

1) De 1975 à 2010

Jusqu'en 1975, l'Electricité du Liban (EDL) produisait assez d'énergie pour pouvoir même en revendre à la Syrie.

En 1975, la situation change avec la destruction d'équipements, le vol de courant et la difficulté de collecter les factures. Le déficit s'accumule d'année en année. En 1990, la capacité de production d'électricité du Liban se réduit à environ 600 MW.

D'où un rationnement jusqu'à nos jours.

Au début des années 90, l'Etat lance un vaste programme de construction et de réhabilitation des centrales, des sous-stations et des lignes électriques.

-Pour la Production : EDL a en effet procédé :

A la réhabilitation des centrales de Hreiche, de Zouk et de Jieh, ainsi que de 13 centrales Hydrauliques

Et aussi à la construction des centrales à Cycle Combiné de Zahrani et de Beddawi, et des Centrales à Cycle ouvert de Tyr et de Baalbek,

- Pour le Transport : EDL a assuré la construction de plusieurs sous-stations dont Ksara, Sour et Halate et d'un réseau de lignes HT dans l'ensemble du pays.

- Pour la Distribution : EDL a procédé à la réhabilitation et à l'extension des réseaux existants.

2) Situation en 2010 date de la sortie du Plan du Ministère de l'Energie

De 1998 jusqu'en 2010, donc pendant 12 ans, aucun investissement majeur n'a été fait dans le domaine de la Production. Nous nous trouvons en 2010 avec les mêmes 7 Centrales thermiques qu'en 1998 et avec un déficit de 600 MW.

En effet la Capacité installée était alors d'environ 2000 MW avec une capacité effective de 1500 MW. La demande étant de 2100 à

2500 MW. Le déficit était donc de 600 MW en moyenne et de 1000 MW à la pointe. Ceci amenait à des coupures quotidiennes de 3h à 9h en moyenne

En 2010 la répartition de la production était comme suit :

- Les centrales thermiques représentaient 88 % de la production avec les 7 centrales citées précédemment à savoir : Jieh construite en 1970, Hrayche en 1980, Zouk en 1988, Beddawi, Zahrani, construites en 1998 ainsi que Baalbek et Tyr La plus veille de ces centrales, Jieh a 46 ans et les plus jeunes Zahrani et Beddawi ont 18 ans sachant que la durée de vie normale d'une centrale thermique est de 25 à 30 ans
- Les centrales Hydrauliques représentaient 4.5% de la production en moyenne (en fait de 2% à 8 % selon la pluviométrie) avec les 3 centrales du Litani, de Nahr Ibrahim, de Kadisha et du Bared
- Avec en plus l'énergie importée en son temps de Syrie et d'Egypte qui représentait alors 7,5% de la production. Cette importation a été interrompue plusieurs fois depuis.

Concernant le Transport, la boucle 220KV a été presque entièrement construite. A l'exception d'un tronçon de 1.2 Km à Mkalles. Le fait que cette boucle ne soit pas achevée est un obstacle majeur à l'évacuation de l'énergie produite.

Du cote de la Distribution, le réseau vétuste accusait des pertes de 40 % Les pertes techniques représentaient 15% et el les pertes non techniques représentaient 25 % dont 20% attribuées au vol et 5% aux factures impayées.

3) Ce que prévoyait le Plan de Juin 2010

Devant cette situation et ce déficit, plusieurs consultants s'étaient penchés, à la demande des autorités compétentes, sur le problème et avaient proposé des solutions pour y remédier.

En Juin 2010 le Ministère de l'Energie a proposé un plan qui a été approuvé en Conseil des ministres et par le Parlement (Loi 181 du 5 Octobre 2011)

Ce plan visait à rétablir le courant 24 heures sur 24 à l'horizon 2014, moyennant des investissements par l'Etat de 1.2 milliards de dollars. Le secteur privé devait être mis par la suite à contribution.

. L'objectif était notamment de porter la capacité de production totale existante de 2000 MW (1500 MW réelle) à 4 000 MW en 2014 et à 5 000 MW après 2015.

Le plan s'étalait sur une phase à court terme (2010-2012), et une autre divisée à son tour en moyen terme (2012-2014) et long terme (2015 et au-delà).

Il prévoyait à court terme de réhabiliter les centrales existantes et proposait la construction de nouvelles unités de production de 600-700 MW pour atteindre un équilibre production/consommation.

Malheureusement ce programme n'a pu être exécuté tel que prévu

Plusieurs contrats prévus dans le plan à court terme dans les 3 domaines de la Production, du Transport et de la Distribution ont été attribués en 2013. Certains d'entre eux ont pris du retard, d'autres se sont arrêtés juste après leur démarrage

Quels étaient ces contrats et où sont-ils en Janvier 2016 ??

Pour la Production

3.1) Installation de deux Centrales flottantes à Zouk et à Jieh :

Après des problèmes au démarrage, la société turque Karadeniz a bien fourni les deux barges qui produisent pour Fatmagul 188MW (4 avril 2013) et pour Orhan Bey (mi-août) 82 MW. Soit un total de 270 MW

Ils devaient, à la base, produire pendant 3 ans l'énergie de remplacement pour permettre la réhabilitation des centrales existantes de Zouk et Jieh.

3.2) Installation de deux centrales diesel (HFO) à Zouk et à Jieh :

En février 2013, Le Ministère de l'Energie a signé un contrat de 348 millions de dollars avec le consortium danois allemand BWSC -

MAN pour la construction de deux centrales Diesel (Reciprocating Engines ou Moteur à vitesse lente) : la première à Zouk de 194 MW et la seconde de 80 MW à Jieh près des centrales actuelles. Soit pour les deux centrales : 274 MW La livraison était prévue en automne 2014.

Ces groupes devaient pouvoir fonctionner au gaz naturel et au fuel.

Quelques mois après le démarrage et suite à un défaut de paiement, l'entreprise a suspendu ses travaux et ne les a repris qu'après 8 mois, une fois ses factures payées.

A ce jour, on prévoit la mise en service de la centrale RE de Jieh en Février 2016 et celle de Zouk en Aout 2016.

3.3) Installation d'une centrale à CC de 530 MW à Beddaoui (Deir Ammar 2) :

Cette centrale a été adjugée en avril 2013 pour environ 500 MUSD à la société grecque-chypriote J&P Avax avec des turbines GE.

Elle devait pouvoir être alimentée par du fuel lourd ou du fuel léger et même par du gaz naturel.

L'attribution de cette centrale a fait l'objet de plusieurs rebondissements :

Au premier appel d'offre' la JV Abengoa Butec était le meilleur offrant avec un prix de 660 M\$, ramené après négociations à 590 M \$.

Cette somme dépassait le budget alloué qui était de 500 M\$

Un deuxième AO avec des spécifications diminuées fut lancé avec 4 participants : J&P Avax et GE, Sebco 3, ESSAR et Metca

Essar et Metca furent éliminés techniquement

J&P fut déclaré adjudicataire en Octobre 2013 avec un délai de livraison 25 mois

A la présentation de la première facture, un problème administratif concernant la TVA se posa, impliquant les Ministères de l'Energie et des Finances ainsi que la Cour des Comptes

Devant ce problème, l'Entreprise suspendit ses travaux.

Le Plan à court terme comprenait aussi les projets suivants qui n'ont pas encore démarrés :

3.4) La Réhabilitation des Centrales Thermiques existantes de Zouk et Jieh

Construite en 1988, l'ancienne centrale de Zouk est censée produire 600 MW, elle n'en fournit aujourd'hui que 350. Sa réhabilitation devait ramener sa capacité de production à 600 MW.

Un AO, financé par le Kuwaiti Fund, a été lancé en 2013. Le groupement Ansaldo/Metca était le meilleur offrant. La décision de lui attribuer le marché, approuvé par le MEW, attend l'approbation du Conseil des Ministres.

Une loi dans ce sens vient d'être votée par le parlement.

Un AO pour la Réhabilitation de la Centrale de Jieh fut lancé simultanément.

Le résultat de cet AO (le meilleur offrant étant le groupement Kharafi /National) montra qu'il était plus judicieux de construire une nouvelle Centrale que de Réhabiliter l'existante

3.5) Réhabilitation des Centrales Hydrauliques pour ajouter 80 MW aux 282 MW installés

(Nahr Ibrahim, les 4 centrales du Kadisha et celle du Safa)

Ces projets n'ont pas encore démarrés.

3.6) Construction d'une Centrale de 100 MW à Janné

La partie production électrique devait suivre la construction du barrage qui est gelé pour des raisons écologiques

3.7) Construction de nouvelles centrales hydrauliques qui amèneraient 200 MW supplémentaires

Il s'agit principalement de mini centrales au fil de l'eau installées près des sources d'eau existantes et d'une centrale de 50 MW sur le barrage du Assi (à venir). Ces projets n'ont pas encore démarrés.

3.8) Eoliennes au Akkar et de plusieurs petites centrales solaires dont Beirut River (1 MW)

Pour les éoliennes, l'AO a eu lieu mais pas d'adjudicataire pour le moment. Quant au solaire, le Projet de Beirut River a été achevé

Pour le Transport.

L'augmentation de la production nécessite au préalable le renforcement du réseau de Transport. En effet le réseau ne pouvait évacuer aucune addition dans la production surtout pas avant d'avoir achevé la boucle de Mkalles.

Le Plan prévoyait donc :

3.9) Achever la boucle de 220KV de Mansourieh :

Il manque 1.2 KM pour terminer cette boucle qui est essentielle pour le réseau. L'évacuation de l'Energie produite était toujours bloquée à Mkalles.

3.10) Construire de nouvelles lignes 220 KV

Et ce pour évacuer la nouvelle production et pour commencer l'évacuation de Beddaoui. Ces lignes ne sont toujours pas construites.

3.11) Construire de nouveaux postes de transformation

Notamment à Dahye, Achrafieh, Bahsas et Marina de Dbaye. Et renforcement des postes existants

En 2014 La société libanaise Matelec a signé le contrat d'exécution de ces trois premiers postes 220 KV blindés .EDF est en charge de la supervision de ces travaux qui devraient se terminer fin 2016

3.12) Renforcer les lignes et postes existants

Les sociétés Mitas et Gam l'une Turque, la seconde Iranienne ont signé les contrats de lignes HT

Matelec a signé celui du renforcement de quelques postes existants

EDF est en charge de la supervision de ces travaux qui devraient se terminer fin 2016

3.13) Passer du 150 KV au 220 KV chaque fois que c'est possible.

Ceci n'a pas pu encore être fait.

3.14) Construire de nouveaux postes de transformation conventionnels a Saida et a Baalbek

Le contrat vient d'être attribué à Matelec.

Pour la Distribution

3.15) Les DSP

Le plan de 2010 prévoyait de confier la gestion de la distribution à des opérateurs privés.

En Avril 2012, cette gestion a été confiée à trois opérateurs privés (DSP Distribution Service Provider) pour une période de quatre ans.

C'est ainsi que :

- BUS (Avec des experts d'ERDF) s'est vue confiée le Nord
- KVA (Avec des experts d'ERDF) : Beyrouth et la Bekaa
- NEUC (Avec la STEG) : le Sud, le Chouf et la Banlieue Sud

Ces trois sociétés devaient investir, exploiter le réseau et assurer la gestion des clients.

La période des 4 ans se termine en Avril 2016

4) Situation en 2016

Quel est l'avis aujourd'hui de la BM sur l'état de l'électricité dans notre pays ?

J'ai relevé dans son dernier rapport qui date du Printemps 2015 deux paragraphes.

Le premier dit :

Le secteur libanais de l'électricité est sous-performant depuis des décennies avec des couts économiques considérables...

Commençons par détailler cet aspect des choses en donnant quelques chiffres sur la situation financière d'EDL et quelques informations sur le secteur des Groupes Electrogènes

4.1) Situation des finances d'EDL

Le déficit d'EDL sur 23 ans est de 17 Milliards de Dollars + 10 d'intérêt soit de 27 Md

Ainsi sur une moyenne de 3 ans et par an :

-Les frais de fonctionnement d'EDL sont de 280M\$ avec 105 M\$ pour les salaires et 175 M\$ pour l'Opération et Maintenance

Notons à cette occasion que le cout de l'O&M est élevé car les équipements deviennent vétustes

-Le cout du Fuel : 2 Md \$ valeur 2014

Ce montant pourrait être diminué de façon significative si on passait au gaz

-Les divers représentent 350 M\$

Soit un total de 2630 M\$

Les rentrées annuelles d'EDL sont en moyenne des trois dernières années de 650 M\$

Ces rentrées d'EDL payées par les abonnées ne représentent donc pratiquement que 25 % du cout, le Mdf versant les 75% restant

4.2) Situation des Groupes de secours

En 2014 des statistiques ont montré que 92% des habitations et 91 % des entreprises sont connectés à des groupes de quartier soit à des groupes d'immeuble. Ce fait coute à la population 1.2 Milliard \$ par an. Donc 19 milliards \$ depuis 1990.

Aussi la facture de l'électricité annuelle moyenne par abonne est de 1290 \$ dont les 2/3 pour les Générateurs. Donc 430 \$ pour l'EDL et 860 pour les propriétaires de groupes.

A combien revient donc par an à l'ensemble de la population libanaise le fait d'avoir de l'Electricité ??

L'ensemble des abonné d'EDL lui verse 650 Millions \$ par an et verse 1 200 Millions \$ pour les Groupes de secours.

Le MdF comble le déficit de l'EDL soit 2000 Millions \$

Le cout total pour avoir le courant électrique revient donc annuellement à 3800 Millions \$

Détaillons maintenant et pour terminer le deuxième paragraphe de l'extrait du rapport de la BM qui dit et je cite :

Certaines mesures nécessaires pour améliorer la situation de l'EDL sont bien connues : telles que

- l'augmentation des investissements,*
- Le passage du Fuel au Gaz*
- Les reformes tarifaires*
- La corporisation de la compagnie.*

5)) Voyons donc maintenant CE QUI RESTE ENCORE A FAIRE

5.1) Nouveaux investissements dans les trois secteurs de Production, Transport et Distribution en faisant participer le secteur privé dans la production et la distribution

Le but était d'atteindre une capacité installée de 4000 MW en 2014 et 5000 en faisant appel partiellement au secteur privé au-delà

Les Projets déjà prévus **en plus** de ceux qui n'ont pas encore été exécutés dans le Plan à court terme sont:

- Une 3eme centrale à CC de 450 MW à Beddaoui

- Une 2eme centrale à CC de 450 MW à Zahrani

-Des Fermes Eoliennes

Un AO a été lancé en 2013 et d'autres étaient prévues pour des fermes éoliennes de 40 à 60 MW à Kolayat, Marjeyoun et Hrayche.

Les offres ont été évaluées mais pas d'attribution de contrat jusqu'à ce jour.

- Une nouvelle centrale à CC à Jieh,

La centrale existante, vétuste, devrait être démantelée et remplacée par une nouvelle.

- Associer le secteur privé

Il est prévu de construire en IPP une ou plusieurs centrales de capacité pouvant aller jusqu'à 1500 MW dans l'horizon 2020. L'étude de faisabilité des IPP a été faite par le consultant anglais Mott MacDonald.

5.2) Restructuration Tarifaire

L'électricité produite par Électricité du Liban en 2009 et alors que le baril de pétrole était autour de 100 \$ lui revenait à 255 livres le kilowatt/heure dont 10% pour le fuel, alors qu'elle la vendait entre 35 et 200 LL le kWh avec une moyenne de 127 livres le kWh. Ce tarif de vente réglementé ne couvrait que 56% des coûts de production

Ce tarif se basait sur un pétrole à 24\$. Depuis, EDL a procédé à des petits ajustements pour les abonnements en MT et HT.

En fait, L'EDL a essayé d'augmenter les tarifs en 2014 en proposant de passer 210 LL le kWh alors que le coût dans les conditions d'alors était de 341 LL. Le Parlement a refusé d'adopter cette proposition

Le tarif actuel peut donc être considéré, avec le fuel utilisé et avant le passage au gaz, comme subventionné

Il est donc urgent d'assurer une restructuration tarifaire amenant à un équilibre financier graduel dans le budget fiscal d'EDL

Les différents avis d'expert amenèrent à penser à :

- Augmenter graduellement le tarif au fur et à mesure de l'amélioration de la fourniture d'électricité, jusqu'à atteindre un service continu et durable 24 heures sur 24 qui permettra aux usagers de renoncer aux générateurs privés.
- Proposer des tarifs spéciaux et des abonnements pour les consommateurs à bas revenus et aux industriels.

Notons que ce tarif subventionné pourrait avoir poussé le libanais à consommer plus et à augmenter encore plus le déficit énergétique. Le libanais consomme en effet 3500 kWh par an alors que la moyenne dans des pays qui ressemblent au notre est de 3000 kWh par an

5.3) Combustible

Les combustibles utilisés aujourd'hui sont le HFO et le Diesel (gasoil). Le Gaz naturel en provenance de Syrie a été utilisé pendant une très courte période.

En effet, en 2005, la construction du gazoduc qui relie la centrale électrique de Beddawi au réseau de gaz syrien a été achevée mais le gaz syrien s'est très vite arrêté.

Or il est indispensable pour baisser la facture énergétique avec un impact environnemental minimum de passer en grande proportion au Gaz Naturel.

Les études de faisabilités ont montré que l'idéal serait que l'approvisionnement en combustible des centrales de production soit composé aux deux tiers de gaz naturel et le tiers restant réparti entre énergies renouvelables et autres sources de combustibles

D'un autre côté, une étude de faisabilité a été faite pour un gazoduc le long du tracé du chemin de fer sur le littoral, avec une boucle maritime pour contourner Beyrouth. Ce gazoduc devait être branché à une ou plusieurs stations maritimes de regazéification.

Ce projet, jugé trop cher, a été mis pour le moment en attente.

En plus, deux AO ont été lancés en 2014 pour un projet qui consistait à avoir un ou deux FSRU (c'est des bateaux qui ont à bord des stations de transformation du Gaz Liquide en Gaz naturel) amarrés à Beddaoui et/ou Jieh pour alimenter les centrales du Nord et du Sud. Une rotation de bateaux spécialisés devait alimenter ces FSRU en Gaz Liquide LNG. Aucun de ces deux AO n'a encore abouti à un contrat.....

Le remplacement du HFO par du GN baissera le cout du fuel de 50 à 60% et fera des économies de 300 à 500 Millions \$ par an.

Ces économies avoisinaient le milliard lorsque le pétrole était à 100 \$ le baril.

Si avec un FSRU à Beddaoui on alimentait cette centrale en gaz au lieu du fuel, EDL économisera 200 M\$ par an. En faisant de même pour Zahrani, une autre économie de 200 M\$ sera aussi faite par an.

5.4) Reformes

Deux reformes sont impératives : Etablir une Autorité de Régulation et Réformer EDL

5.4.1) Autorité de Régulation

Bien qu'une loi pour établir une Autorité de Régulation ait été votée, les décrets d'application n'ont pas été encore établis.

5.4.2) Réformer EDL

Il est urgent et reconnu par tous qu'il faut reformer et transformer EDL

Les salariés d'EDL avaient en 2013 une moyenne d'âge qui se situait aux alentours de 58 ans. Ses structures de fonctionnement n'ont pas évoluées depuis sa création et sa politique tarifaire est structurellement déficitaire.

Jusqu'en 2013, EDL ne pouvait pas, de par la réglementation en vigueur, engager de nouveaux fonctionnaires ... ceci a amené la direction à faire appel depuis des années à plus de 2500 journaliers dont la situation n'est toujours pas complètement régularisée.

Il est donc crucial de doter EDL de ressources humaines en mesure d'accompagner les changements programmés.

6) Conclusion

Malgré le contexte géopolitique actuel, l'amélioration du secteur électrique peut être rapide. En effet un plan approuvé existe, il a commencé à être exécuté avec un certain retard à cause de circonstances que tout le monde connaît Il ne reste plus qu'à espérer qu'avec une amélioration de la situation politique, toutes les parties se mettent d'accord pour lever tous les obstacles et blocages mis devant l'application de ce plan.

Antoine Amatoury
12 Janvier 2016