une part dans la production mondiale qui est de 57% et qui atteindra 62% en 2030. Cette configuration est de nature à augmenter les risques de tensions géopolitiques et leur impact sur l'approvisionnement.

L'accroissement du commerce international de l'énergie aura également un impact majeur sur les relations internationales et représentera en même temps une source de frictions et d'opportunités de collaboration entre pays et régions.

Enfin, bien que les combustibles fossiles soient appelés à rester prédominants pendant quelques décennies encore, le développement des sources d'énergie de substitution, en particulier les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire, pourrait finalement remodeler le paysage. La répartition internationale des ressources en énergies renouvelables devrait être beaucoup plus équilibrée que celle des combustibles fossiles. La production pourrait être très décentralisée et les échanges régionaux se multiplier au détriment des échanges mondiaux.

3.2.2. Les mutations du modèle économique et intégration régionale des marchés et systèmes électriques

Les déboires et difficultés financières récents de plusieurs grands groupes énergétiques européens (EON, RWE, Suez ...) annoncent les premiers signes d'une mutation du modèle économique classique sur lequel s'est construit le développement de l'infrastructure énergétique au cours d'une bonne partie du 20ème siècle¹.

Au-delà de l'impact imputé à un nombre de politiques énergétiques entreprises un peu partout en Europe qui ont transformé de façon rapide la configuration des marchés de l'énergie avec l'introduction de politiques d'incitation pour les énergies renouvelables, les problèmes de ces acteurs majeurs sont principalement dus à leur incapacité d'anticiper les mutations rapides et profondes que connaît le secteur. Il s'agit notamment d'une demande qui baisse ou au mieux stagne, une volatilité trop élevée des prix gaz/charbon et le coût élevé à supporter des surcapacités en cycles combinés rajoutées au début des années 2000.

Ces turbulences ont déjà incité plusieurs gros acteurs (EON et Suez par exemple) à revoir leurs stratégies et réorganiser leurs activités pour accompagner les transformations rapides que connaît le secteur électrique². La grande pénétration de la production décentralisée et des énergies intermittentes combinées avec l'avènement des technologies de l'information et de la communication sont considérés comme une opportunité pour repositionner ces entreprises comme des fournisseurs de services aux consommateurs finaux et aux gestionnaires des réseaux.

Les réformes dans le secteur énergétique ainsi que l'adoption de pratiques et de schémas qui laissent moins de place pour les distorsions des marchés, vont favoriser l'extension des marchés au niveau des régions. Cela a déjà été observé en Europe et en Amérique du Nord où les différences de prix entre pays à forte demande et les pays en surproduction ont entraîné des échanges de flux d'électricité et de gaz. Les opérateurs nationaux doivent donc planifier l'offre en coordination avec leurs homologues d'autres pays, augmentant ainsi les distances parcourues par les transferts et par conséquent rendant les systèmes très interdépendants.

3.3. Des technologies de production propres et des réseaux intelligents

Des technologies nouvelles, basées sur des innovations radicales, sont déjà disponibles ou dans un stade de développement assez avancé. On peut citer par exemple les moteurs hybrides et les piles à combustibles dans le domaine de l'automobile, les technologies de stockage d'énergie, l'éclairage à très basse consommation, des systèmes avancés pour le chauffage et la climatisation, de nouveaux matériaux et procédés de fabrication dans le domaine de la construction, des systèmes intelligents pour la gestion de l'énergie. Si le déploiement de ces technologies est encore entravé par l'absence d'infrastructures nécessaires et des coûts jugés excessifs, leur diffusion sera considérable dans les 25 prochaines années et on assistera à leur intégration dans plusieurs aspects des utilisations finales de l'énergie.

3.3.1. Une diffusion encore plus large des énergies renouvelables

Malgré les défis techniques et environnementaux invoqués chaque fois qu'est abordée la thématique des énergies renouvelables, leur développement continuera à un rythme soutenu et touchera la plupart des pays du monde. Avec la viabilité économique de plusieurs de ces technologies et le développement d'outils qui simplifient et modernisent la gestion des systèmes électriques, les problèmes de l'intermittence associés à la production des renouvelables et les limitations en termes de sites adéquats ne seront plus de nature à freiner leur déploiement.

Les investissements dans les énergies renouvelables continueront à dépasser les investissements dans les autres moyens de production à base de combustibles fossiles. Cette tendance a déjà été observée lors des trois dernières années et elle est bien partie pour être durable au vu des coûts qui continuent à baisser et du soutien des gouvernements. Cette configuration sera accélérée par le fait que les coûts à la production pour les renouvelables sont maintenant comparables à ceux des moyens de génération conventionnels.

Pour le PV, on estime qu'à chaque doublement de la capacité de production mondiale, le coût moyen des modules baisse d'environ 20%. Les réductions de coût, fortes et régulières, se sont traduites par une progression, tout aussi forte et régulière, du nombre d'installations PV mises en service en Europe et dans le Monde. La réduction des coûts s'accompagnera de gains en performance et le développement de technologies nouvelles qui permettent de remédier aux limites souvent décriées des énergies renouvelables.

D'ici 2020, la parité réseau devrait être établie dans plusieurs régions du monde. Pour un foyer, il sera alors plus intéressant de consommer l'énergie produite par les modules photovoltaïques installés sur son toit que d'en acheter sur le réseau. Cela amènera son lot de défis techniques pour les gestionnaires des réseaux de distribution, mais la tendance ne pourra pas être bloquée ou ignorée. L'essor du photovoltaïque interpelle également l'économie de l'électricité : le coût marginal quasi nul et l'intermittence de sa production se traduiront par une importante volatilité du prix de l'électricité échangée sur les marchés. La combinaison du photovoltaïque décentralisé, le stockage par batteries et une gestion intelligente de la consommation est un scénario réel à envisager dans les dix années à venir, avec des conséquences importantes sur l'industrie électrique.

En ce qui concerne le secteur de l'éolien, la tendance s'agissant des coûts est similaire à celle expérimentée dans le PV, même si la pente est moins marquée. Pour cette technologie, les coûts ont été divisés par 5 entre 1980 et 2010. Actuellement, dans les zones venteuses, les éoliennes terrestres peuvent rivaliser, en termes de coûts complets, avec certains moyens de production thermiques classiques.

La technologie du solaire thermodynamique ou le CSP a été négativement affectée par la baisse importante des coûts du Photovoltaïque. A cela s'ajoute le fait que la pente de la courbe d'apprentissage est plus modeste. Le nombre limité de projets de CSP qui sont projetés ou en cours de développement constitue un frein important au développement de cette technologie qui restera probablement confinée à des utilisations de niche, comme la production propre de la chaleur, ou dans certaines configurations très spécifiques à être combiné avec une solution de stockage thermique pour produire de l'électricité.

3.3.2. Les technologies de stockage de l'énergie

La disponibilité du stockage à un coût compétitif et à grande échelle serait un facteur clé pour répondre à l'accroissement de la pénétration des énergies renouvelables et à la variabilité de la demande. On pourrait par exemple stocker l'énergie solaire produite dans la journée pour une utilisation nocturne, ou utiliser le stockage pour pallier à l'intermittence de l'éolien.

Les technologies de stockage constitueront un élément important du réseau électrique et des marchés de l'électricité du futur. Le recours au stockage répondra à un nombre de défis que confrontent les acteurs du système électrique et présentera des opportunités d'optimisation importantes.

Plusieurs technologies de stockage sont en concurrence et continueront à coexister pour répondre à des besoins et à des modes d'utilisation différents. Ces technologies, différent en termes de capacités à produire de la puissance, de quantité d'énergie chargée ou déchargée, de durée d'utilisation et de temps de réponse.

Parmi ces techniques de stockage, les technologies électrochimiques (piles à combustibles, batteries ...) sont positionnées pour jouer un rôle croissant dans un déploiement décentralisé des renouvelables et l'avènement des micro-réseaux et réseaux intelligents.

La combinaison du dessalement de l'eau de mer et la production de l'électricité à partir de sources d'énergies intermittentes est considérée comme une option de stockage sérieuse et viable dans les régions qui disposent des ressources énergétiques et présentent en même temps un stress hydrique important. Une telle combinaison permettra de produire et stocker l'eau potable quand la demande pour l'énergie est basse ou de vendre l'électricité à prix fort quand la demande en est élevée.

L'hydrogène comme vecteur de l'énergie, a longtemps été considéré avec beaucoup d'intérêt. Plusieurs études, réalisées dans les années 80 et au début des années 90, lui avait déjà prédit une place importante dans le système énergétique futur. L'enthousiasme pour ce vecteur a conduit plusieurs experts à parler de l'avènement de l'économie de l'hydrogène au début du 21ème siècle et l'annoncer comme la solution ultime aux problèmes de la pollution environnementale.

Si les avancées technologiques dans les filières de l'hydrogène et celle des piles à combustibles continueront à entretenir l'intérêt pour ce combustible et à alimenter le débat autour d'une transition énergétique à base d'hydrogène, nous pensons que des obstacles techniques majeurs continueront aussi à subsister et rendent cette "utopie" encore loin pour un moment.

3.3.3. Les réseaux intelligents

La révolution qui s'est produite au cours des 25 dernières années dans le domaine de la communication et des technologies de l'information est en train d'impacter de façon durable nos sociétés et augure des transformations profondes difficiles à imaginer. Evoquant le parallèle entre la révolution dite numérique et la révolution industrielle, le prix Nobel d'économie Herbert Simon a souligné le rôle important des innovations dérivées ou incrémentales engendrées par l'usage des innovations fondamentales. Bien que les nouvelles technologies de l'information aient réussi à connecté des milliards de personnes à travers le monde, leur potentiel est loin d'être entièrement atteint. Ce potentiel réside entre autres dans leur intégration dans les réseaux énergétiques pour créer l'inter-réseau intelligent qui, en plus de représenter une opportunité d'efficacité significative dans le transport et la distribution de l'énergie, donnera aussi aux consommateurs finaux plus de pouvoir pour leurs choix énergétiques.

Les réseaux électriques, infrastructures qui assurent l'acheminement de l'électricité depuis les sites de génération jusqu'au consommateur, vont certainement connaître une grande mutation dans les années à venir. Cela est d'autant plus nécessaire que pour assurer le meilleur équilibre possible entre l'offre et la demande, les opérateurs sont amenés aujourd'hui à revoir le modèle d'exploitation du système afin de l'adapter au développement croissant des énergies intermittentes et diffuses, ainsi qu'à l'apparition de nouveaux usages de l'électricité.

Pour donner au réseau la capacité d'ajuster en permanence le flux de l'électricité aux variations de la demande des consommateurs acteurs, aux conditions économiques des marchés de l'énergie, et aux conditions météorologiques, ces réseaux intelligents seront de plus en plus connectés, en temps réel, à un flux

d'informations sur les changements de temps, l'état du réseau et les besoins et comportement des utilisateurs.

Avec l'augmentation rapide des données collectées et échangées entre les différents acteurs, de nouveaux services seront identifiés qui peuvent aller du suivi de la consommation en temps réel, de la mise en place de structures de prix qui reflètent les coûts d'exploitation en temps réel, le pilotage à distance des équipements électriques et de nombreuses autres possibilités. Ce monde de nouveaux services permettra aux utilisateurs de maîtriser leurs consommations d'énergie et par conséquent l'impact écologique.

3.4. Les enseignements pour le Maroc

L'examen du contexte actuel et des perspectives futures du système énergétique mondial nous a permis de mettre en lumière un nombre de tendances lourdes qui façonneront l'évolution de la demande et de l'offre énergétique au cours 25 prochaines années :

- Les énergies fossiles continueront à représenter une part importante de la demande de l'énergie primaire. Il convient donc de mettre en œuvre la politique la plus adaptée pour en assurer un accès sûr, continue et dans les conditions les plus optimales. L'accroissement des échanges en gaz naturel offre une opportunité pour un pays comme le Maroc de se positionner comme plateforme d'échanges et hub de transit pour les échanges entre les pays limitrophes de l'atlantique, l'Afrique occidentale et la région méditerranéenne.
- Le déplacement du barycentre de la demande énergétique mondiale vers le sud-est (Asie et pays en développement) aura des implications géopolitiques importantes. En effet, l'intensification de la compétition entre les géants économiques émergents (Chine et Inde), les pays de l'OCDE et les pays producteurs, dont certains usent de l'énergie comme une arme diplomatique, peut contribuer à exacerber les tensions dans certaines régions. Les schémas de l'énergie mondiale seront probablement encore modifiés par l'émergence économique de l'Afrique et l'évolution importante de sa démographie. A l'aune de ces développements, le Maroc devrait établir une stratégie robuste pour assurer sa sécurité énergétique qui ne peut être envisagée sans alliances régionales et une intégration avancée de son marché dans l'espace européen de l'énergie.
- Le mouvement de libéralisation et déréglementation de l'énergie touchera de plus en plus de pays et de régions. Cela impliquera l'apparition de marchés intégrés au niveau des régions et le développement des interconnexions et des échanges énergétiques entre nations. Le Maroc est appelé à œuvrer pour jouer un rôle important sur le marché maghrébin de l'énergie, qui existe déjà physiquement, mais peine encore à s'organiser sur le plan institutionnel. La proximité du Maroc avec l'Europe est une grande opportunité et en même temps une contrainte

puisque le pays ne peut aspirer à jouer un rôle de hub énergétique dans la région s'il ne s'intègre pas énergétiquement dans l'Europe.

- Les énergies renouvelables s'imposeront comme une alternative techniquement et économiquement viable dans le secteur de l'électricité. En plus de l'intérêt stratégique que représente l'accroissement de la part des renouvelables dans son mix énergétique, le Maroc doit œuvrer pour lever les obstacles réglementaires et institutionnels qui freinent et empêchent l'adoption de ces technologies. Dans le futur, les énergies renouvelables auront moins besoin d'incitations économiques que d'un cadre institutionnel adéquat qui permet de surmonter l'inertie d'un système électrique qui accepte difficilement d'intégrer l'innovation et les ruptures technologiques, surtout quand elles ne sont pas anticipées.
- L'utilisateur final sera de plus en plus un acteur proactif dans le nouveau système énergétique. Il sera tantôt consommateur, tantôt producteur (décentralisé), pourra aussi offrir au réseau des capacités de stockage et aura de plus en plus les moyens d'adapter ses usages pour maximiser ses gains. Cela augure un grand changement dans la relation opérateurs énergétiques – utilisateurs finaux et implique une relation de plus en plus symétrique basée sur la transparence et la confiance dans le processus d'échange d'informations. Cela ne peut se faire et ne peut être bénéfique pour les deux parties sans la mise en place de l'infrastructure immatérielle qui permet d'encadrer ce nouveau contrat.
- La tendance globale vers davantage de décentralisation des moyens de production de l'électricité et la convergence entre les réseaux électriques et les réseaux de communication s'accompagnera d'un besoin important pour des emplois qualifiés et d'une main-d'œuvre avec des compétences bien identifiées. Cela présente une opportunité pour le Maroc pour la création de milliers d'emplois mais cela nécessitera l'amélioration de l'enseignement des sciences et des mathématiques, des disciplines dont les champs d'application sont très liés aux industries à forte intensité technologique. Le Maroc occupe l'avant dernière position devant le Yémen dans le test TISS réalisé de façon périodique par l'Association Internationale pour l'Evaluation du Niveau de l'Enseignement (IEA)³.



DEUXIEME PARTIE :
ETUDE DE CAS, ALLEMAGNE, TURQUIE,
ESPAGNE ET PORTUGAL

1. L'ALLEMAGNE, UNE APPROCHE GLOBALE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

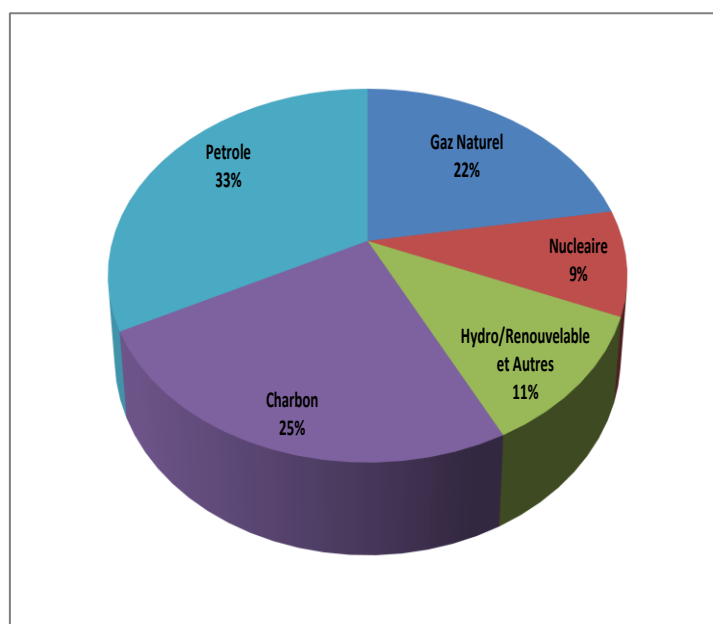
En Allemagne, la transition énergétique a été initiée à la fin des années 90 et se poursuit depuis, en réponse à quatre injonctions. La première émane de la nécessité d'atténuer la dépendance vis-à-vis des énergies fossiles mais pas pour les mêmes raisons évoquées dans d'autres pays qui en pâtissent. La seconde est dictée par l'obligation de se conformer aux Directives de l'UE. La troisième est la résultante des engagements internationaux pris en matière de réduction des émissions de Gaz à effet de serre. La quatrième, propre à l'Allemagne, est la conséquence de la décision de sortie du nucléaire.

1.1. Le contexte de la transition énergétique

1.1.1. La dépendance aux énergies fossiles

Le mix énergétique de l'Allemagne reste fortement dominé (voir graphique 30) par le pétrole (33%), le charbon (25%) et le gaz naturel (22%) soit un total de 80% pour ces trois sources d'énergie primaire.

Graphique 30: Mix énergétique en 2011



Source : IEA, Germany Review. 2013

La part du pétrole qui est restée, pendant longtemps, relativement stable, autour de 33%, est toutefois appelée à baisser. Selon les prévisions de l'association allemande des industries pétrolières, citée par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la consommation du pétrole va diminuer de 14% entre 2010 et 2025 sous l'effet combiné de la promotion des bio-carburants, des niveaux de taxation et des mesures d'efficacité énergétique dans le bâtiment et l'automobile.

La consommation de gaz naturel qui s'est élevée à 69,6 Mtep (22% du total des énergies primaires utilisées) en 2011, se répartit entre l'industrie (30,6%), les ménages (28,9%), la production d'électricité (26,4%) et le commerce et les services (13,2%). Cette consommation est toutefois appelée à décliner conformément aux projections des autorités gouvernementales et ce, en raison en particulier des efforts accomplis en matière d'efficacité énergétique. La baisse la plus importante est attendue du côté des ménages et du secteur du commerce et des services.

Les importations représentent 80 à 85% du volume total consommé avec une bonne diversification des sources d'approvisionnement à l'import. Comme pour le pétrole, aucun des pays fournisseurs n'a de part supérieure à 50%. Le charbon a connu un retour en grâce, en 2011, avec l'annonce de l'arrêt du nucléaire. La majeure partie du charbon utilisé en Allemagne sert à la production de l'électricité et de la chaleur.

Comme il ressort de ce paragraphe, la dépendance énergétique en Allemagne ne soulève pas la même problématique que dans d'autres pays. Alors qu'ailleurs, c'est la sécurité de l'approvisionnement et l'impact des variations des prix sur l'économie, en Allemagne, c'est la contribution importante des énergies fossiles aux émissions de gaz à effet de serre qui incite à faire évoluer le système vers plus de sobriété énergétique.

1.1.2. La sortie du nucléaire

C'est en 2000 que la sortie du nucléaire a été négociée par la coalition gouvernementale constituée des socio-démocrates (SPD) et des écologistes. En 2002, la décision de sortie a été actée. Avec l'arrivée au pouvoir de la CDU (Chrétiens-démocrates) en 2009, cette décision a été annulée prolongeant de fait la vie des centrales nucléaires.

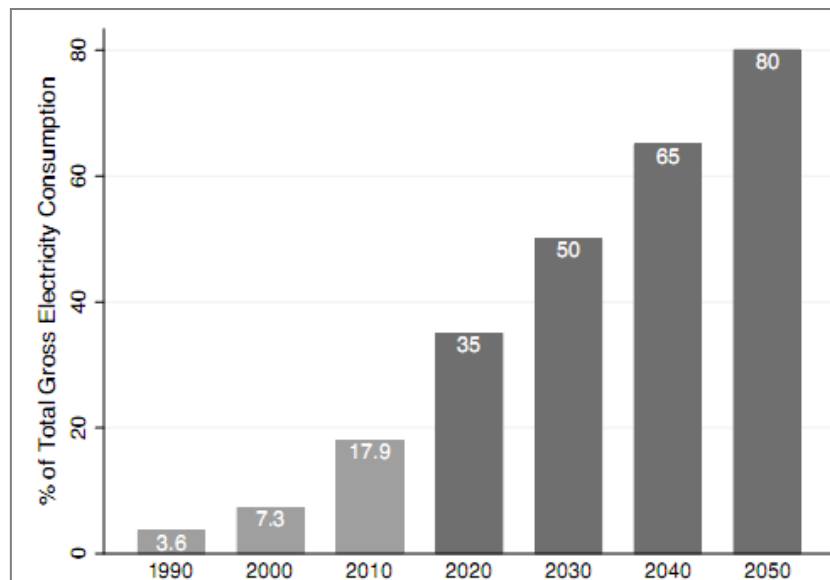
L'accident intervenu dans la centrale nucléaire de Fukushima a cependant obligé la coalition, menée par la CDU, à revoir sa position et à décider l'arrêt définitif du nucléaire en 2022. Le nucléaire qui représente 9% du mix énergétique allemand, une capacité installée de 12.1 GW et contribue à hauteur de 17.9% à la production d'électricité doit être remplacé par les énergies renouvelables. Comme le montre le tableau 4 ci-dessous, les dernières centrales doivent être fermées en 2022.

1.2. La stratégie de transition énergétique

En Allemagne, la stratégie de transition énergétique, formalisée en 2010, a été revue à la suite de la décision, des autorités allemandes, de sortir du nucléaire à l'horizon 2022. La nouvelle version de cette stratégie maintient les mêmes axes stratégiques mais définit des objectifs beaucoup plus ambitieux.

Le premier axe porte sur la thématique de la sécurisation de l’approvisionnement qui doit par ailleurs être respectueux de l’environnement. Le principal objectif qui y est associé est celui du développement des énergies renouvelables et son corollaire le renforcement et l’adaptation du réseau de transport de l’électricité. A l’horizon 2050, les énergies renouvelables doivent représenter 80% de la consommation d’électricité.

Graphique 31: Evolution de la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d’électricité



Source : BMU 2012 cité dans : Jan Keil "The German Energy Transition – Issues and Perspectives" December 2012

Le second axe traite de l’offre d’une énergie respectueuse de l’environnement et à un prix accessible. L’objectif principal correspondant vise à renforcer le rôle du marché de l’électricité dans la synchronisation entre offre et demande. C’est cette synchronisation qui est susceptible de garantir la sécurité, la compétitivité et la sobriété environnementale de l’offre.

Le troisième axe concerne la réduction des gaz à effet de serre à travers notamment la consolidation des efforts d’efficacité énergétique.

1.2.1. Une offre sécurisée et propre

Le développement des énergies renouvelables

Le recours aux énergies renouvelables, en Allemagne, date de la fin des années 80 mais leur véritable développement n’a été amorcé qu’en 1998 sous l’impulsion de la coalition SPD-Ecologistes qui s’était fixé un objectif ambitieux, celui de produire, en 2050, 50% de l’électricité grâce aux renouvelables. Cela coïncidait aussi avec la publication, en 1997, par la Commission européenne, du Livre blanc⁴ sur les sources d’énergie renouvelables.

Ce livre recommandait de fixer à 12% la part des renouvelables dans la consommation d'énergie et 22,1 % dans la consommation d'électricité. Trois Directives vont se succéder pour donner force de loi à cette recommandation : 2001/77/CE et 2003/30/CE abrogées et remplacées par 2009/28/CE5.

En Allemagne, c'est la loi EEG 6 (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), promulguée en 2000 et amendée à plusieurs reprises (2004, 2009, 2012, 2014) depuis, qui régit les énergies renouvelables. Elle prévoit notamment :

- le raccordement prioritaire des énergies renouvelables aux réseaux électriques (Art.2).
- la réception et la transmission prioritaires de l'électricité de source renouvelable par les exploitants de réseaux (Art.2).
- la répartition de cette électricité sur tout le territoire fédéral (Art.2).
- l'obligation de rachat, de l'électricité produite, par les exploitants des réseaux électriques (Art.5).
- l'obligation de paiement, de cette électricité, par les exploitants des réseaux selon les conditions prévues aux articles 6 à 12 (Art.5).
- un système de prix de rachat garantis (Feed-in Tariffs-FIT) sur une période variant entre 15, 20 et 30 ans. Ces prix sont fonction de la technologie utilisée (éolien onshore ou offshore, solaire photovoltaïque ou thermique concentré, biomasse solide ou biogaz des décharges, ...), et de la capacité de production développée. Certains de ces prix sont dégressifs (Art.6 à 12).
- un système de certificats d'origine (Art.13).

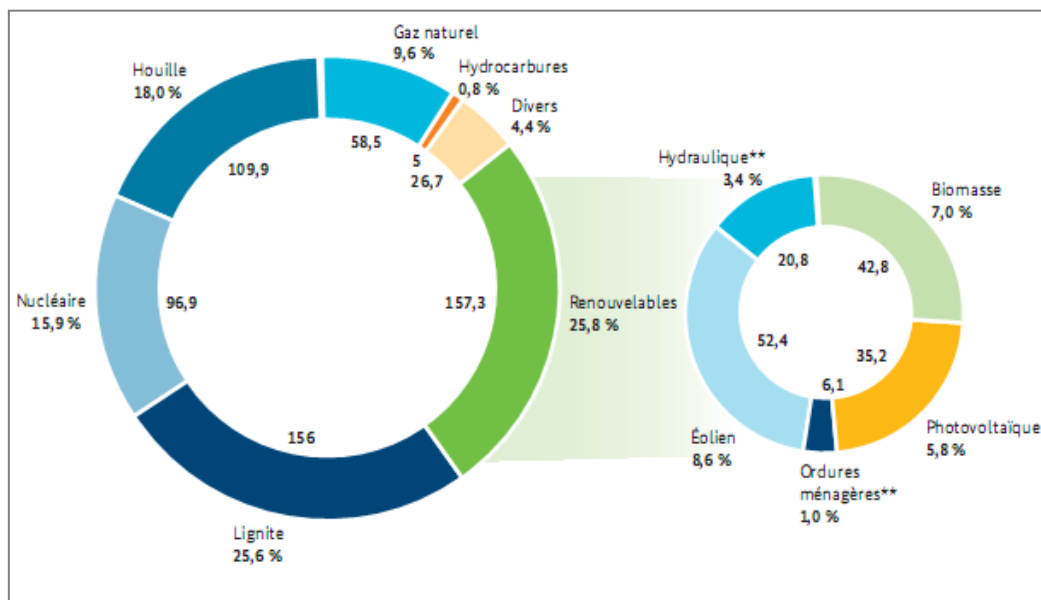
Dans la version amendée de 2014 qui tient compte de la stratégie de transition énergétique de 2012, des cibles ont été définies par source d'énergie. Il s'agit de :

- 2.500 MW/an pour l'éolien terrestre.
- 6.5 GW en 2020 pour l'éolien maritime au lieu 10 GW prévus initialement et 15 GW en 2030 au lieu de 25 GW.
- 2.500 MW/an pour le solaire.
- 100 MW/an pour la biomasse.

Elle introduit également un changement important en matière de tarification. Le système des FIT ne bénéficie plus à toutes les sources d'énergies. Elle oblige les producteurs à céder leur énergie directement sur le marché et instaure, pour cela, un système de prime de marché payée en sus du prix de vente de l'électricité. Cette prime sert à combler la différence avec le FIT (Section 19 EEG 2014). Jusqu'en décembre 2016, le montant de la prime sera déterminé par rapport au FIT. Elle impose, en outre, la procédure d'appel d'offres pour le solaire PV, dans une phase pilote, afin de cerner le niveau de soutien approprié à apporter aux producteurs.

En 2014, les énergies renouvelables contribuent à la production d'électricité à hauteur de 25,8% avec une prépondérance de l'éolien (52,4%), de la biomasse (42,8%), du solaire photovoltaïque (35,2%) et de l'hydraulique (20,8%). L'éolien, premier contributeur, affiche une capacité installée légèrement en dessous de 40 GW.

**Graphique 32: Production brute d'électricité en Allemagne en 2014
(610 TWh* au total)**



*estimation

**part renouvelable

Source: Association Bilans énergétiques (AG Energiebilanzen). Décembre 2014

Avec le développement phénoménal des énergies renouvelables et les objectifs ambitieux qui leur ont été assignés, l'Allemagne devra fatalement procéder à l'extension de son réseau de transport d'électricité surtout que les centres de production et de consommation se trouvent les uns dans le nord du pays et les autres dans le sud.

Renforcement des interconnexions énergétiques

S'agissant des interconnexions, dans le domaine de l'électricité, l'Allemagne dispose du réseau le plus maillé d'Europe. Elle est reliée à tous les pays voisins comme en témoigne le tableau ci-dessous.

	To Germany	From Germany
Austria	2 000	2 200
Czech Republic	2 300	800
Switzerland	3 500	1 500
France	2 700	3 200
Luxemburg	N/A	980
Netherlands	3 000	3 850
Denmark West	1 500	950
Denmark East	585	600
Poland	1 100	1 200
Sweden	610	600
Total	17 295	15 880

*Ces capacités sont une estimation fournie par les gestionnaires des réseaux de transport

Dans le secteur du gaz naturel, elle dispose de gazoduc avec la Norvège, la Russie, les Pays-Bas, et dans une proportion moindre avec le Royaume-Uni via la Belgique. Avec la Norvège, la livraison du Gaz naturel se fait au moyen de trois Gazoducs : Norpipe, Europipe I et Europipe II, dont la capacité totale est de 54 bcm (milliards de m³). Le Gaz Russe parvient en Allemagne à travers trois gazoducs également : Nord stream (55 bcm), Yamal (33 bcm) et le système de gazoducs d'Ukraine (120bcm). Les Pays-Bas transfèrent leur gaz vers l'Allemagne via quatre gazoducs.

D'autres gazoducs sont en cours de développement. Le premier est le North European Gas pipeline (NEL) qui relie l'Allemagne aux Pays-Bas et a une capacité de 20 bcm. Le second est OPAL Gas, a une capacité de 35 bcm et relie l'Allemagne au gazoduc Nord stream.

1.2.2. Un accès généralisé à une énergie propre et à un coût compétitif

Le secteur de l'électricité

Jusqu'en 1998, le secteur de l'électricité était dominé par des monopoles régionaux (länder) et ce, dans tous les compartiments de la chaîne de valeur. Le processus de libéralisation du secteur n'est entamé qu'avec la transposition, dans le Droit interne allemand, de la Directive Européenne 96/92/CE. C'est en fait la loi sur l'industrie énergétique (*Energiewirtschaftsgesetz*, EnWG) qui régit ce secteur. EnWG de 2005 dispose que :

- La production d'électricité est totalement ouverte à la concurrence et soumise à l'obtention d'autorisations : une en vertu de la loi sur le contrôle des émissions et une autre pour la construction de la centrale de production conformément aux lois fédérale et régionale sur les constructions. Cette dernière autorisation fait aussi office de permis d'exploitation.
- Le raccordement au réseau est régi par l'ordonnance *Kraftwerks-Netzanschluss-Verordnung* pour les centrales dont la capacité est égale ou supérieure à 100 MW et par EnWG pour les centrales à petite capacité.
- Le transport de l'électricité est assuré par quatre (4) opérateurs (voir § sur l'extension du réseau de transport d'électricité). Les entités de transport doivent être totalement indépendantes des autres opérateurs du secteur.
- La distribution est prise en charge par 896 entités, toutes relevant des municipalités.
- L'intermédiation (fourniture) en électricité est ouverte à la concurrence et soumise à déclaration. Les fournisseurs ou intermédiaires sont libres d'acheter et de vendre de l'électricité, et ont un libre accès aux réseaux de transport et de distribution.
- Les consommateurs sont, depuis 1998, libres de choisir ou de changer de fournisseurs sans frais additionnels. Cette année-là, un tiers des consommateurs avaient changé de fournisseurs. En 2014, ce nombre a dû augmenter de 40 à 50%.
- La régulation du réseau de transport (accès et raccordement) est assurée à la fois par *Bundesnetzagentur* (agence en charge du réseau) et par les agences régionales (länder). Ces dernières s'occupent également de la régulation de la fourniture d'électricité.
- La régulation de la concurrence est du ressort du bureau fédéral des cartels *Bundeskartellamt* (BKartA).

Le secteur de l'électricité comporte un marché composé de deux compartiments : le gré à gré (over the counter OTC) et la bourse de l'électricité. Ce marché est régulé conformément au règlement européen 1227/2011 sur la transparence et l'intégrité des marchés par *Markttransparenzstelle Strom und Gas (Autorité en charge de la transparence des marchés de l'électricité et du Gaz)* en coopération avec BNetzA et Bundeskartellamt.

Le secteur du Gaz

Libéralisé en 1998, au même titre que le secteur de l'électricité, le secteur du Gaz est également régi par la loi EnWG de 2005. Les activités du secteur sont ainsi organisées :

- La production locale du Gaz, soumise à l'obtention d'un permis d'exploitation (délivré par le Länder du lieu de localisation du gisement exploité), est le fait de cinq compagnies Exxon Mobile (46%), Shell (22%), RWE (15%), Wintershall (9%) et GDF suez (5%).
- L'approvisionnement, activité librement accessible, est dominé par cinq (5) compagnies (E.ON Ruhrgas, Verbundnetz Gas, Wingas, RWE Gas, and Gasunie) qui achètent ou importent le gaz, l'acheminent aux grands consommateurs et aux distributeurs via le réseau de transport (haute pression).
- Le transport est assuré par 14 opérateurs (TSO) qui gèrent le réseau de haute pression.
- La distribution se fait à deux niveaux. Le premier niveau régional est pris en charge par trente (30) compagnies qui fournissent du Gaz aux compagnies locales relevant des municipalités et parfois à des consommateurs finaux. Le deuxième niveau, plutôt local qui s'adresse aux consommateurs finaux, est du ressort de distributeurs locaux.
- Les consommateurs sont, depuis 1998, libres de choisir ou de changer de fournisseurs sans frais additionnels.
- La régulation du réseau de transport (accès et raccordement) est assurée à la fois par Bundesnetzagentur (agence en charge du réseau) et par les agences régionales (länder). Ces dernières s'occupent également de la régulation de la fourniture de gaz.
- La régulation de la concurrence est du ressort du bureau fédéral des cartels *Bundeskartellamt* (BKartA).

1.2.3. Une maîtrise de la consommation d'énergie

Dans sa stratégie énergétique (The Energy Concept) de 2010, l'Allemagne, premier émetteur de gaz à effet de serre dans l'Union Européenne, s'est fixé d'ambitieux objectifs en termes de réduction de ces gaz : 40% en 2020, 55% en 2030, 70% en 2040 et 80 à 95% en 2050 (par rapport aux émissions de 1990). Les secteurs les plus générateurs de ces gaz sont : l'électricité et la chaleur (43,4%), les transports (19,9%), l'industrie (15,3%), le bâtiment résidentiel (11,9%).

L'efficacité énergétique est un des axes majeurs que l'Allemagne compte mettre à profit pour atteindre ses objectifs.

Plusieurs institutions et organismes sont mobilisés, dans ce sens, aussi bien sur le plan fédéral que régional : les Ministères de l'Economie et de la technologie, du Transport et du Développement urbain, et des Finances ; le Centre fédéral de l'efficacité énergétique relevant du bureau fédéral du contrôle des exportations, l'Agence allemande de l'énergie (DENA), la Fédération des agences de protection du climat et de la conservation de l'énergie ; et les Länders et les municipalités.

En termes d'action, l'Allemagne s'est dotée d'un second plan d'action dédié à l'efficacité énergétique qui comprend des mesures qui concernent tous les secteurs.

Dans le bâtiment, les règles en matière de chauffage ont été revues dans le code des constructions. Le niveau de consommation est ainsi passé d'une moyenne de 135KWh/m² à une limite de 50 à 70 KWh/m².

Dans le domaine de la rénovation des bâtiments existants qui n'est d'ailleurs pas obligatoire, un dispositif de soutien financier a été mis en place avec le concours de KfW, banque publique. Des dons et des prêts à taux préférentiel sont offerts en faveur de ceux qui souhaitent réaliser des travaux de remise à niveau énergétique de leur bâtiment. L'objectif visé à travers ce dispositif est d'augmenter de 2% le taux annuel de rénovation. Entre 2012 et 2014, ce sont 1.5 milliard €/an qui devraient être investis.

Dans le transport, tous les opérateurs sont mis à contribution. L'industrie de la construction automobile qui doit mettre sur le marché des véhicules qui émettent moins de CO₂ pour se conformer à la réglementation européenne (443/2009). Le taux d'émission toléré est de 130 g/Km. 65% des véhicules doivent s'y conformer en 2012, 75% en 2013, 80% en 2014 et 100% en 2015.

La Compagnie allemande des chemins de fer (Deutsche Bahn) est également sollicitée. Chacune de ses activités (transport de passagers, transport de marchandises et services logistiques) doit s'engager sur un objectif bien défini.

Le gouvernement allemand a, de son côté, pris un engagement sur la mise en circulation d'un million de véhicules électriques en 2020 et six (6) millions en 2030 (programme de mobilité électrique, programme national d'innovation pour les technologies d'hydrogène et de piles à combustible avec une enveloppe qui s'élève à 1.4 milliard €).

Dans l'industrie, un accord, liant le gouvernement fédéral aux industriels, vise à réduire les émissions de CO₂ de 20% entre 1987 et 2005 et de 35% entre 1990 et 2012. KfW offre des financements à coût très avantageux aux PME qui se dotent de solutions d'efficacité énergétique. A partir de 2013, les entreprises industrielles ont été obligées d'installer en leur sein une entité dédiée à la gestion de l'énergie.

1.3. Les enseignements à retenir de l'expérience allemande

Plusieurs enseignements peuvent être retenus de l'expérience allemande tant les résultats d'étape obtenus sont réels et les mesures mises en œuvre pour y parvenir très diverses.

Le sujet de la transition énergétique est consensuel. Une majorité d'Allemands y adhère. Dans un sondage publié en 2011, 66% des Allemands sont convaincus que le changement climatique est un sujet sérieux et 79% pensent que l'efficacité énergétique et la lutte contre le réchauffement climatique sont favorables à la croissance économique et la création d'emplois⁷. Le monde des affaires est sur la même ligne. En 2009, à la veille du sommet de Copenhague sur le Climat, sur 378 dirigeants interrogés, 80% se sont dit convaincus que le rôle de pionnier joué par l'Allemagne en matière de réduction des gaz à effet de serre a permis à leur pays d'acquiescer un leadership technologique. Ce consensus facilite la tâche du gouvernement en lui permettant de faire passer des décisions parfois difficiles. C'est le cas notamment de l'augmentation des prix de l'énergie. Entre 2000 et 2013, le consommateur allemand a dû contribuer, sous forme de hausse des prix, au financement des investissements liés à l'introduction des énergies renouvelables⁸. Ce sera également le cas dans le futur car les besoins en financement générés par la transition énergétique se chiffrent à 400 milliards € d'ici 2030⁹.

La transition énergétique est un processus de long terme où les objectifs sont certes ambitieux mais le rythme de leur réalisation est raisonnable car réparti dans le temps.

Le financement de la transition énergétique est déjà connu dans ses grandes lignes. Une partie sera apportée par le consommateur sous la forme indiquée ci-dessus. Une autre partie sera puisée dans les financements Carbone. Le reste sera mobilisé auprès du marché allemand des capitaux et des investisseurs internationaux.

L'efficacité énergétique est une composante-clé du dispositif de transition. Et les mesures à la fois coercitives et incitatives mises en place permettent de lui faire jouer pleinement son rôle.

Le mécanisme de soutien financier en faveur des énergies renouvelables a été conçu de façon telle qu'il ne permette pas des rendements excessifs. Il a été revu en 2014 et les FIT ne bénéficient plus à toutes les technologies. Les producteurs sont incités à s'adresser directement au marché pour écouler leur productible. Une prime en sus du prix du marché leur est offerte.

La stratégie de transition énergétique fait l'objet d'un suivi continu pour éviter toute déviation par rapport aux objectifs.

Une politique de R&D est mise en œuvre pour accompagner la stratégie de transition énergétique notamment dans le domaine du stockage de l'électricité de source renouvelable.

2. LA TURQUIE : PAYS ENERGIVORE ET PEU PRODUCTEUR D'ÉNERGIES FOSSILES

2.1. Le contexte de la transition énergétique

En Turquie, la prise de conscience de la nécessité de réformer le secteur énergétique en l'inscrivant dans une logique de transition s'est faite par étapes et en fonction des préoccupations du moment : renchérissement du prix du baril de pétrole, signature de conventions liées à la lutte contre le réchauffement climatique, exigences de conformité aux règles européennes lors des négociations d'adhésion à l'Union Européenne, crise économique... . Ces facteurs déclenchants, résumés autour de cinq points, sont décrits ci-après.

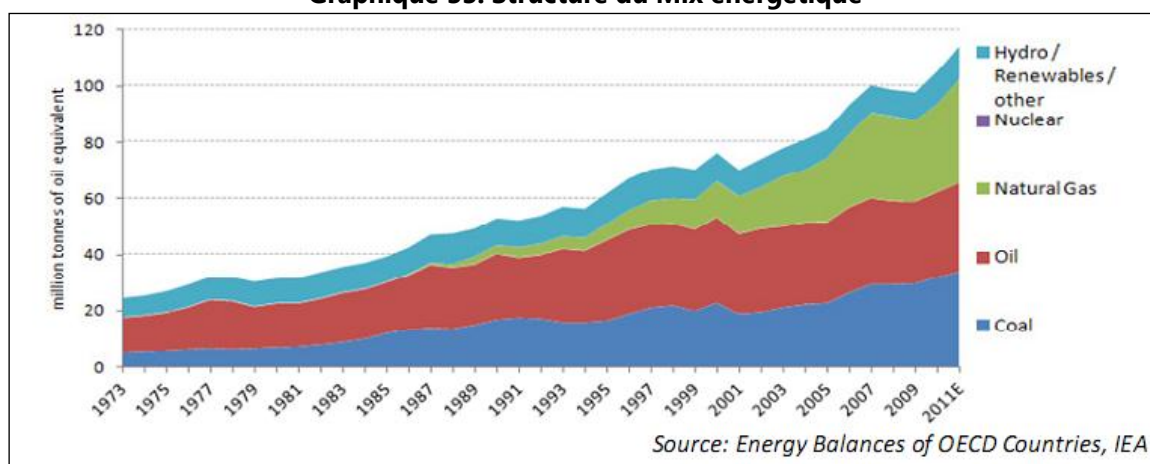
2.1.1. Une dépendance énergétique accrue

C'est une double dépendance à laquelle doit faire face la Turquie. Une première dépendance vis-à-vis des énergies fossiles (Pétrole, Gaz naturel et Charbon) et de leurs importations. Et une seconde dépendance envers quelques pays-fournisseurs comme l'atteste le poids de chaque pays fournisseur par type d'énergie.

Dépendance aux énergies fossiles

En Turquie, le total des approvisionnements en énergies primaires est passé de 24,4 Mtep (millions de tonnes équivalent pétrole) en 1973 à 114,1 Mtep en 2011, soit un taux d'accroissement annuel moyen de 4%. Ce taux devrait atteindre 4,5% entre 2015 et 2030. En 2011, 90% de ces approvisionnements étaient constitués de trois types d'énergie : le pétrole (28%), le gaz naturel (32%) et le charbon (30%).

Graphique 33: Structure du Mix énergétique



Les quantités de pétrole, de gaz naturel et de charbon couvertes par les importations sont respectivement de 93%, 98% et 26%.

Dépendance vis-à-vis des pays fournisseurs

Les importations des principales matières énergétiques sont concentrées sur quelques pays producteurs. Ainsi, pour le gaz naturel, trois pays fournissent plus de 80% des volumes importés. Il s'agit de la Russie (56%), l'Iran (18%) et l'Azerbaïdjan (8%)¹¹. Le pétrole est importé à hauteur de 78% auprès de l'Iran (35%), de l'Irak (17%), de l'Arabie saoudite (13%) et de la Russie (10%). Enfin, les quantités importées de charbon proviennent de Russie (32%), de Colombie (27%) et des Etats-Unis (15%)¹².

2.1.2. Un secteur électrique en difficulté

Ce secteur a pendant longtemps été dominé par un monopole d'Etat, verticalement intégrée (production, transport et distribution), du nom de TEK (Türkiye Elektrik Kurumu). Il connaît plusieurs difficultés : le nombre et la durée des pannes sont en augmentation, le nombre de foyers non raccordés reste élevé et l'Etat doit faire face à une charge budgétaire, liée à l'investissement dans ce secteur, de plus en plus lourde.

Pour atténuer cette charge budgétaire et améliorer sa performance en termes de couverture de la demande d'électricité qui ne cesse de croître (7% à 8% par an), l'Etat décide de mettre à contribution le capital privé.

Ainsi une première tentative, datant de 1984, est initiée avec la promulgation de la loi No. 3096, loi qui autorise, d'une part, les investisseurs privés à créer de nouvelles centrales de production par le biais de contrats BOT (build operate and transfer) ou à prendre en gestion des unités existantes dans le cadre de contrats TOOR (Transfer of Operating Rights) et d'autre part, les opérateurs notamment industriels à produire leur propre électricité.

L'objectif ici étant de reporter la charge de l'investissement sur l'investisseur privé. Cette tentative n'a pas eu les effets escomptés. La part des risques pesant sur l'Etat est restée élevée compte tenu des garanties octroyées aux opérateurs privés.

Une autre tentative a eu lieu en 1993 quand l'opérateur étatique TEK a été introduit dans la liste des privatisations et scindé en deux entités dédiées respectivement à la production/transport (Türkiye Elektrik Iletim Anonim Sirketi-TEAS) et à la distribution (Türkiye Elektrik Dagitim-TEDAS). Cette tentative de privatisation n'a pu se faire, le conseil constitutionnel turc ayant estimé que la fourniture d'électricité est un service public.

2.1.3. Une nécessité d'alignement sur les standards européens

La perspective d'adhésion à l'Union Européenne impose à la Turquie de se mettre en conformité avec tout un ensemble de Directives notamment dans le domaine de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et des émissions de gaz à effet de serre entre autres. Cet alignement indispensable poussera fatalement la Turquie à faire évoluer son système et ses pratiques énergétiques.

2.1.4. L'importance du rôle de "Hub" énergétique

La Turquie jouit d'un positionnement géographique idéal d'un point de vue énergétique. A proximité de pays producteurs détenant plus de 70% des réserves d'hydrocarbures (Iran, Irak, Azerbaïdjan, Kazakhstan, Ouzbékistan, Turkménistan, Russie, Géorgie, Arménie) et située à un point de passage stratégique vers l'Europe, elle a la possibilité de jouer un rôle de "hub" entre ces deux catégories de pays. Elle peut également mettre à profit cette situation pour servir les objectifs de sa stratégie énergétique. En 2005, le premier Ministre turc d'alors, Recep Tayip Erdoğan, le reconnaît sans détour : " Un des éléments les plus importants de la stratégie énergétique de la Turquie est de profiter de sa situation géographique et géostratégique en créant un corridor entre les pays richement pourvus en ressources énergétiques et les pays consommateurs d'énergie "¹³.

2.2. La stratégie de la transition énergétique

A l'instar d'autres pays engagés dans la transition énergétique, la Turquie a choisi de décliner sa stratégie, en la matière, à travers trois objectifs majeurs.

Le premier objectif est dédié à la sécurisation de l'approvisionnement et l'atténuation de la dépendance énergétique du pays (ressources et sources). Sa concrétisation passe par la valorisation des ressources énergétiques locales en particulier l'amplification des efforts de prospection, le développement des énergies renouvelables et le renforcement de la position de "Hub énergétique".

Le deuxième objectif vise à garantir l'accès à l'énergie à tous et à un prix raisonnable et ce, à travers notamment un secteur électrique techniquement performant et un marché de l'électricité libéré de toute entrave au libre jeu de la concurrence.

Enfin le troisième objectif concerne la maîtrise de la consommation d'énergie et sa réalisation passe par d'importants efforts d'efficacité énergétique.

2.2.1. Garantir la sécurité d'approvisionnement et atténuer la dépendance énergétique

Développer les énergies renouvelables

Le recours aux énergies renouvelables a été initié en mai 2005 avec la promulgation de la loi N° 5346, régissant l'usage des énergies renouvelables pour la production d'électricité, avec le triple objectif de : valoriser le potentiel local en énergies éolienne (48.000 MW), hydro-électrique (45.000 MW), géothermique (2000 MW), biomasse et biogaz (4000 MW) et solaire ; diversifier le mix énergétique ; et atténuer la dépendance aux énergies fossiles. Cette loi a été amendée en 2010 (loi N° 6094) pour intégrer un mécanisme de soutien encore plus favorable aux projets de production d'électricité de source renouvelable. Pour l'autorisation et l'octroi des avantages prévus, la loi fait la distinction entre deux types de projet et ce, en fonction de leur capacité inférieure ou supérieure à 1 MW.

Les projets dont la capacité est supérieure à 1 MW sont soumis à une autorisation préalable (pre-license) ensuite à une autorisation définitive (license) pour la construction, le raccordement et l'exploitation de la centrale de production. L'autorité de régulation du marché de l'énergie (EMRA) est celle qui octroie ces licences ainsi qu'un certificat de ressources renouvelables (Renewable Energy Resources Certificate). Les projets ayant une capacité de moins d'un MW ne sont assujettis à aucun régime d'autorisation.

Tous deux bénéficient d'un dispositif de soutien dans le cadre de la loi. A titre d'illustration, parmi les avantages prévus sont ici cités :

- L'exonération du paiement de 90 % des frais inhérents à l'octroi des autorisations préalable et définitive.
- L'exonération du paiement des droits de licence pendant les huit (8) premières années de l'installation.
- L'exemption du rôle d'unité d'équilibrage (balancing) du marché (art. 18 de la loi d'avril 2009 sur Electricity Market Balancing and Settlement Regulation).
- L'exemption, pour les promoteurs de projets de moins d'un MW, de la création d'une structure juridique pour la réalisation d'une unité de production d'électricité de source renouvelable.
- La priorité de raccordement au réseau.

- L'obligation de rachat de l'électricité de source renouvelable. Cette obligation incombe aux fournisseurs d'électricité et porte sur une quantité égale à leur part de marché de l'année précédente. En tout état de cause, cette part de marché ne peut être inférieure à 8%.
- Le prix d'achat de l'électricité de source renouvelable est garanti et préalablement fixé par l'Autorité de régulation du marché de l'énergie. Ce prix était situé dans une tranche de 50 à 55 € /MWh (2005/2011). Ce prix a subi une amélioration avec l'amendement de la loi. Les centrales de production, ayant fait appel à un équipement local, bénéficient d'un prix de rachat plus élevé.

Grâce à ce dispositif, la Turquie compte, en 2023, porter à 30% la part des énergies renouvelables dans la capacité totale installée (électrique). Pour rappel, en 2013, la part des énergies renouvelables hors grand hydraulique ne dépassait guère 3.1% provenant en majorité de l'éolien.

Amplifier les efforts de prospection pétrolière

La prospection de nouveaux gisements est un autre axe que la Turquie explore pour atténuer sa forte dépendance notamment envers quelques pays producteurs.

En Turquie, la production locale de pétrole s'est élevée en 2012 à 45.000 barils/jour¹⁴, ce qui représente à peine 6.7% de la consommation totale. D'importants efforts d'exploration sont déployés au plan interne. En 2010, 415 permis d'exploration ont été accordés à 48 compagnies couvrant une superficie de 381.845 km². Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), société d'Etat à forte présence dans ce secteur, a obtenu à elle seule 151 permis. Elle est même active dans certains pays voisins riches en hydrocarbures tels que l'Azerbaïdjan, le Kazakhstan ou encore l'Iraq.

Selon US Geological Survey, cité dans le rapport d'avril 2014 de l'US Energy Information Administration (EIA), les réserves pétrolières onshore sont estimées à 438 millions de barils et sont situées dans la partie sud de la Turquie. Les réserves offshore seraient quant à elles très significatives et localisées dans la mer Egée, la mer méditerranée et la mer noire (7 à 10 milliards de barils). Les explorations offshore sont menées par des entreprises conjointes constituées par TPAO avec d'une part Exxon Mobil et Petrobras (Brésil) et d'autre part Royal Dutch Shell.

Renforcer les interconnexions énergétiques

Depuis la fin des années 90 et dans un souci de diversification de ses sources d'approvisionnement, la Turquie a entrepris de développer des interconnexions¹⁵ avec les pays voisins producteurs d'énergies fossiles : gaz et pétrole. Nombre d'interconnexions ont ainsi vu le jour.

Plusieurs autres projets sont en cours de développement ou ont fait l'objet d'accords signés, notamment les projets de Nabucco, Transcaspien et Trans-Adriatic qui sont soutenus par l'Union Européenne dans le cadre de ses efforts pour réaliser un corridor sud pour accéder aux champs gaziers en Azerbaïdjan et Turkménistan.

2.2.2. Garantir un accès généralisé à l'énergie à un coût compétitif

Le secteur de l'électricité

En difficulté, durant les années 90, malgré les deux tentatives de réforme évoquées plus haut et faisant face à une forte croissance de la demande (7% à 8% l'an), le secteur va connaître un tournant en 2001 avec la promulgation de la loi N° 4628 régissant le marché de l'électricité et la décision de privatiser les sociétés d'Etat bénéficiant d'un monopole de fait sur toute la chaîne de valeur.

Cette loi, amendée à plusieurs reprises (le dernier amendement date de 2013), vise à assurer le développement d'un marché de l'électricité transparent, financièrement sain et capable de délivrer de l'électricité en quantité suffisante et à un prix accessible (Art. 1). Elle couvre tous les maillons de la chaîne de valeur : production, transport, distribution, vente de gros et de détail, import et export de l'électricité et consacre la libéralisation du secteur de l'électricité avec notamment la création d'un marché où la production est désormais ouverte aux opérateurs privés et où les consommateurs "éligibles" sont libres de s'adresser au distributeur de leur choix. Ses principales dispositions sont résumées ci-après :

- La création d'un marché libéralisé où peuvent intervenir producteurs, fournisseurs, négociateurs (intermédiaires), distributeurs d'électricité constitués sous forme de société (personne morale) et disposant d'une licence octroyée par l'autorité de régulation de l'énergie.
- L'instauration de l'intermédiation (Trading) en électricité pour assurer un meilleur fonctionnement du marché. La loi prévoit ainsi l'intervention de sociétés de vente de gros (wholesalers) qui jouent un rôle d'intermédiaire entre les producteurs (locaux ou internationaux) et les consommateurs (éligibles) dont le volume de consommation excède un niveau défini¹⁶ par l'autorité de régulation et sont par conséquent libres de s'adresser aux fournisseurs de leur choix.
- La régionalisation de la distribution. Chaque distributeur dispose en effet d'une licence déterminant son périmètre géographique d'intervention.
- Le maintien du transport de l'électricité dans le giron d'une société d'Etat (Turkish Electricity Transmission Co. Inc). C'est le seul maillon de la chaîne de valeur qui a été épargné par le processus de libéralisation.

- La mise en place d'une autorité de régulation du marché de l'énergie (EMRA). Dotée de larges prérogatives, EMRA a pour mission d'octroyer les diverses licences prévues dans le cadre de la loi, de piloter la performance du marché, de superviser et auditer les différents intervenants, de définir les principes de tarification notamment ceux utilisés pour la vente d'électricité aux consommateurs non éligibles, d'imposer une formule d'indexation pour tenir compte de l'inflation. Elle veille au respect du libre jeu de la concurrence, définit les règles d'accès et de raccordement au réseau et émet des propositions en matière de politique énergétique. Enfin, et en accord avec la loi, elle a été chargée de superviser le processus de privatisation des sociétés étatiques en particulier le transfert des contrats liant ces sociétés aux opérateurs privés.

Parallèlement à cette loi, le législateur turc a élaboré une autre loi (15/04/2009) ayant aussi trait au marché de l'électricité mais qui ne traite que d'un aspect, certes important, celui de l'équilibrage (balancing) entre offre et demande. Son objet est de définir les droits et obligations des opérateurs engagés dans le mécanisme de balancing ainsi que les modalités financières inhérentes à ce type d'intervention.

L'entrée en vigueur de la loi N° 4628, ainsi que tous les amendements successifs qui ont suivi, a été un véritable propulseur du secteur de l'électricité. Durant une décennie, la capacité installée a doublé comme l'indique le graphique 17.

Le secteur du Gaz naturel

En tant que source d'énergie primaire, le gaz a fait une entrée remarquable dans le mix énergétique en Turquie. D'une part insignifiante dans les années 80, il occupe aujourd'hui plus de 30% à égalité avec le pétrole et le charbon. Cette part s'explique en grande partie par l'usage qui en est fait par le secteur de l'électricité (48%) et dans une moindre mesure par l'industrie (21%) et le chauffage des ménages (20%).

Le secteur du gaz naturel est régi par la loi N° 4646 promulguée en Avril 2001 et amendée depuis à plusieurs reprises, le dernier amendement date de 2014. A l'instar de la loi sur le marché de l'électricité, elle vise à instaurer un marché libéralisé, transparent, financièrement robuste, dont le bon fonctionnement est garanti par l'autorité de régulation du marché de l'énergie (EMRA) avec l'objectif d'assurer un approvisionnement en gaz naturel de qualité, à un prix compétitif (Art.1). Elle couvre toutes les composantes de la chaîne de valeur du gaz naturel : de l'importation à la distribution en passant par le transport, le stockage, la négociation et l'exportation.

Au même titre que la loi N° 4628, elle consacre :

- La création d'un marché libéralisé animé par les importateurs, les sociétés de la vente de gros (wholesalers), les distributeurs, tous devant être constitués sous forme de société commerciale et dotés d'une licence délivrée par EMRA. Il faut y ajouter les consommateurs "libres" (free consumers) dont le volume de consommation doit être supérieur au seuil défini par le régulateur (1 million de mètres cubes /an).
- L'instauration d'intermédiaires (wholesalers) entre les importateurs fournisseurs de gaz d'un côté et les distributeurs et consommateurs libres de l'autre. Le volume total de gaz vendu annuellement par chaque société de vente de gros ne peut excéder 20% de la consommation nationale prévisionnelle calculée par le régulateur pour l'année en cours.
- La localisation de la distribution par ville. Chaque distributeur dispose d'une licence qui lui confère le droit de commercialiser le gaz à l'intérieur d'un périmètre spécifié, en général une ville.
- L'obligation faite aux différents intervenants, importateurs, sociétés de la vente de gros et les distributeurs, de constituer des stocks suffisants (volume défini par le régulateur) afin de prévenir toute rupture d'approvisionnement.
- Le maintien du transport du gaz naturel à haute pression dans le giron d'une société d'Etat (BOTAS). C'est du reste la seule activité de BOTAS17 qui ne sera pas privatisée.
- L'assujettissement du secteur du Gaz à l'autorité de régulation avec toutes les prérogatives énoncées plus haut pour le secteur de l'électricité.

Depuis 2002, le secteur du gaz a connu un développement extraordinaire. Le gaz est aujourd'hui accessible à plus de 90% des provinces turques.

2.2.3. Maîtriser la consommation d'énergie

Faisant face à une demande en énergie primaire en constante augmentation et à une croissance soutenue de la consommation d'électricité, la Turquie n'a d'autre choix que de s'inscrire dans une logique d'efficacité énergétique. C'est à cette seule condition qu'elle parviendra à maîtriser sa consommation et réduire ses émissions.

C'est dans ce sens qu'en avril 2007 est promulguée la loi N°. 5627 sur l'efficacité énergétique. Elle vise à promouvoir un usage efficient de l'énergie, à soulager le fardeau de la facture énergétique et préserver l'environnement (Art.1). Elle fixe un objectif de 15% de réduction de la consommation en ciblant les secteurs énergivores tels que l'industrie, les transports, les services et les bâtiments.

Ses principales dispositions concernent :

- la mise en place obligatoire, par les entreprises dépassant un certain seuil de consommation, d'un système de gestion de l'énergie.
- la promotion de la formation à la gestion de l'énergie.
- l'instauration d'un conseil de coordination dédié à l'élaboration de la stratégie d'efficacité énergétique, au suivi des actions mises en œuvre et des progrès réalisés.

Parallèlement, un mécanisme d'appui aux actions d'efficacité énergétique est mis en place. Ce dispositif permet d'apporter 20% du financement des projets dont le coût d'investissement ne dépasse pas un (1) million de liras turques (soit l'équivalent de 455.000 US \$). Il prend également en charge le remboursement de 20% de la facture énergétique des entreprises industrielles ayant accepté de réduire leur consommation de 10% sur 3 ans et ce, dans la limite de 200.000 liras turques (soit l'équivalent de 90.000 US \$).

Le total des économies d'énergie générées, entre 2009 et 2013, par les projets ayant bénéficié de mécanisme d'appui est estimé à 40.300 TEP. Ce chiffre reste très modeste par rapport à l'objectif de 15% fixe dans le cadre de la loi.

2.3. Les enseignements tirés de l'expérience turque

Quatre enseignements principaux peuvent être retenus de l'expérience de transition énergétique turque.

Le premier enseignement concerne le choix de la libéralisation progressive des marchés énergétiques (électricité et gaz). Cette libéralisation a généré un développement conséquent de l'offre en termes de capacité installée, de fiabilité des infrastructures pour l'électricité et de couverture géographique pour le gaz. Elle a permis par ailleurs de soulager le budget de l'Etat turc en transférant au secteur privé la charge de l'investissement. Enfin, elle a attiré sur le marché turc des opérateurs énergéticiens de renom. C'est une libéralisation "régulée". Elle est supervisée et pilotée par une autorité de régulation du marché de l'énergie. Ce qui rassure les investisseurs notamment étrangers.

Le deuxième enseignement porte sur le volontarisme affiché en matière de recours aux énergies renouvelables. Un objectif ambitieux a été fixé, il s'agit de mettre en place une capacité de production égale à 30% de la capacité installée existante. Et 20.000 MW éolien doivent être réalisés d'ici 2023.

Le troisième enseignement est relatif à la prise en compte, par les textes de loi, du souci de la viabilité économique et financière des investissements. Toutes les lois prévoient en effet des dispositions (organisation du marché, processus d'autorisation, commercialisation du productible, accès au réseau,) qui permettent la faisabilité des projets énergétiques.

Le quatrième enseignement a trait à l'efficacité énergétique, qui en Turquie comme dans beaucoup d'autres pays, reste le parent pauvre de la transition énergétique.

3. L'ESPAGNE, UNE TRANSITION ENERGETIQUE COUTEUSE

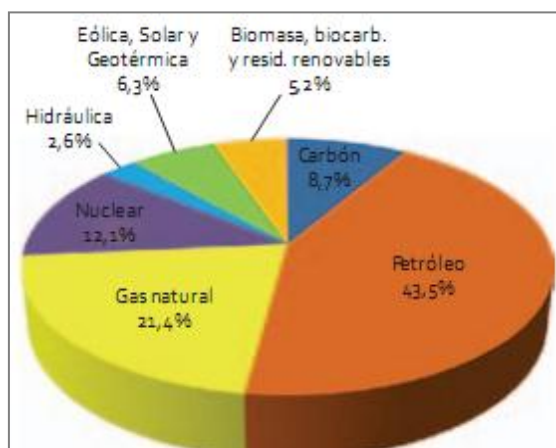
3.1. Le contexte de la transition énergétique

L'Espagne a amorcé sa transition énergétique au milieu des années 2000, transition qui a été formalisée, en 2007, dans le cadre de la "Sostenibilidad Energética". Au même titre que le voisin portugais, la transition du système énergétique espagnol a été motivée par : le besoin d'atténuer la dépendance aux énergies fossiles et à leurs importations, la nécessité de se conformer aux Directives européennes dans le domaine de l'énergie et le respect des engagements pris à la suite de la signature de conventions internationales sur la protection de l'environnement et la lutte contre le réchauffement climatique notamment le Protocole de Kyoto). Cependant, Une différence fondamentale avec le Portugal : l'Espagne souhaitait saisir l'opportunité de cette transition pour développer un rôle de leadership mondial dans le domaine des énergies renouvelables.

3.1.1. Une dépendance aux énergies fossiles

Le mix énergétique espagnol reste fortement dominé par les énergies fossiles. Le pétrole, le gaz naturel et le charbon représentent 73% de ce mix soit respectivement 43%, 21% et 9% (voir graphiques 34).

Graphique 34: structure du mix énergétique en 2013

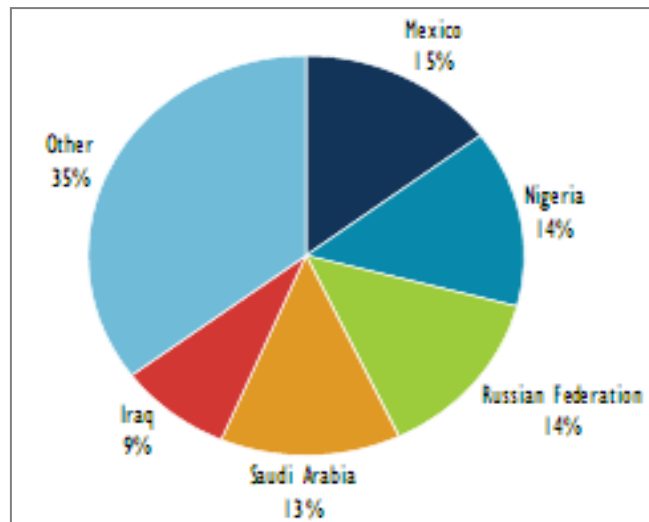


Source : SEE (Secrétariat d'Etat à l'Energie)

Le pétrole demeure la source la plus importante. Sa part a toutefois progressivement fléchi passant de 50% en 1990 à 43% en 2013.

Le pétrole est importé à plus de 99%. Les sources d'approvisionnement sont cependant diversifiées comme le montre le graphique 35.

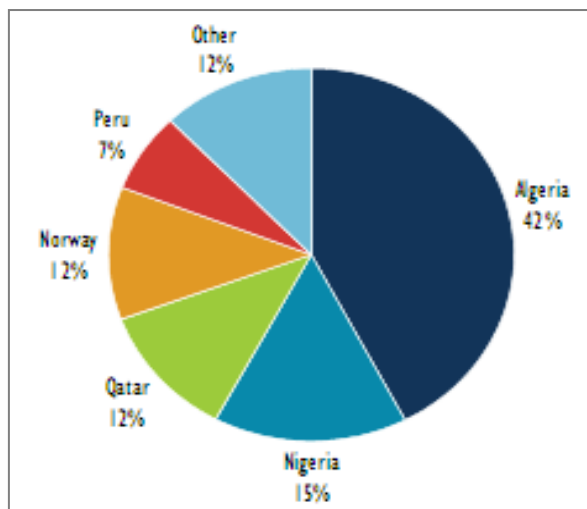
Graphique 35: Les importations du Pétrole par pays



Source : IEA "Energy Supply Security" 2014

Contrairement au pétrole, l'approvisionnement en gaz est moins diversifié mais la part du fournisseur le plus important (Algérie) est inférieure à 50%.

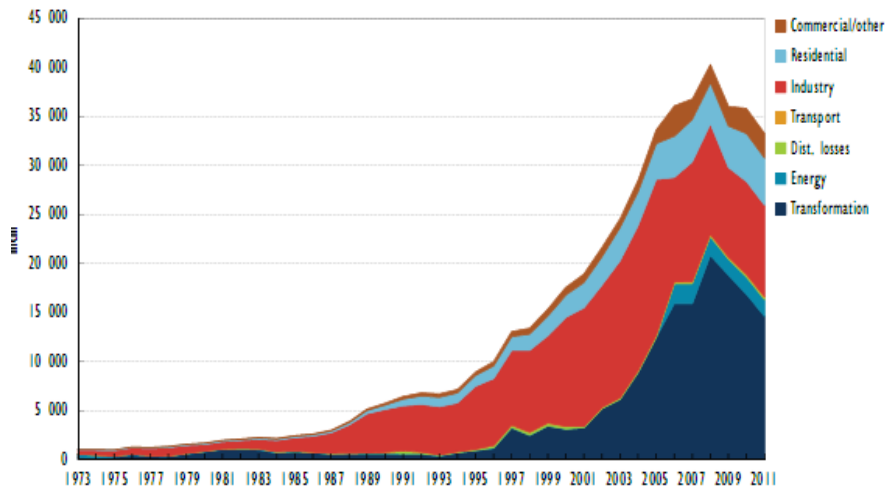
Graphique 36: Les Importations du Gaz Naturel par pays



Source : IEA "Energy Supply Security" 2014

Le gaz naturel est majoritairement utilisé par la production d'électricité et l'industrie.

Graphique 37: La consommation du gaz naturel par secteur



Source : IEA "Energy Supply Security" 2014

3.2. La stratégie de transition énergétique

C'est en 2007 que l'Espagne décline sa stratégie de "soutenabilité énergétique" (Sostenibilidad Energética) qui formalise une transition initiée au milieu des années 2000. Cette stratégie définit trois objectifs :

- La sécurisation de l'approvisionnement au moyen de la valorisation des ressources énergétiques locales et en particulier renouvelables.
- La préservation de la compétitivité de l'Economie par le biais d'un accès à l'énergie à des coûts compétitifs. Le renforcement de la concurrence au sein des différents marchés (gaz et électricité) est l'axe privilégié pour ce faire.
- Le respect des engagements internationaux pris dans le cadre de la ratification du protocole de Kyoto par une meilleure maîtrise de la consommation.

3.2.1. Sécuriser l'approvisionnement et atténuer la dépendance énergétique

Quasiment dépourvue d'énergies fossiles et sans perspectives d'en découvrir sur son sol, l'Espagne est condamnée à valoriser ses ressources locales notamment renouvelables pour atténuer sa dépendance énergétique ainsi que les conséquences qui en découlent notamment l'incidence du renchérissement des cours sur la compétitivité de l'Economie.

Le développement des énergies renouvelables

L'entrée significative des énergies renouvelables (hors hydraulique) dans le mix énergétique espagnol date de la fin des années 80 avec en particulier la valorisation des déchets urbains et de la biomasse solide. A la fin des années 90, afin d'anticiper l'entrée en vigueur de la Directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, l'Espagne met en place une nouvelle loi 54/97 qui libéralise le secteur de l'électricité et comporte un volet propre aux énergies renouvelables.

Depuis, se sont succédés plusieurs plans de développement. Celui de 2000-2010 (Plan de Energías Renovables en España) revu et remplacé par celui de 2005-2010 (Plan de Fomento de las Energías Renovables en España). Ce dernier maintient l'engagement de l'Espagne de couvrir 12% de sa consommation totale d'énergie par une production de source renouvelable et 30% de l'électricité produite. Pour ce faire et à titre d'exemple, l'objectif relatif à la capacité de l'éolien est porté à 20.155 MW en 2010, celui du solaire photovoltaïque à 400 MW revu, en 2007, pour atteindre 1200 MW.

Pour favoriser le lancement et le développement accéléré des projets d'énergies renouvelables, un mécanisme d'appui a été inséré dans la loi 54/97 et régi par le Décret Royal 661/2007. Outre la simplification des procédures administratives d'octroi des autorisations, la priorité de raccordement au réseau national et l'obligation de rachat de l'électricité produite, le mécanisme d'appui prévoit un soutien financier sous forme de prix de rachat (Feed-in Tariffs-FIT) et de primes (Feed-in primes-FIP) garantis en faveur de tous types d'énergies renouvelables et pour des périodes de temps différenciées. Par exemple, les prix de rachat sont fonction de la technologie utilisée, de la capacité développée par le projet, du nombre d'heures de fonctionnement de l'unité de production. Ils peuvent être revus si les objectifs pour tel type d'énergies ont été dépassés. Cela fut le cas du photovoltaïque. L'octroi des FIT a requis la mise en place d'un budget de 4,956 milliards €20.

Grâce à ce dispositif, l'Espagne va réussir à se hisser au rang des pays leaders en énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables couvrent en 2012 plus de 12% de la consommation totale d'énergie primaire alors que cette part n'était que de 6% en 2007 (tableau 18) soit un taux d'accroissement de 60%.

La contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité va également connaître une formidable croissance. En 2012, elles ont généré 30% de l'électricité produite en Espagne soit un accroissement de 67% par rapport à 2007 (tableau 19). L'éolien et le solaire photovoltaïque (PV) vont croître le plus rapidement. L'éolien passera de 9,3 TWh en 2002 à 49,1 TWh en 2012, le solaire PV de 0,03 TWh à 10,1 TWh.

La crise économique survenue en 2008 va mettre un terme à cet exceptionnel développement. Le déficit tarifaire qui est engendré par la différence entre les revenus générés par la vente d'électricité et le coût réel de production, de transport et de distribution de cette même électricité s'élève en 2013 à 26 milliards €. Pour y remédier, un changement de la réglementation va être effectué en 2010 avec pour objectif la réduction des avantages tarifaires dont bénéficient l'éolien et le solaire PV (ces deux technologies ayant atteint la parité réseau). Cette mesure n'étant pas suffisante, en 2012, l'Etat va tout simplement imposer un moratoire qui va suspendre les tarifs d'achat pour l'ensemble de la filière des énergies renouvelables.

En juillet 2013, une réforme du secteur de l'électricité entre en vigueur. Elle se traduit par la promulgation de la Loi 15/2012, d'un Décret-royal qui consacre l'urgence de l'application de la réforme et de 7 autres Décrets-royaux qui définissent un nouveau cadre réglementaire et un nouveau dispositif de compensation pour :

- les énergies renouvelables, la cogénération et la valorisation des déchets ;
- le transport de l'électricité ;
- la distribution ;
- le paiement et la suspension temporaire de la capacité de production ;
- la fourniture d'électricité ;
- l'auto-consommation ;
- les systèmes hors péninsule.

Certains experts estiment que les mesures prises pour mettre un terme au déficit tarifaire et en particulier l'application rétroactive de la loi ont causé un lourd préjudice à la transition énergétique de l'Espagne. Ils doutent fort que la relance de cette transition puisse se faire à moyen terme²¹.

Le renforcement des interconnexions énergétiques

Dans le domaine de l'électricité, l'Espagne qui dispose déjà d'interconnexions avec la France, le Maroc et le Portugal. Elle travaille, dans le cadre de la TEN-E Regulation, sur cinq projets d'intérêt commun pour augmenter la capacité de ces deux interconnexions. L'objectif est de permettre une meilleure évacuation sur le réseau de l'électricité de source renouvelable.

Pour le Gaz naturel, l'Espagne a plusieurs interconnexions avec la France, le Portugal, le Maroc et l'Algérie (connexion directe). Le Gazoduc avec la France a été renforcé pour comporter une connexion à flux inversé. Pour renforcer sa sécurité d'approvisionnement, elle a construit sept terminaux méthaniers (LNG). Le dernier, situé à Gijón, a été livré en 2012.

3.2.2. Garantir un accès généralisé à l'énergie à un coût compétitif

Le secteur de l'électricité

Le secteur de l'électricité en Espagne est un des premiers en Europe à s'être lancé dans la libéralisation. La loi 54/97, transposant la Directive Européenne 96/92/CE, a posé les principes fondamentaux et les modalités de la libéralisation du marché espagnol. Toutefois, cette libéralisation n'a concerné que les activités de production, de fourniture de l'électricité.

- La production d'électricité est totalement ouverte à la concurrence et soumise à l'obtention d'une licence. Deux régimes, ordinaire et spécial, sont applicables. Le régime spécial régit la production d'électricité de source endogène (renouvelable ou non), le régime ordinaire couvre toutes les autres sources de production. De fait, la différence, entre les deux, réside dans le dispositif de soutien qui favorise la valorisation des énergies locales et notamment renouvelables.
- Le transport de l'électricité est pris en charge, depuis 1985, par un opérateur public REE (Red Electrica España). REE exploite et maintient le réseau de très haute et haute tension. C'est une activité qui n'a pas été libéralisée.
- La distribution de l'électricité est effectuée par le truchement des réseaux de moyenne (MT) et basse tension (BT). Comme le transport, cette activité a échappé à la libéralisation.
- L'intermédiation (fourniture) en électricité est ouverte à la concurrence et soumise à déclaration. Les fournisseurs ou intermédiaires sont libres d'acheter et de vendre de l'électricité, et ont un libre accès aux réseaux de transport et de distribution moyennant le paiement de tarifs régulés.
- Les consommateurs sont, depuis 2003, libres de choisir ou de changer de fournisseurs sans frais additionnels.
- Un fournisseur en dernier ressort, entité autonome, a été instauré. A ce titre, il est responsable (i) de l'achat de toute l'électricité générée sous le régime spécial et (ii) et de la fourniture d'électricité en faveur des consommateurs bénéficiant d'un tarif d'ultime recours(TUC). Cinq grands fournisseurs d'ultime recours (CUR) ont été nommés. Il s'agit d'Endesa, Iberdrola, Gas Natural, E.ON et HC Naturgas.
- L'installation d'un organe de régulation des marchés de l'énergie (Commission nationale de l'Énergie, CNE) dont la création date de 1997. Son mandat a été renforcé en 2005. Il porte désormais sur la régulation des interconnexions, l'accès au réseau de transport et de distribution ainsi que la rémunération correspondante, la certification d'origine des énergies renouvelables, la protection des consommateurs, la promotion de la libre concurrence sur les marchés énergétiques et l'incitation à l'efficacité énergétique et la protection de l'environnement.

- La création, avec le Portugal, d'un marché régional de l'électricité (MIBEL) avec deux compartiments : le marché au comptant (spot) et le marché à terme (forward).

Le secteur du gaz naturel

En Espagne, le gaz naturel a fait son entrée dans le mix énergétique en 1990 et depuis sa part n'a cessé d'augmenter pour atteindre en 2013 plus de 20%. Le secteur de l'électricité est le plus gros consommateur de gaz naturel avec plus de 40% du total des énergies utilisées. La hausse du gaz naturel est également due au choix de développer massivement les énergies renouvelables. Le gaz naturel est une énergie souple d'utilisation et efficace pour résorber l'intermittence inhérente aux renouvelables.

Le secteur du gaz naturel est libéralisé en 2007 avec la transposition, de la Directive Européenne 2003/55/EC (Règles communes pour un marché interne du gaz naturel), dans le Droit interne espagnol. Le marché espagnol du gaz naturel est régi par la loi 12/2007 qui a instauré sa libéralisation. Elle traite toutes les activités relevant de la chaîne de valeur Gaz.

- La réception, le stockage et la regazéification du GNL sont pris en charge au sein du terminal méthanier qui comprend outre l'infrastructure portuaire, une unité de regazéification et des équipements de stockage (citernes). Le stockage souterrain est assuré au moyen de cavités de champs de gaz épuisés. Ces activités doivent être exercées par des entités juridiquement indépendantes.
- Le transport du GN est opéré via les gazoducs de haute pression (> 60 Bar). Enagas en est le gestionnaire. Conformément à la loi sur les hydrocarbures (1998), elle est également gestionnaire du réseau de transport dit secondaire (16 à 60 Bar). Dans les deux cas, elle assure l'exploitation et la maintenance. Enagas est cotée en bourse et aucun de ses actionnaires ne peut détenir plus de 3% des droits de vote ou plus de 1% s'il intervient dans des sociétés actives dans le secteur du Gaz.
- La Distribution du gaz fait l'objet de concessions délivrées par l'Etat et ne concerne que les réseaux de moyenne et basse pression (<16 Bar). Toute société concessionnaire de doit être indépendante juridiquement et en termes de prise de décision, de la société de transport et des autres sociétés de distribution.
- La fourniture de gaz est ouverte à la concurrence et soumise à l'octroi d'une licence.

- Les fournisseurs notamment les importateurs de gaz ont l'obligation de constituer des réserves de sécurité pour prévenir toute rupture d'approvisionnement.
- Les consommateurs sont, depuis 2003, libres de s'adresser au fournisseur de leur choix. Ils peuvent également changer de fournisseur sans frais additionnels. Les tarifs régulés applicables aux consommateurs ont été abandonnés en 2008.
- Un fournisseur en dernier ressort est mis en place.
- La Commission Nationale de l'Energie (CNE) est l'entité chargée de la régulation du secteur au même titre que pour le secteur de l'électricité.
- Un marché intégré du gaz est créé avec le Portugal. Il comporte, comme celui de l'électricité, deux compartiments : le marché au comptant et le marché à terme.

3.2.3. Maîtriser la consommation d'énergie

La nécessité de respecter ses engagements internationaux et de se conformer à la Directive Européenne 2006/32/EC ont incité l'Espagne à mettre en place une succession de plans visant à promouvoir et développer les pratiques d'efficacité énergétique dans les secteurs jugés prioritaires car gros consommateurs d'énergie et en particulier l'industrie (33%), le résidentiel (29%) et les transports (38%).

Ainsi en juillet 2007, a été élaboré et approuvé le Plan d'action 2008-2012 lui-même prolongement du plan d'action national de l'efficacité énergétique requis par la Directive européenne. Deux autres plans dédiés respectivement à la relance des économies d'énergie (approuvé en Août 2008) et à l'intensification des efforts d'efficacité énergétique (approuvé en mars 2011) ont été mis en place.

L'ensemble propose des mesures pour maîtriser et réduire la consommation. Les transports, secteur le plus énergivore, doivent utiliser les biocarburants. La loi 12/2007, modifiant la loi 34/1998 sur les hydrocarbures, introduit cette obligation. Un mécanisme de promotion des biocarburants est instauré pour aider à l'application de cette disposition. De même un Décret Royal fixe des objectifs pour 2011, 2012 et 2013.

Le développement du véhicule électrique est lancé via le projet dit MOVELE. Enfin, la promotion de la voiture propre est initiée à travers la mise en place d'une taxe qui tient compte des émissions de CO₂ (Law 2/2011).

L'industrie est également visée par des actions d'amélioration de l'efficacité énergétique notamment un plan d'aide publique échelonné sur la période 2011-2020 et qui cible la promotion de la cogénération.

Enfin, pour le résidentiel, plusieurs dispositions ont été adoptées. Il s'agit en particulier de l'approbation d'un nouveau code technique des constructions, de l'adoption du certificat de performance énergétique et de la révision des règles relatives aux installations de chauffage.

Les pouvoirs publics espagnols comptent beaucoup sur toutes ces actions pour atteindre leurs objectifs en matière de réduction des gaz à effet de serre et être en ligne avec leurs engagements internationaux.

Depuis 2008, de légères améliorations ont en effet été constatées dans tous les secteurs et en premier lieu les plus gros consommateurs. Toutefois, selon les experts, elles sont plus dues à la baisse de la consommation du fait de la crise économique.

3.3. Les enseignements retenus de l'expérience espagnole

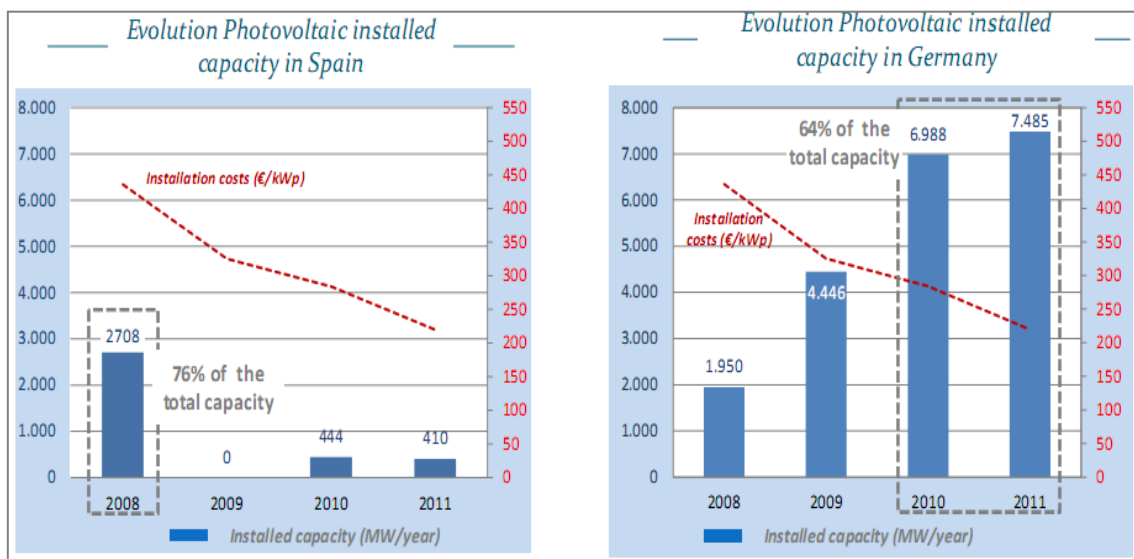
Jusqu'en 2008, la transition énergétique se déroule comme prévu et même mieux que prévu puisque les objectifs fixés dans le domaine des renouvelables ont été atteints et largement dépassés pour l'éolien et le solaire. La part des énergies renouvelables dans le mix électrique a atteint plus de 30% en 2012. L'Espagne accède au rang de leader mondial en termes de capacité installée dans l'éolien (22.579 MW) et dans le solaire PV (4705.5 MW)²². Et dans le domaine énergétique et industriel, les résultats escomptés sont palpables : de grands champions à l'envergure mondiale ont vu le jour tels que Gamesa classé 2^{ème} constructeur européen d'aérogénérateurs, Acciona, Iberdrola ou encore Abengoa.

L'avènement de la crise économique va bouleverser la donne pour l'Espagne au point qu'un des fondements du dispositif de soutien aux énergies renouvelables, le Feed-in Tariff, est remis en cause. Plusieurs limites de la transition énergétique et du dispositif d'accompagnement en particulier financier vont être mises en évidence.

- Le déploiement à grande échelle des énergies renouvelables animé par cette envie de leadership va imposer la mise en place de centrales supplémentaires surtout à base de gaz pour permettre la gestion de l'intermittence. Cette capacité additionnelle va être souvent sous-utilisée avec la baisse de la consommation d'une part et à cause de la priorité d'injection dans le réseau accordée à l'électricité de source solaire et éolienne d'autre part. On assiste, de ce fait, à l'apparition d'une surcapacité qui génère des frais fixes importants, lesquels viennent renchérir le coût du KWh.
- Par ailleurs le réseau de transport va devoir être étendu pour raccorder les nouveaux projets. Cela va également contribuer à augmenter le coût de revient du KWh. Au final, les prix de vente de l'électricité vont connaître une hausse spectaculaire (63% en 8 ans)²³. En 2012, les ménages espagnols paient leur électricité à un prix de 30% supérieur à la moyenne des pays de l'UE, les industriels de 18% plus cher²⁴.

- Le recours massif aux énergies renouvelables s'est fait à un moment où le coût des technologies est encore relativement élevé qu'il s'agisse du solaire ou de l'éolien. Une comparaison, faite par le Secrétariat d'Etat à l'Energie, montre que 74% de la capacité PV installée en Espagne l'a été en 2008 alors que le prix du MW PV (6 Millions €) était encore à un niveau élevé. L'Allemagne, en revanche, a mis en place le plus gros de sa capacité PV entre 2010 et 2011, période où les prix du MW PV (4 Millions €) avaient entamé leur baisse (graphique 38).

Graphique 38: Prix et période de mise en place de la capacité PV installée en Espagne vs Allemagne



Source : Ministro de Industria, Energia et Turismo, "The Reform of The Spanish Power System : Towards Financial Stability and Regulatory Certainty".2013

- Les prix de rachat garantis (FIT) ont été fixés à un niveau suffisamment élevé pour accélérer le développement des énergies renouvelables en attirant les investisseurs. Avec la crise économique qui induit une baisse de la consommation et donc des recettes générées par les vente d'électricité, ce prix était devenu "excessif". Les augmentations de tarifs qui ont suivi n'ont pas permis d'y remédier.
- Les pouvoirs publics espagnols ont anticipé une hausse continue des prix des énergies fossiles, ce qui, pensaient-ils, allait atténuer le coût relativement élevé des renouvelables. La baisse de la demande d'énergie primaire engendrée par la crise a au contraire stabilisé ces prix.

Fort de ces constats, les enseignements à retenir de l'expérience espagnole sont les suivants :

- L'échec de la stratégie espagnole ne signifie pas pour autant que celle-ci doit être rejetée dans son intégralité. La diversification des sources d'approvisionnement, le renforcement des interconnexions d'électricité et de gaz et même le développement des énergies renouvelables ont mis l'Espagne sur la voie d'une moindre dépendance énergétique et ont permis d'améliorer la sécurité d'approvisionnement.
- La libéralisation des secteurs de l'électricité et du gaz a favorisé l'augmentation des capacités installées, l'extension des réseaux de transport et de distribution et ce, sans mettre à contribution le budget de l'Etat.
- Le lien étroit, voulu par les pouvoirs publics, entre déploiement massif des renouvelables et développement industriel a suscité une sorte de course à la capacité installée appuyée par un dispositif de soutien financier très généreux. De fait, les objectifs étaient constamment revus à la hausse, les objectifs initiaux étant souvent atteints bien avant terme.
- La programmation de la mise en œuvre de la stratégie en particulier en ce qui concerne le volet énergies renouvelables. Désireux de voir leur ambition de leadership mondial se concrétiser très vite, les pouvoirs publics espagnols ont misé sur l'accélération du déploiement des projets d'énergies renouvelables en les faisant bénéficier de mesures incitatives très alléchantes. Avec un échelonnement dans le temps des objectifs en termes de capacités renouvelable installée, ils auraient pu tirer profit de la courbe d'expérience des technologies et par conséquent bénéficier de prix beaucoup moins élevés.
- Le revirement opéré dans le dispositif de soutien risque de compromettre la confiance des investisseurs et par voie de conséquence mettre à mal la transition énergétique de l'Espagne. Mieux vaut en effet un système d'incitation peu généreux quitte à le faire évoluer qu'un système trop avantageux qui au moindre retournement de conjoncture doit être supprimé.

4. LE PORTUGAL, UNE TRANSITION ENERGETIQUE SUR MESURE

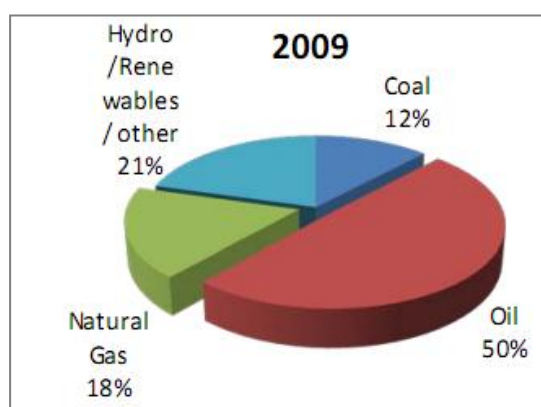
4.1. Le contexte de la transition énergétique

Au Portugal, la transition énergétique fut entamée sous l'effet conjugué de trois facteurs : La dépendance aux énergies fossiles (pétrole et gaz naturel), la nécessaire conformité aux directives européennes en matière énergétique (Directives sur la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique) et le respect des engagements pris dans le cadre des conventions internationales sur la protection de l'environnement et la lutte contre le réchauffement climatique (Protocole de Kyoto).

4.1.1. Une dépendance aux énergies fossiles

Pays dépourvu d'énergies conventionnelles (Pétrole, Gaz, charbon), le Portugal fait face une forte dépendance énergétique. La structure de son mix énergétique est majoritairement constituée de pétrole (50%), de gaz (18%) et de charbon (12%).

Graphique 39: Structure du Mix énergétique du Portugal en 2009



Source : IEA, 2011

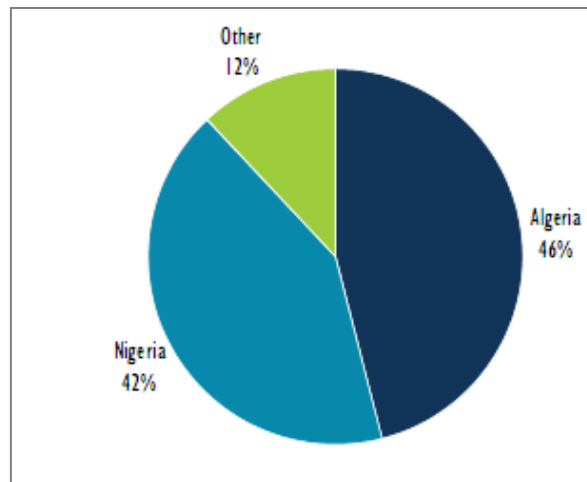
Le pétrole a été pendant longtemps l'énergie primaire par excellence représentant une part de 75% du total des énergies primaires en 1985 avant de baisser pour se stabiliser à près de 50% à la fin des années 2000.

La demande en pétrole est satisfaite à hauteur de 100% par les importations. L'approvisionnement est néanmoins diversifié.

Le gaz naturel est la deuxième source d'énergie primaire avec un peu moins de 20%. Il a été introduit au Portugal en 1997 avec l'objectif de réduire le poids du pétrole dans le mix énergétique.

Les importations couvrent 100% des besoins en gaz naturel du Portugal. Deux voies de transit sont utilisées pour l'acheminement du gaz : le Gazoduc Maghreb Europe (GME) via le Maroc et l'Espagne pour le gaz en provenance d'Algérie et le Terminal GNL (gaz naturel liquéfié) de Sines pour le gaz fourni par le Nigéria.

Graphique 40: Répartition de l'approvisionnement en Gaz naturel par pays



Source : IEA 2014

Le secteur électrique est le principal consommateur du Gaz naturel. Il totalise plus de 60% de la consommation.

4.2. La stratégie de la transition énergétique

En 2005, le Portugal met en place sa stratégie énergétique nationale (2005-2010) qui enclenche sa transition vers un système énergétique durable. Cette stratégie est articulée autour de trois axes.

Le premier est relatif à la sécurité d'approvisionnement qui doit être garantie à travers la diversification des ressources primaires via en particulier un développement plus ambitieux des énergies renouvelables.

Le second concerne l'accès à l'énergie à des coûts compétitifs et ce, par le biais d'un renforcement de la concurrence au sein des différents marchés (gaz et électricité).

Le troisième promeut la maîtrise de la consommation dans l'optique de permettre, au Portugal, d'être en adéquation avec ses engagements notamment en matière d'émissions de gaz à effet de serre. La promotion de l'efficacité énergétique en constitue le principal pilier.

4.2.1. Sécuriser l'offre et atténuer la dépendance énergétique

Les perspectives de découverte de gisements de ressources fossiles étant quasiment inexistantes au Portugal, le choix des énergies renouvelables, pour diversifier le mix énergétique et atténuer la dépendance au pétrole, s'est de facto imposé.

Le développement des énergies renouvelables

C'est à la fin des années 80 que le Portugal s'est orienté vers les énergies renouvelables (hors hydraulique) pour produire une partie de son électricité. En mai 1988, un décret-loi 189/88 a été promulgué pour régir la production de l'électricité de source renouvelable plus spécifiquement les projets d'hydro-électricité dont la capacité est inférieure à 10 MW. Depuis lors, ce décret-loi a subi plusieurs ajustements tant pour tenir compte de l'évolution de la réglementation européenne sur la libéralisation des marchés de l'électricité que pour adapter le dispositif de soutien qu'il contient.

Ainsi les projets d'énergies renouvelables bénéficient de tout un ensemble d'avantages tels que :

- La simplification de la procédure administrative d'octroi des autorisations (décret-loi 339-c/2001 et les amendements intervenus ultérieurement).
- La priorité de raccordement au réseau national (décret-loi 339-c/2001 et les amendements intervenus ultérieurement).
- L'obligation de rachat de l'électricité produite.
- Un système de certificats verts et de garanties d'origine.
- Des prix de rachat garantis (Fed-in Tarifs) sur une période variant entre 15 et 20 ans. Pour le calcul de ces prix sont pris en compte la technologie utilisée (éolien on shore ou offshore, solaire photovoltaïque ou thermique concentré, biomasse solide ou biogaz des décharges, ...), la capacité de production développée, le nombre d'heures de production, l'impact environnemental...

L'énergie éolienne est celle qui a tiré le meilleur parti de ce dispositif de soutien. La capacité installée correspondante est en effet passée de 131 MW en 2001 à 4.525 MW, en 2012 en dessous toutefois de l'objectif fixé de 5.400 MW.

L'hydraulique est l'autre énergie renouvelable très sollicitée au Portugal. En 2007, la capacité installée correspondante était de 4.871 MW, elle est passée à plus de 5.700 MW en 2013 et devrait atteindre plus de 8500 MW en 2020 (objectif fixé dans le cadre du plan d'action pour les énergies renouvelables 2013-2020 présenté à l'UE en 2013). 50% de cette capacité cible serait réalisée sous forme de STEP (station de transfert d'énergie par pompage) avec l'objectif d'atténuer l'intermittence qui caractérise l'énergie éolienne. Le Portugal table beaucoup sur la complémentarité entre ces deux types d'énergie renouvelable qui ont fourni, en 2013, plus de 50% de l'électricité²⁶.

Le renforcement des interconnexions énergétiques

Deux interconnexions, ont été mises en place, avec l'Espagne, pour assurer un approvisionnement fiable tant en électricité qu'en gaz naturel.

Pour le gaz naturel, il existe deux interconnexions avec l'Espagne. Les points de raccordement sont situés à Campo Maio and Valença do Minho. Une troisième interconnexion est en phase de construction, elle vise à renforcer l'intégration du marché ibérien du gaz naturel.

S'agissant de l'électricité, le réseau électrique portugais dont la longueur est de 8519 Km, dispose de huit lignes d'interconnexion avec son homologue espagnol. Dans le cadre de la TEN-E27 Régulation, le Portugal travaille sur 4 projets d'intérêt commun (PCI) qui visent à développer le réseau d'interconnexions existantes.

4.2.2. Garantir un accès généralisé à l'énergie à un coût compétitif

Le secteur de l'électricité

Totalement dominé par l'Etat et verticalement intégré, le secteur électrique va connaître, sous l'effet de la réglementation européenne, plusieurs transformations qui vont aboutir à sa libéralisation. En 2006, le cadre juridique qui consacre cette libéralisation va être instauré. Deux décrets-lois, transposant en Droit interne la Directive 2003/54/EC, vont être promulgués le 15 Février et le 23 Août. Le premier, Décret-loi 29/2006, définit les principes fondamentaux de l'organisation et du fonctionnement du secteur électrique national (SEN). Le second, Décret-loi 172/2006, précise les modalités et conditions selon lesquelles chaque activité de la chaîne de valeur du secteur doit être exercée.

- La production d'électricité est totalement ouverte à la concurrence et soumise à l'obtention d'une licence. Deux régimes, ordinaire et spécial, sont applicables. Le régime spécial régit la production d'électricité de source endogène (renouvelable ou non), le régime ordinaire couvre toutes les autres sources de production. De

fait, la différence, entre les deux, réside dans le dispositif de soutien qui favorise la valorisation des énergies locales et notamment renouvelables.

- Le transport de l'électricité est opéré dans le cadre d'une concession de service public, d'une durée de 50 ans, octroyée à REN (Red Electrica National). L'opérateur du réseau de transport ne peut détenir aucun intérêt dans les activités de production et de fourniture de l'électricité. De même, aucun actionnaire (personne physique ou morale) de l'opérateur de transport ne peut détenir plus de 25% du capital.
- La distribution de l'électricité est effectuée au moyen de deux réseaux. Le réseau de moyenne et haute tension (MT et HT) dont la gestion fait l'objet d'une concession de service public, d'une durée de 35 ans, accordée à EDP (Energie du Portugal) Distribuição. Et le réseau de basse tension (BT) géré principalement sous forme de concessions délivrées par les communes. EDP Distribuição est également le principal détenteur des concessions BT. Les sociétés de distribution ne peuvent aucunement opérer dans la production, le transport ou la fourniture d'électricité. Elles ne peuvent non plus détenir de participation dans les entités en charge de ces activités.
- L'intermédiation (fourniture) en électricité est ouverte à la concurrence et soumise à déclaration. Les fournisseurs ou intermédiaires sont libres d'acheter et de vendre l'électricité, ont un libre accès aux réseaux de transport et de distribution moyennant le paiement de tarifs régulés.
- Les consommateurs sont libres de choisir ou de changer de fournisseurs sans frais additionnels.
- Un fournisseur en dernier ressort, entité autonome (EDP Serviço universal), a été instauré. A ce titre, il est responsable (i) de l'achat de toute l'électricité générée sous le régime spécial et (ii) et de la fourniture d'électricité en faveur des consommateurs bénéficiant de tarifs régulés²⁸.
- L'installation d'un organe de régulation des marchés de l'énergie (Entité de Regulation des Services énergétiques, ERSE) dont la création date d'Avril 2002 (décret-loi 97/2002). Cet organe a pour missions de protéger les consommateurs, de garantir, aux opérateurs, les conditions d'équilibre économique et financier de leurs activités, promouvoir la libre concurrence sur les marchés énergétiques et inciter à l'efficacité énergétique et la protection de l'environnement.
- La création, avec l'Espagne, d'un marché régional de l'électricité (MIBEL) avec deux compartiments : le marché au comptant (spot) et le marché à terme (forward).

Toutes ces actions et dispositions ont permis au Portugal de développer sa capacité installée qui avoisine aujourd'hui 20.000 MW en sachant qu'en 2007 celle-ci n'était que de 15.000 MW.

Le secteur du gaz naturel

Depuis son introduction au Portugal en 1997, le gaz naturel n'a cessé d'augmenter dans le mix énergétique atteignant presque 20% (voir contexte de la transition énergétique). Cette forte augmentation est due en grande partie à la production d'électricité (60% de la consommation totale de gaz naturel). Elle s'explique également par le choix volontariste de développer les énergies renouvelables. Le gaz naturel permet en effet de faire face à l'intermittence inhérente à ce type d'énergie.

Au même titre que le secteur de l'électricité, le secteur du gaz naturel a entamé sa libéralisation en 2006 sous l'effet du nouveau régime applicable au gaz et constitué de deux Décrets-lois, le 30/2006 promulgué le 15 Février et le 140/2006 publié le 26 Juin.

Ce nouveau régime traite des sept composants du secteur du gaz naturel (GN) : la réception (terminal méthanier), le stockage et la regazéification du GNL (liquéfié), le stockage souterrain du GN, le transport, la distribution, la fourniture, le fonctionnement du marché du GN et le changement de fournisseur.

- La réception, le stockage et la regazéification du GNL sont pris en charge au sein du terminal méthanier qui comprend outre l'infrastructure portuaire, une unité de regazéification et des équipements de stockage (citernes). Le stockage souterrain est assuré au moyen de cavités salines ou de champs de gaz déplétés. Le transport du GN est opéré via les gazoducs de haute pression. Toutes ces activités sont exercées dans le cadre d'une concession octroyée par l'Etat. Elles peuvent être portées et développées par une seule et même entité. La société de transport doit être indépendante, d'un point de vue juridique et légal, des sociétés de fourniture et de distribution du Gaz.
- La distribution du gaz fait également l'objet de concessions délivrées par l'Etat et ne concerne que les réseaux de moyenne et basse pression. Tout concessionnaire de distribution doit être indépendant d'un point de vue légal, organisationnel et de prise de décision, de la société de transport et des autres sociétés de distribution.

- La fourniture de gaz a été ouverte à la concurrence en 2010 et est soumise à l'octroi d'une licence.
- Les fournisseurs notamment les importateurs de gaz ont l'obligation, conformément au décret-loi 140/2006, de constituer des réserves de sécurité pour prévenir toute rupture d'approvisionnement. Ces stocks de sécurité doivent correspondre à 15 jours de consommation des centrales de production d'électricité à base de gaz naturel et 20 jours de consommation des ménages.
- Les consommateurs sont libres de s'adresser au fournisseur de leur choix. Ils peuvent également changer de fournisseur sans frais additionnels.
- Un fournisseur en dernier ressort est mis en place.
- Un marché intégré du gaz est créé avec l'Espagne. Il comporte, comme celui de l'électricité, deux compartiments : le marché au comptant et le marché à terme.
- Le régulateur est le même que celui de l'électricité. Il s'agit en effet de ERSE.

Le secteur du gaz est dominé par deux opérateurs historiques. Galp Energia qui, à travers GDP (Gaz du Portugal), intervient aussi bien dans l'importation du gaz que dans la distribution ainsi que dans la vente de détail. Et Energias de Portugal (EDP) qui est présent dans la distribution et la vente de détail via EDP Gas.

4.2.3. Maîtriser la consommation d'énergie

Faisant face d'une part à une augmentation constante de la demande en énergie primaire et à une croissance de 4,4% de la consommation d'électricité et d'autre part soumis à l'obligation d'appliquer la Directive 2006/32/EC sur l'efficacité énergétique, le Portugal s'est doté en 2008 d'un plan national d'action dédié à l'efficacité énergétique (PNAEE). Ce plan comprend un ensemble de mesures qui vise à réduire la consommation finale d'énergie de 9.8% en 2015. Il se concentre sur deux secteurs, les transports (38%) et l'industrie (30%), pour réaliser une part importante des économies d'énergie estimées à 4.77 GWh de consommation d'électricité entre 2008 et 2015.

Trois programmes concernent le secteur des transports. Ils portent sur :

- Le renouvellement du parc automobile et l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements utilisés dans les véhicules.
- La mobilité urbaine avec notamment le développement des transports modaux.
- L'efficacité énergétique dans les systèmes de transport notamment pour mesurer l'impact des plateformes logistiques entre autres.

Le secteur résidentiel fait l'objet de deux programmes :

- La réhabilitation énergétique des habitations avec des mesures sur l'éclairage, les appareils électriques...
- Le développement de l'auto-production d'énergie dans les habitations.

Le secteur industriel est couvert par un programme qui comprend un volet lié à la gestion de l'énergie (système de gestion de la consommation intensive de l'énergie).

Un dispositif d'incitation fiscale et un système d'appui financier ont été mis en place en faveur de la mise en œuvre d'actions d'efficacité énergétique.

Sur le plan fiscal, un régime d'amortissement accéléré des équipements énergétiquement efficaces est désormais autorisé. De même que des crédits d'impôts ou des exonérations sont accordés en faveur des micro-productions d'énergie de source renouvelable.

Le système de soutien financier comporte entre autres la réduction de 2,5 % du tarif d'électricité en faveur des ménages ayant une faible consommation ou encore l'octroi d'un "chèque efficacité" permettant de régler, pendant deux ans, 10% à 20% de la facture électrique au profit des ménages qui réduisent leur consommation.

4.3. Les enseignements retenus de l'expérience portugaise

Les principaux enseignements à retenir de l'expérience de transition énergétique portugaise sont résumés ci-après :

La libéralisation des marchés énergétiques (électricité et gaz) sous l'impulsion de l'Union Européenne a été salubre. Le désengagement partiel de l'Etat a eu un impact financier positif sur son Budget. Les privatisations totales ou partielles de certains opérateurs historiques (REN, EDP) ont généré des rentrées de fonds. L'offre en termes de capacité électrique installée s'est développée (avoisinant les 20 GW). Les consommateurs peuvent librement choisir et changer leur fournisseur. Ils disposent ainsi d'un pouvoir de négociation pour notamment infléchir le niveau des prix qui leur sont applicables. Cela est particulièrement vrai pour les gros consommateurs.

La mise en place, en 2002, d'un organe de régulation a permis de rassurer les investisseurs qui ont de ce fait accepté d'investir dans tous les maillons libéralisés de la chaîne de valeur énergétique. La présence du régulateur est par ailleurs un gage de protection donné aux consommateurs qui bénéficient de tarifs régulés dont la suppression est prévue en 2015.

Le développement massif des énergies renouvelables a certes eu des retombées socio-économiques et environnementales incontestables (création d'emplois, réduction de la facture liée à l'importation d'énergies fossiles, baisse des émissions de gaz à effet de serre) mais a engendré quelques difficultés. L'intermittence inhérente aux énergies renouvelables impose de développer en parallèle des unités de production conventionnelles. En outre, avec l'avènement de la crise économique qui a induit une baisse de la consommation et compte tenu de la priorité d'injection de l'électricité de source renouvelable, il a été parfois procédé à l'arrêt de certaines centrales fonctionnant au gaz et/ou au charbon.

Le choix des feed-in Tariffs-FIT, ou prix de rachat garantis pendant 15 ou 20 ans, a été judicieux car il a permis d'accélérer le développement des énergies renouvelables. Il s'est avéré cependant problématique avec la survenance de la crise économique car très coûteux pour l'Etat. Sous la pression de ses créanciers, le Portugal a dû geler son dispositif de soutien.

La législation et les réglementations mises en place garantissent les conditions de viabilité économique et financière des projets (organisation du marché, processus d'autorisation, commercialisation du productible, accès au réseau...).

Le recours aux énergies renouvelables notamment l'éolien a été une occasion saisie pour développer une industrie locale dédiée (intégration industrielle).

5. QUELS ENSEIGNEMENTS POUR LE MAROC ?

Les expériences, passées en revue, recèlent à la fois des succès et des échecs. Le Maroc qui s'est engagé dans la voie de la transition énergétique, à travers sa stratégie nationale adoptée en 2009, peut s'en inspirer pour garantir à son modèle énergétique toutes les chances de réussite.

Le 1er enseignement à retenir est celui de la diversification des ressources énergétiques et des sources d'approvisionnement. Le Maroc fait face à une dépendance énergétique de plus de 95%²⁹ et son mix énergétique est par ailleurs dominé à hauteur de 80% par deux ressources : le pétrole (62%) et le Charbon (22%)³⁰. Le recours à d'autres sources d'énergies est plus que nécessaire.

Le Gaz Naturel déjà utilisé mais à faible volume (4%) est une option envisageable et maintenant envisagée par le Maroc. Le Département de l'Energie vient de rendre publique, en 2014, sa feuille de route pour le lancement d'une filière de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) à l'horizon 2021. La mise en place de cette filière permettra aussi de s'affranchir de la dépendance à 100% vis-à-vis du gaz algérien.

La libéralisation du secteur de l'électricité est l'autre enseignement fort à retenir. La Turquie a pu doubler sa capacité installée, améliorer sa couverture géographique, réduire le nombre d'heures de pannes et soulager le budget de l'Etat grâce, entre autres, à l'ouverture de son secteur électrique auparavant dominé par un opérateur public et verticalement intégré.

Le processus de libéralisation, en Turquie, s'est traduit par une totale ouverture, à l'investissement privé, de la production, de l'intermédiation (vente et achat d'électricité) et de la distribution. La consommation a été également touchée. Les gros consommateurs ont été autorisés à choisir librement leurs fournisseurs.

Au Maroc, Ce secteur continue d'être dominé par l'ONEE, opérateur public, très présent dans la production, le transport, la fourniture de l'électricité et, dans une moindre mesure, dans la distribution. Ce quasi-monopole pèse de plus en plus sur les finances publiques. L'ONEE vient de signer un contrat-programme avec l'Etat en vertu duquel ce dernier s'engage à renflouer les caisses de l'Office.

Pour autant, une timide libéralisation a été entamée (i) L'ONEE a été autorisée d'octroyer des concessions pour la production de l'électricité, (ii) le modèle de la gestion déléguée par le privé de la distribution a été introduit, et (iii) Les industriels ont été autorisés à auto-produire leur électricité et avec la loi 13-09 sur les énergies renouvelables, il est devenu possible de produire et de vendre l'électricité de source renouvelable à des consommateurs HT et THT.

Elle reste toutefois insuffisante au regard des défis auxquels doit faire face le pays : une croissance soutenue de la consommation qui dépasse en moyenne 6% (entre 2002 et 2009)³¹ et qui exige un doublement de la capacité installée (moins de 7000 MW en 2012)³² à l'horizon 2020 et une extension du réseau de transport. La libéralisation totale de la production et de la distribution ainsi que l'autorisation de création d'intermédiaires en vente et achat de l'électricité pourraient favoriser un développement rapide du secteur, améliorer ses performances et desserrer la contrainte financière sur le budget de l'Etat.

Le 3^{ème} enseignement concerne la mise en place d'un organe de régulation. Libéralisation et régulation vont de pair. Dans les quatre cas étudiés, le régulateur, en tant que garant du libre jeu de la concurrence et du respect de l'accès aux infrastructures de transport et de distribution, a joué un rôle-clé dans l'attrait de l'investissement privé.

Au Maroc, cet organe de régulation est plus que jamais nécessaire pour notamment définir les règles et modalités d'accès et de raccordement aux réseaux de transport et de distribution, ainsi que la définition d'une politique tarifaire transparente basée sur les coûts réels d'exploitation. Ce rôle est présentement assumé par l'ONEE. Or, compte tenu de la multitude de "casquettes" que l'office porte dans le secteur de l'électricité, il se trouve dans une situation de juge et partie.

Le 4^{ème} enseignement a trait au cadre juridique et au dispositif de soutien aux énergies renouvelables. Dans les quatre pays analysés, les énergies renouvelables sont considérées comme une réelle alternative aux énergies fossiles et une vraie opportunité de développement économique et industriel. Les lois et règlements régissant le recours à ces énergies prévoient toutes les conditions requises par la viabilité économique et financière des projets. Parmi ces conditions, il y a en particulier l'obligation de rachat incombant aux fournisseurs, intermédiaires et fournisseur en dernier ressort, la priorité d'accès et de raccordement au réseau et la priorité d'injection de l'électricité de source renouvelable.

Parallèlement et pour accélérer le développement des renouvelables, un mécanisme de soutien financier sous forme de prix de rachat garanti (Feed-in Tariffs) a été instauré. Ces prix régulés garantissent aux projets revenus et rentabilité.

Les projets initiés, au Maroc, ne bénéficient d'aucun de ces avantages. La loi 13-09, déjà citée, ne comporte aucune disposition similaire. Ni obligation de rachat, ni priorité au raccordement ou d'injection et encore moins un prix de rachat garanti.

Pour le raccordement des projets, la loi dispose que le Département en charge de l'Energie, au moment de l'instruction de la demande d'autorisation provisoire, saisit l'opérateur du réseau, en l'occurrence l'ONEE, pour un avis technique sur le sujet. Pour la commercialisation (Art. 26 notamment), la loi stipule que l'exploitant (producteur) fournit de l'électricité à un consommateur ou un groupement de consommateurs raccordé(s) au réseau électrique national de moyenne tension, haute tension et très haute tension, qui prennent l'engagement d'enlever et de consommer l'électricité qui leur est fournie, exclusivement pour leur propre usage.

Les projets raccordés au réseau de distribution ne sont pas envisageables même si la loi prévoit le raccordement au réseau MT. Le décret qui doit définir les modalités et conditions de ce raccordement n'a pas encore été promulgué. Quant à la basse tension (BT), elle n'a tout simplement pas été prise en compte par la loi alors qu'une étude sur l'utilisation solaire PV en BT évalue le potentiel de la capacité à installer à 3000 MW³³.

De fait il y a urgence, pour le Maroc, de mettre en place une législation moins restrictive et plus favorable aux énergies renouvelables. Le pays dispose d'un gisement éolien estimé à 25.000 MW dont 6.000 exploitables³⁴ et plus de 3000 heures d'ensoleillement. La loi 13-09 devra donc être amendée pour offrir plus de garanties aux investisseurs.

Le 5^{ème} enseignement est l'importance des interconnexions et échanges régionaux de l'énergie. La globalisation des échanges et des marchés ainsi que la libéralisation du secteur énergétique favorisent l'harmonisation des règles et standards et l'intégration des marchés de l'énergie pour améliorer la compétitivité et renforcer la sécurité de l'approvisionnement. Les quatre pays analysés ont développé les interconnexions et échanges avec les pays voisins et sont tous interconnectés par le plus grand réseau du monde d'échanges et de flux énergétique (électricité et gaz).

Un dernier enseignement a trait à la tentation des décideurs politiques de trop lier la stratégie énergétique et l'intégration industrielle locale. Le cas de l'Espagne et à une moindre mesure le Portugal démontrent que cela peut s'avérer coûteux et fragile du point de vue économique.

BIBLIOGRAPHIE

- Agence Internationale de l'Énergie, "World Energy Outlook 2014", Novembre 2014.
- AIE, 2014, "Morocco 2014, Energy Policies Beyond IEA Countries".
- Banque Mondiale, 2008, "The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits".
- Banque Mondiale, 2011, "Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrate Solar Power (CSP) Projects".
- British Petroleum, "Energy Outlook 2013", Février 2015.
- Catherine Mitchell et al, "Governance and disruptive energy system change", International Workshop on Incumbent – Challenger Interactions in Energy Transitions September 22-23, 2014, University of Stuttgart, Germany.
- Cour des Comptes, 2014, "Rapport sur la gestion déléguée des services publics locaux".
- D'Angio Agnes. *L'électrification du Maroc vue à travers l'action de la société Schneider et Cie (1907-1954)*. In: Outre-mers, tome 89, n°334-335, 1er semestre 2002. L'électrification outre-mer de la fin du XIXe siècle aux premières décolonisations. pp. 317- 329.
- De Arce, R., Mahía, R., Medina, E., & Escribano, G. (2012). A simulation of the economic impact of renewable energy development in Morocco. *Energy Policy*, 46, 335-345.
- De Perthuis, Christian, "La transition énergétique : Les ambiguïtés d'une notion à géométrie variable", Mars 2013, Les Cahiers de la Chaire Economie du Climat.
- Defeuilley, Christophe, "La transition énergétique 1", janvier-mars 2014, Revue Flux, n° 95.
- Defeuilley, Christophe, "La transition énergétique 2", avril-juin 2014, Revue Flux, n° 96.
- FEMISE, 2012, "Renewable energies and sustainable development in the Mediterranean : Morocco and the Mediterranean Solar Plan (MSP)".
- EBRD, 2013, "COMMERCIAL LAWS OF MOROCCO May 2013, AN ASSESSMENT BY THE EBRD".
- LAZARD, "LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 8.0", Septembre 2014.
- Lois adoptées dans le cadre de la stratégie : MASEN, Loi relative aux énergies renouvelables, SIE....
- Ministère de l'Économie et des Finances, 2002, "Les politiques sociales au Maroc Etat des lieux".

- Note de présentation de la nouvelle stratégie énergétique du Maroc 2009-2020.
- Notices d'introduction en bourse de JLEC, Lydec et Total Maroc.
- O'Connor P.A, "Energy Transitions", Novembre 2010, THE PARDEE PAPERS / No. 12.
- OCDE, "Energie, Les Cinquante Prochaines Années", 1999.
- ONEE, 2008, "Livre Blanc sur le programme PERG".
- ONEE, 2014, "Conception et élaboration du Plan de Valorisation de l'Electrification Rurale", réalisé par IED & RISING.
- ONEE-BE, 2015, "Rapport d'Exploitation de l'Activité de Transport".
- Pablo Gandara, "The Role of Energy for Regional Integration in the EMP: Strengthening Institutions", The Political Economy of Governance in the Euro-Mediterranean Partnership, 2007.
- Potsdam Institute for Climate Impact Research and Climate Analytics pour la Banque Mondiale, Nov 2014, "Turn Down the Heat: Confronting the New Climate Normal".
- REN21, "RAPPORT MONDIAL 2012 SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES, Résultats et Conclusions", 2012.
- Samir Saul, 2002, "L'électrification du Maroc à l'époque du protectorat", Revue Outre-mers, Volume 89.
- TIMSS, 2012, "TIMSS 2011 International Results in Mathematics".
- TIMSS, 2012, "TIMSS 2011 International Results in Science".
- Vaclav Smil, "ENERGYTRANSITIONS, History, Requirements, Prospects", 2010, Greenwood Publishing Group.
- Verrastro, F et al, "The Geopolitics of Energy, Emerging trends, Changing landscapes, Uncertain times", Octobre 2010, Center for Strategic and International Studies.
- World Energy Council, "World Energy Scenarios, Composing energy futures to 2050", 2013.
- World Economic Forum – HIS CERA, " Energy Vision 2013 Energy transitions: Past and Future", Janvier 2013, http://www3.weforum.org/docs/WEF_EN_EnergyVision_Report_2013.pdf

NOTES DE REFERENCES

¹"How to lose half a trillion euros, Europe's electricity providers face an existential threat", The Economist, édition du 12 Octobre 2013.

² "E.ON and E.ON Energy Research Center, A German power-producer is breaking itself up to face the future", The Economist, l'édition du 6 Décembre 2014.

³ Trends in International Mathematics and Science Study, résultats de 2011.

⁴ Commission Européenne: Livre blanc "Energie pour l'avenir: les sources d'énergie renouvelables". 1997.

⁵ Directive dite des 20-20-20 déjà évoquée dans les cas du Portugal et de l'Espagne. Elle vise à inscrire les pays de l'Union Européenne dans l'objectif global 20-20-20 qui consiste à augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen à hauteur de 20 %, à réduire les émissions de CO₂ de 20 % et à accroître l'efficacité énergétique de 20 % d'ici à 2020.

⁶Hans-Josef Fell "La nouvelle loi relative aux énergies renouvelables (EEG)". 2010. www.hans-josef-fell.de

⁷ Craig Morris & Martin Peht " Energy Transition. The German Energiewende" Heinrich Böll Foundation Editeur. Janvier 2014. p. 2.

⁸ Kurt Salmon & HEC Paris "Transition énergétique : quels investissements pour quelle compétitivité ? Comprendre les stratégies en Allemagne, en Espagne et au Royaume-Uni". 2013. p. 10.

⁹ Idem.

¹⁰IEA (International Energy Agency), 2013 "Oil & Gas Security-Emergency Response of IEA Countries.

¹¹ EIA (US Energy Information Administration), note mise à jour en Avril 2014.

¹² Deloitte, Turkey " High calorific value coal : Turkish and global outlook" Oct. 2014. p. 15.

¹³ Elvan Arik, "Politiques énergétiques et accès aux services urbains en réseau à Istanbul : une ambition métropolitaine au détriment de l'intérêt général". Mémoire de Master 1 Urbanisme et Aménagement. Université Lumière Lyon 2011. p.30.

¹⁴ IEA, 2013. Op. citée. p.5.

¹⁵ Les interconnexions ont un aspect géopolitique qui n'est pas abordé ici.

¹⁶ Ce niveau s'élevait à 4.500 KWh/an en 2014.

¹⁷ Pour rappel, BOTAS détenait un monopole de fait verticalement intégré dans le secteur du gaz.

¹⁸ IEA, Spain Review. 2009 pp 89-94.

¹⁹ Ecofys, Fraunhofer, Energy Economics Group, "Renewable Energy Policy. Country Profile". pp. 275-285.2012.

²⁰ IEA, op. citée

²¹ HEC Paris& Kurt Salmon "Transition énergétique : quels investissements pour quelle compétitivité?". Op. citée.

²² REE. Rapport annuel 2012.

²³ HEC Paris& Kurt Salmon "Transition énergétique : quels investissements pour quelle compétitivité ? Comprendre les stratégies en Allemagne, en Espagne et au Royaume-Uni". 2013. p. 13.

²⁴ Ministro de Industria, Energia et Turismo," The Reform of The Spanish Power System : Towards Financial Stability and Regulatory Certainty".2013.

²⁵ International Hydropower Association, 2013.

²⁶ International Hydropower Association, 2013.

²⁷ TEN-E Regulation EU347/2013: Ensemble de lignes directrices qui régissent le développement et l'interopérabilité des réseaux énergétiques des pays membres de l'UE.

²⁸ Les tarifs régulés devront être supprimés en 2015.

²⁹ Ministère de l'Energie, des Mines de l'Eau et de l'Environnement, "La nouvelle stratégie énergétique nationale". 2010.

³⁰ Ministère de l'Energie, des Mines de l'Eau et de l'Environnement. Op. citée.

³¹ MEMEE. Op. citée.

³² ONEE. Rapport annuel 2012.

³³ MEMEE, "Réalisation d'une étude sur l'opportunité de l'utilisation du photovoltaïque résidentiel à grande échelle (décentralisé ou connecté au réseau basse tension) au Maroc". 2012.

³⁴ Agence de Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (ADEREE), Atlas Eolien. 2011.