



**ASSOCIATION NATIONALE**  
**CLUB ENERGY**

**6eme Colloque 2021 – Alger 04 Décembre 2021**

**« Sécurité et transition énergétiques : Pour une nouvelle politique inclusive et participative »**

## **Déploiement des ENR's en Algérie** **Contraintes – Risques et conditions de réussite**

**Rabah Touileb**

**Ex: CEO/OS Spa & DG Stratégie et Prospective – Sonelgaz**

## Introduction

***Le programme de développement des ENR's, lancé en 2011 et actualisé en 2015, par le gouvernement Algérien, visait à atteindre un taux d'intégration de 27 % de la production électrique et de 37 % de la capacité installée globale à l'horizon 2030. La stratégie était principalement axée sur le déploiement des technologies solaires photovoltaïques, éoliennes et solaires thermiques et intégrait d'autres objectifs tels que la protection de l'environnement, la diversification économique, le développement d'une base industrielle locale, la création d'emplois, le renforcement des connaissances et le développement humain.***

***Malgré les actions entreprises et la création d'un cadre réglementaire ciblé, ouvrant la possibilité à des investisseurs privés de pénétrer le marché avec une garantie d'achat sur le long terme (15 à 20 ans), le pays reste très en retard sur les objectifs fixés par le PNER de 2015.***

***En terme d'investissement, la perception des investisseurs, notamment privés, est relativement négative, pointant du doigt les barrières réglementaires sur tous les segments de développement des ENR's, notamment pour ce qui est de l'injection de l'énergie excédentaire dans le réseau ainsi que la place dominante de l'opérateur historique, qui ne laisse pas assez de place à d'autres opérateurs dans le secteur de l'énergie.***

***En outre, les modifications fréquentes apportées aux textes législatifs et réglementaires (non concrétisation des projets par les AO's annoncés) ainsi que l'absence d'incitations et de mécanismes de soutien aux projets ENR (Financements spécifiques aux EnR's, éligibilité au fond FNMEER, ...), ne donnent pas assez de visibilité aux investisseurs.***

***La mise en œuvre de la transition énergétique à travers le développement massif des ENR, exige un effort conséquent par les pouvoirs publics pour l'établissement de mécanismes appropriés afin d'aider à éliminer les principaux obstacles et barrières, réduire les risques entravant l'expansion des ENR's et améliorer la confiance et l'attractivité des investisseurs.***

## Principales contraintes au développement des ER

Les principales barrières freinant la concrétisation du PNER, selon les échéances fixées concernent :

- Forte subvention des prix de l'énergie, rendant les ER non compétitif par rapport au Fossile
- Persistance du modèle énergétique classique (gaz naturel) avec un programme déjà adopté à 2030
- Instabilité de la réglementation associé au programme RE (modifications fréquentes des textes) et Discontinuité dans les projets annoncés, **sans concrétisation par des appels d'offres.**
- Multitude d'intervenants et confusion des responsabilités par rapport à la gestion du PNER
- Absence d'une feuille de route (pipeline de projets à moyen terme (visibilité pour les investisseurs))
- Absence d'ouverture réelle du marché et mesures d'accompagnement par les banques pour les ER's
- Absence de mesures spécifiques pour 'off grid' où la parité réseau pourrait être atteinte y compris en intégrant la subvention énergie
- Absence de Stratégie formalisée et documentée sur le développement ER à LT (industrie, R&D,..) d'où *Perception négative des investisseurs et désintéressement par rapport au marché ER.*

*Besoins de recadrage du PNER (stratégie formalisée au-delà de 2030) avec Adaptation du cadre réglementaire et institutionnels sur tous les segments ER (autoconsommation, off grid, transaction inter opérateurs, PPA, Solvabilité Acheteur, garanties revenus du producteur (assurance, risk dispatching,...), Compte tenu des risques importants qui entoure encore le marché ER*

## Principaux besoins des acteurs du marché ER's

- Continuité du programme EnR avec une programmation de projets sur le MT afin de donner de la visibilité aux investisseurs (Vs couts élevés de transactions pour le développement des projets)
- Investisseurs intéressés par le développement d'un marché et non d'un projet
- Besoin d'une stratégie claire intégrant les besoins des différents acteurs du marché.
- Mise en place d'incitations pour encourager les ER's avec leur application et leur promotion sur le terrain,
- Encouragement du contenu local à se développer à travers des incitations : Facilitation des investissements, accès au capital et accompagnement par les banques à travers des financements spécifiques, R&D
- Diversification des mécanismes incitatifs, notamment en matière d'éligibilité et accompagnement (fond FNMEERC, etc...).
- Incitations orientées vers le développement économique (création d'emplois, création d'industries, services associés,..), durables et adaptées aux nouveaux développements

## Risques associés au développement des ER's

Risques		Niveau
<b>1. Acheteur</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Acheteur unique, Solvabilité/paiement?</li> <li>- Subvention forte des tarifs de l'électricité (Forte compensation des RE's)</li> <li>- Contraintes financières du distributeur/Risque de garantie de payment du producteur</li> </ul>	<b>Moyen</b>
<b>2. Politique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réticence du pays au financement extérieur (Marché/absence de concurrence)</li> <li>- Diminution des ressources (volatilité des prix des HC et COVID 19), besoin d'arbitrage pour le financement des projets, notamment ceux capitalistiques comme les RE,</li> <li>- Instabilité de la politique de soutien aux énergies renouvelables</li> </ul>	<b>Moyen</b>
<b>3. Economique &amp; Monnaie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En 2020, l'économie algérienne s'est contractée de 8,5% (reprise attendue en 2021 avec une croissance du PIB de 2,9% (estimations du FMI)).</li> <li>- Balances budgétaire et commerciale restent encore fortement dépendantes de la production d'hydrocarbures, laissant ainsi le pays vulnérable aux chocs pétroliers.</li> </ul>	<b>Elevé</b>

## Risques en liaison avec le développement des ER'S

Risques		Niveau
<b>4. Regulation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Multitude d'acteurs et confusion des rôles dans le processus de décision des ER's</li> <li>- Discontinuité dans les textes d'application de la loi, associés aux ER's</li> <li>- Loi actuelle ne prévoit pas de transactions autres qu'avec le distributeur. Pas de transactions entre opérateurs privés,</li> <li>- Lancement des appels d'offres? Loi 01-02 de 2002, en vigueur (par CREG?, art. 177)</li> <li>- Discontinuité des textes réglementaires pour raccordement aux réseaux (GRTE/SADEG-Producteur pour EnR?). Discrimination fossile/Renouvelables (decret 17-98 )</li> <li>- Absence d'un programme de projets identifiés et réalisables sur le moyen terme</li> </ul>	<b>Moyen</b>
<b>5. Bancabilité</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Absence de législation encadrant le PPA, stable, transparent et bancabilité du contrat</li> <li>- Appel d'offres lancé par la CREG en 2018 a mis en évidence des problèmes de bancabilité du PPA (aucun projet concrétisé)</li> <li>- Garantie d'achat, fixée par la réglementation au prix du kWh issu de l'AO (décret 17-98, modifié par le décret 21-158)</li> <li>- Solvabilité et garantie de l'acheteur (gel des tarifs depuis 2005)</li> <li>- Garantie et assurance du PPA (défaillance de l'acheteur)</li> </ul>	<b>Moyen</b>

## Risques en liaison avec le développement des ER'S

Risques		Niveau
<b>6. Financier</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fonds de soutien FNMEERC, peu actif, ne couvrant qu'une partie de l'investissement (écart de prix), éligibilité et projets concernés non définis par voie réglementaire</li> <li>- Manque de diversité de mécanismes d'incitation et de soutien pour la promotion ER</li> <li>- Accès limité aux financements des banques et institutions internationales, en raison du non recours à la dette extérieure? (Autorisation ?)</li> <li>- Banques locales ne disposant pas d'expérience, de maîtrise et de mécanismes de financement des projets RE, notamment le concept de "Project financing".</li> <li>- Manque d'incitations, en particulier pour le segment Commercialisation (inter opérateurs) &amp; Investissement</li> </ul>	<b>Moyen</b>
<b>7. Accès au réseau/Injection</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Règles existantes bien définies pour assurer l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau.</li> <li>- Réseau interconnecté couvrant la majeure partie du pays. Possibilité de raccordement facilitée</li> <li>- Contrainte d'accès au réseau faible, vu que le réseau intègre dans son développement les conditions de réserve et de fiabilité</li> <li>- Raccordement au réseau différencié entre fossile et ER (décret 17-98, complété par Décret 21-158). Ambiguïté par rapport au décret n°06-429 du 26/11/2006</li> </ul>	<b>Bas</b>

## Risques en liaison avec le développement des ER'S

Risques		Niveau
<b>8. Accès au Marché (incl. volumes, local content,)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Forte subvention des prix de l'énergie, freinant le développement des ER's</li> <li>- Aucun appel d'offres au sens propre du terme, lancé malgré la mise en place du PNER depuis 2011 (révisé en 2015). AO lancé par CREG en 2018 (aucun projet concrétisé, PPA?, prix plafond?)</li> <li>- En raison des prix de l'EPC et des coûts d'installation, l'énergie solaire n'est pas en mesure de concurrencer le gaz naturel, compte tenu des subventions.</li> <li>- La forte subvention des prix de l'énergie, la persistance du modèle énergétique classique et un environnement des affaires non incitatif (lourdeurs administratives, etc); font que le marché n'est pas attractif pour les investissements notamment privés et/ou étranger.</li> <li>- Problème d'accès au crédit, de protection des investisseurs minoritaires, de commerce international et de foncier (propriété/concession)</li> <li>- Discontinuité dans les projets annoncés et non concrétisés par des appel d'offres</li> <li>- Absence de feuille de route RE avec programmation de projets identifiés et réalisables.</li> <li>- Règle de contenu local et obligation de produire les équipements localement, limitent l'éventail des entreprises participantes avec risque de retard de projets</li> </ul>	<b>Elevé</b>

## Principales mesures pour l'atténuation des risques et améliorer le climat des affaires RE's

- Adoption d'une approche transparente au changement législatif, garantissant la visibilité pour les observateurs externes
- Lancement d'appels d'offres bien dimensionnés (lots) et accessible à des investisseurs de taille intermédiaire avec garantie d'intégration au réseau et réalisables dans **les** délais
- Mise en place d'incitations fortes pour réaliser la rupture et encourager les investissements. Ex. soutien à l'investissement en off Grid où les ER, seraient compétitives avec l'atteinte de la parité réseau, même avec les subventions des prix de l'énergie
- Mise en place d'une réglementation spécifique à l'auto consommation, permettant l'injection du surplus d'énergie dans le réseau, notamment pour les gros consommateurs et zones d'activités,
- Renforcement et adaptation de la réglementation pour gagner la confiance des investisseurs
- Meilleure contribution des banques locales à la transition énergétique à travers des offres de financement spécifiques aux renouvelables,
- Soutien et renforcement des moyens financiers de l'acheteur et amélioration de sa solvabilité;
- Faciliter les modalités d'accès aux ressources du fonds des ER (FNMEERC)
- Simplification des procédures et élaboration d'un guide clair et explicatif avec un guichet unique pour la promotion des ER (MTEER). Les AO par CREG, cf à la loi de 2002 en vigueur
- Encourager les investissements en schéma PPP pour amorcer une ouverture du marché

## Besoin de clarifications du cadre réglementaire pour un meilleur attrait des ER

▪ **En Termes de capacités EnR à Intégrer au Système :**  
Article 9 de la loi de 2002: le plan indicatif établi par la CREG doit contenir entre autres: "les orientations en matière de choix des sources d'énergie primaire en veillant à privilégier les combustibles nationaux disponibles, à promouvoir l'utilisation d'énergies renouvelables et à intégrer les contraintes environnementales définies par la réglementation";

• **Installation de production dans les réseaux isolés :**

Art. 12. Les installations de production dont la puissance est inférieure à quinze (15) MW aux conditions ISO ainsi que les réseaux de distribution isolés qu'elles desservent sont assimilés à la distribution publique et font l'objet d'une seule concession telle que définie à l'article 73 de la présente loi.

• Les capacités annuelles en EnR découlent du programme indicatif des moyens de production établi par la CREG (acceptabilité par le réseau). Ils constituent l'entrée de la feuille de route des capacités de projets programmés sur le moyen terme.

• Disposition non mise en œuvre actuellement. Le producteur et le concessionnaire sont des sociétés différentes au niveau des sites où la capacité <15 MW Problème de conformité avec la Loi.

• Le développement des projets ER et la multiplication des sites de projets, obligent à amender cette disposition avec la séparation du concessionnaire du producteur d'électricité pour ce type d'installations, d'autant plus que les producteurs ER's pourraient être des acteurs privés

## Besoin de clarifications du cadre réglementaire pour un meilleur attrait des ER

### ▪ En termes de quantités EnR à écouler sur le marché et lancement des appels d'offres

Art. 26. « En application de la politique énergétique, la commission de régulation peut prendre des mesures d'organisation du marché en vue d'assurer l'écoulement normal sur le marché, un prix minimal d'un volume minimal d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ou de systèmes de cogénération ».

Les surcoûts découlant de ces mesures peuvent faire l'objet de dotations de l'Etat et/ou être pris en compte par la caisse de l'électricité et du gaz et imputés sur les tarifs.

Les quantités d'énergie à écouler sur le marché et visant l'encouragement des énergies renouvelables ou de cogénération doivent faire l'objet d'un appel d'offres défini par voie réglementaire.

Art. 177. « A titre transitoire et jusqu'à l'installation de la commission de régulation, le lancement et le traitement des appels d'offres de construction de centrales électriques ainsi que la délivrance des autorisations d'exploiter seront assurés par le ministre chargé de l'énergie.

- Disposition, liée à un système de Quotas (Renewable Portfolio Standard-RPS) avec des obligations quantitatives de production d'électricité à partir de ER (imposées par les pouvoirs publics), de façon qu'un pourcentage minimum de la production vendue ou de la capacité installée doit être fourni par des ER.
- Quantités minimales d'énergies, pour éviter une distorsion du prix du marché (coût ER) et leurs impacts sur les dotations de l'Etat et/ou de la caisse de l'électricité. Cette disposition devait être amendée avec le PNER, qui a introduit le développement massif des ER via le Marché.
- Quantités d'énergie sur base AO's, définis par voie réglementaire: Procédure AO et programmation projets (Roadmap). Lancement des AO's (cf articles 7 et 22 de la loi sur base Plan indicatif par CREG), en conformité avec les dispositions de la Loi, notamment article 177, qui stipule "Lancement AO's, par le Ministère, seulement durant la période précédant l'installation de la CREG (**Création en 2005**)". Par conséquent, le lancement des AO, devrait être de la responsabilité de CREG (cf. Loi en vigueur), dans le cas où aucun opérateur ne se manifeste suite à la publication du plan indicatif par CREG? Sinon révision de la Loi de 2002

## Besoin de clarifications du cadre réglementaire pour un meilleur attrait des ER

### • En termes de lancement des appels d'offres

- Décret 17-98 du 26/02/2017, modifié par le décret 21-158 du 24 avril 2021, définissant la procédure d'appels d'offres et chargeant le Ministère chargé de l'énergie, puis le Ministre chargé de la transition énergétique du lancement des appels d'offres.

### • En termes d'achat d'énergie EnR

- Décret 17-98 du 26/02/2017, modifié par le décret 21-158 du 24 avril 2021, définissant la procédure d'appels d'offres et chargeant le Ministère chargé de l'énergie, puis le Ministre chargé de la transition énergétique du lancement des appels d'offres. En terme d'achat de l'électricité renouvelable.

- Problème d'Adéquation des décrets 17-98 et 21-158, avec la loi de 2002, notamment son article 177, qui stipule que le Ministère chargé de l'énergie (Vs chargé de la transition énergétique), ne peut lancer les appels d'offres que durant la période précédant l'installation de la CREG (installée depuis 2005). Par conséquent un problème de conformité avec la Loi. Ce qui est de même en termes de différenciation entre le lancement des AO's et Enchères qui n'a pas d'encrage à la loi en vigueur
- L'article 22 du décret 17-98, stipule que le contrat d'achat d'électricité est conclu entre les producteurs et l'opérateur système ou tout autre opérateur concerné. Selon l'Article 38 de la Loi de 2002, l'opérateur système ne peut exercer des activités d'achat ou de vente d'énergie électrique. Le seul cas (Art. 175 de la loi) ou l'opérateur système peut conclure des contrat d'achat correspond à la période transitoire précédent la création de l'opérateur marché (art. 173 de la loi) qui devait être créée au plus tard 05 ans après la promulgation de la Loi. La période étant dépassée depuis 16 années, l'Opérateur système tombe sous l'article 38 et ne peut exercer d'activité commerciale et donc acheteur tel que stipulé par le décret 17-98 modifié par le décret 21-158 du 24 avril 2021

## Clarifications du cadre réglementaire pour un meilleur attrait des ER

### • En termes de raccordement au réseau des EnR

Décret exécutif n°06-429 du 26 novembre 2006 fixant le cahier des charges relatif aux droits et obligations du producteur d'électricité.

Art. 7. Les frais de raccordement aux réseaux de transport de l'électricité et du gaz sont pris en charge comme suit :

- Le raccordement au réseau de transport de l'électricité est à la charge du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité jusqu'à la limite de 50 km. Au delà de cette distance le producteur prendra en charge le complément de la liaison à réaliser.

-Le raccordement au réseau de distribution de l'électricité (interconnecté ou isolé) est à la charge du distributeur de l'électricité jusqu'à la limite de 5 km. Au delà de cette distance le producteur prendra en charge le complément de la liaison à réaliser.

Le Décret n°06-429 du 26/11/2006, n'étant pas abrogé par le décret 17-98 du 26 février 2017 (complété par le décret 21-158 du 24 Avril 2021), les dispositions relatives au raccordement des producteurs aux réseaux de transport et de distribution de l'électricité, restent régies par le Décret exécutif n°06-429 du 26 novembre 2006. Par conséquent la disposition du décret 17-98 (complété par décret 21-158), stipulant que le raccordement est à la charge du producteur ER n'est pas conforme au décret n°06-429 du 26 novembre 2006 (toujours en vigueur) et introduit une discrimination entre le raccordement des installations fossiles et ER

## CONDITIONS POUR REUSSIR LE DEVELOPPEMENT DES PROJETS RE's

### Une forte implication des institutions

- Toutes les institutions impliquées doivent être stables, engagées et transparentes.
- L'entité ayant pour rôle de réguler les projets d'appel d'offres doit être un acteur fort et indépendant. (CREG, cf. Loi)
- Répartition des rôles entre les institutions et les acteurs impliqués dans la procédures d'appel d'offres doit être claire.
- L'implication des acteurs du marché pendant la phase de conception de la procédure d'appel d'offres est un gage de réussite

### Transparence et clareté du cadre d'appel d'offres

- Garantir une communication claire et transparente sur la procédure AO, durant les phases conception et mise en œuvre
- Utiliser des normes et standards adaptés aussi bien aux investisseurs locaux qu'internationaux.
- Régime législatif stable et transparent tout au long du projet
- Exposer clairement le plan d'action et les responsabilités des acteurs sur le long terme.

### Structure de l'appel d'offres flexible et encourageant la compétition.

- Encourager la flexibilité du marché énergétique et du cadre d'appel d'offres pour accentuer la compétition.
- Procédé d'AO visible, clair et suivi par les autorités compétentes (Accès terrain, clause financière, connexion réseau...).
- Structure de l'AO, doit être flexible et adaptable en fonctions des conditions et objectifs visés.
- Critères de sélections précis et clair.

## CONDITIONS POUR REUSSIR LE DEVELOPPEMENT PROJETS RE's

### Un contrat d'achat d'électricité bancable

- Législation encadrant le contrat d'achat (PPA) doit être stable et transparente
- Bancabilité du PPA assurée avant le lancement de l'appel d'offres.
- Clause de garantie de paiement du producteur (risque dispatching, risque acheteur, ...)

### Besoin de mise en place de garanties

- Les investisseurs doivent être certains que les quantités et le prix énoncés soient réalisables.
- Garanties aux investisseurs afin que les risques soient partagés.
- Possibilités de soutien doivent être visibles et sûres.
- Participation des institutions financières internationales, un plus pour assurer les garanties financières de l'appel d'offres.

### Un planning structuré et réalisable.

- Les autorités doivent s'engager dans la mise en place et le respect d'un planning clair et précis (autorisation, .
- Les délais énoncées doivent être réalistes.
- Le processus d'appel d'offres ne doit pas être trop long, afin que les projets soient développés rapidement.
- Eviter la perte de temps dans l'élaboration du cadre et durant la période d'appel d'offres. Ce qui pourrait être critique pour les futurs projets.
- Définir une continuité dans la fréquence des AO afin d'éviter les risques liés aux mesures de soutien «Stop &go » et réduire le risque d'investissement (projets énoncés ou lancés et non concrétisés,..).



**Merci de votre attention**

**Rabah Touileb; email :[rtouileb@yahoo.fr](mailto:rtouileb@yahoo.fr)**