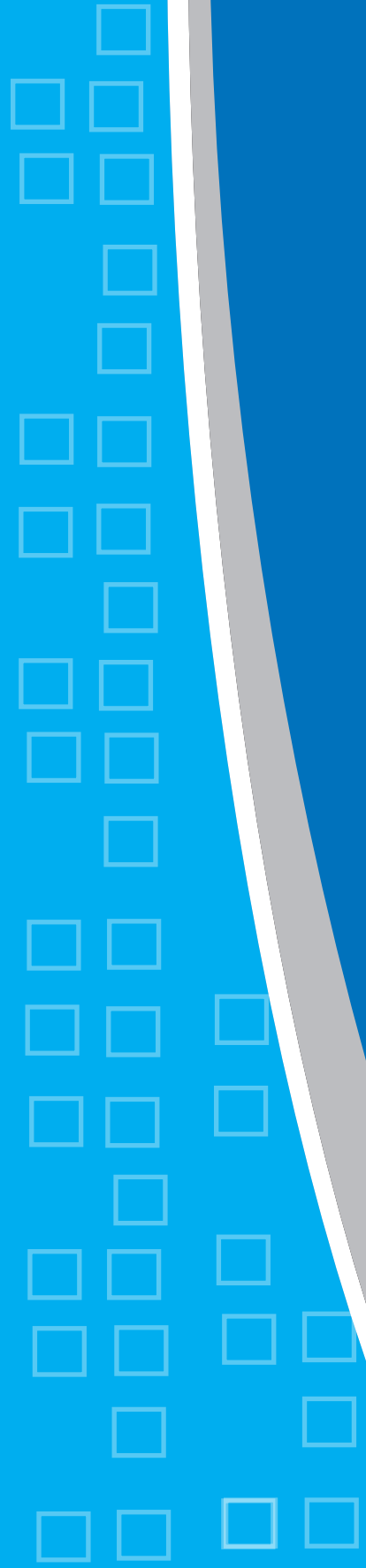




Nations Unies
Commission économique pour l'Afrique
Bureau pour l'Afrique du Nord

**Les mécanismes innovants de financement
des projets d'énergies renouvelables en
Afrique du Nord**





Nations Unies
Commission économique pour l'Afrique
Bureau pour l'Afrique du Nord

Les mécanismes innovants de financement des projets d'énergies renouvelables en Afrique du Nord

Cette étude a été préparée par MM. Rafik Missaoui et Sami Marrouki.
Les opinions et idées exprimées dans cette étude sont celles des auteurs et ne reflètent pas
nécessairement celles des Nations Unies ou de tout autre de ses organes constitutifs.

Table des matières

I. INTRODUCTION	1
II. MISE EN CONTEXTE INTERNATIONAL ET REGIONAL.....	2
1. ENERGIE DANS LE MONDE	2
1.1. <i>La nécessité d'une transition énergétique</i>	2
1.2. <i>Perspectives des énergies renouvelables à l'échelle mondiale</i>	5
2. CONTEXTE ENERGETIQUE DANS LA REGION DE L'AFRIQUE DU NORD	8
2.1. <i>Présentation de la région</i>	8
2.2. <i>La demande en énergie de la région</i>	8
2.3. <i>La production énergétique de la région</i>	13
III. ETAT DES LIEUX DES ER DANS LA REGION.....	15
1. LA PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DES ENERGIES RENOUVELABLES.....	15
2. LE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU	17
2.1. <i>Tunisie</i>	18
2.2. <i>Le Maroc</i>	19
3. ELECTRIFICATION ET POMPAGE PV DECENTRALISES	20
IV. PERSPECTIVES DES ER DANS LA REGION	21
V. LES MECANISMES DE FINANCEMENT ET D'INCITATIONS SPECIFIQUES AUX ER.....	22
1. RETOUR DE L'EXPERIENCE INTERNATIONALE : TYPOLOGIE DES MECANISMES.....	22
1.1. <i>Approche de développement du marché de la production d'électricité renouvelable</i>	22
1.2. <i>Les systèmes d'incitations</i>	23
2. PRINCIPALES EXPERIENCES DES MECANISMES DE FINANCEMENT DANS LA REGION	25
2.1. <i>Le feed in Tarif et/ou le net metering</i>	25
2.2. <i>Les incitations fiscales</i>	26
2.3. <i>Les subventions d'investissement</i>	26
2.4. <i>Les mesures de facilitation de l'accès au crédit</i>	27
2.5. <i>Les mécanismes de financement innovants</i>	29
2.6. <i>Le Financement dans le cadre du Partenariat Public Privé</i>	33
2.7. <i>Le mécanisme pour le développement propre</i>	34
3. LES BONNES PRATIQUES A PROMOUVOIR DANS LA REGION	35
4. LES PERSPECTIVES DE FINANCEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LES PAYS DE LA REGION	38
4.1. <i>Besoins en financement</i>	38
4.2. <i>Les sources de financement dédiées aux ER dans la région</i>	38
4.1. <i>Les Barrières à l'investissement privé dans les ENRs</i>	42
VI. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	44
VII. BIBLIOGRAPHIE	46
VIII. ANNEXE	48
<i>Annexe 1 : Compendium des bonnes pratiques dans la région</i>	49
<i>Annexe 2 : Benchmark des expériences internationales</i>	66

Table des tableaux

TABLEAU 1: DONNEES SOCIO-ECONOMIQUES DE BASE PAR PAYS	8
TABLEAU 2: CONSOMMATION D'ENERGIE PRIMAIRE ET CONSOMMATION ELECTRIQUE	9
TABLEAU 3: PRODUCTION D'ENERGIE PRIMAIRE EN 2010	13
TABLEAU 4: PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE EN 2010	14
TABLEAU 6: REALISATIONS EN MATIERE D'ELECTRIFICATION ET DE POMPAGE PV DECENTRALISES.	20
TABLEAU 7: OBJECTIFS DES STRATEGIES NATIONALES EN MATIERE D'ENERGIE RENEUVABLE DANS LES PAYS DE L'AFRIQUE DU NORD	21
TABLEAU 8: PRINCIPALES MESURES PRISES DANS LES PAYS D'AFRIQUE DU NORD EN MATIERE DE PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES.	21
TABLEAU 9: INCITATIONS FISCALES AUX ER DANS LES PAYS D'AFRIQUE DU NORD	26
TABLEAU 10: SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT ACCORDEES AUX ER EN TUNISIE	27
TABLEAU 11: LES MESURES DE FACILITATION DE L'ACCES AU CREDIT POUR LE FINANCEMENT DES ER DANS LES PAYS D'AFRIQUE DU NORD.	28
TABLEAU 12: DESCRIPTION DU MECANISME PROSOL EN TUNISIE	30
TABLEAU 13: PRINCIPAUX PROJETS D'ER FINANCES DANS LE CADRE DU PPP DANS LA REGION	34
TABLEAU 14: REALISATIONS EN MATIERE DE MDP DANS LA REGION DE L'AFRIQUE DU NORD A MI 2012	34
TABLEAU 15: SYNTHESE DES MESURES DE FINANCEMENT DES ER ET LEUR APPLICABILITE AUX CONTEXTES DES PAYS DE L'AFRIQUE DU NORD.	37
TABLEAU 15: BESOINS EN FINANCEMENT DE PROGRAMMES DES ENRS DES PAYS DE LA REGION	38
TABLEAU 16: PRINCIPALES SOURCES DE CREDIT DANS LA REGION DE L'AFRIQUE DU NORD	39
TABLEAU 17: PRINCIPAUX IMPACTS DU PROGRAMME PROSOL	53
TABLEAU 18: INDICATEUR DE RENTABILITE DE PROSOL POUR L'ETAT	54

Table des figures

FIGURE 1: EVOLUTION DES EMISSIONS MONDIALES DE CO2 DUES A LA COMBUSTION	2
FIGURE 2: PROSPECTIVE DE LA DEMANDE MONDIALE EN ENERGIE PRIMAIRE SELON LE SCENARIO DES POLITIQUES ACTUELLES	6
FIGURE 3: PROSPECTIVE DE LA DEMANDE MONDIALE EN ENERGIE PRIMAIRE PAR TYPE D'ENERGIE	6
FIGURE 4: POTENTIEL DE REDUCTION DES EMISSIONS MONDIALES DE CO2 PAR TYPE DE MESURES SELON LE SCENARIO 450	6
FIGURE 5: CONSOMMATION D'ENERGIE PRIMAIRE PAR HABITANT	10
FIGURE 6: CONSOMMATION D'ENERGIE ELECTRIQUE PAR HABITANT	10
FIGURE 7: TAUX DE CROISSANCE DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE ET DU PIB	11
FIGURE 8: INTENSITE D'ENERGIE PRIMAIRE	12
FIGURE 9: MIX DE LA PRODUCTION ELECTRIQUE SELON LES PAYS	14
FIGURE 10: MIX DE LA PRODUCTION ELECTRIQUE	15
FIGURE 11: PRODUCTION D'ELECTRICITE RENEUVABLE EN 2010	15
FIGURE 12: CAPACITE D'ELECTRICITE RENEUVABLE EN 2010	16
FIGURE 13: RATIO DE CAPACITE INSTALLEE DE CHAUFFE-EAU SOLAIRES PAR 1000 HABITANTS EN 2010 DANS DIVERS PAYS	18
FIGURE 14: EVOLUTION DE LA CAPACITE INSTALLEE DE CHAUFFE-EAU SOLAIRES EN TUNISIE	19
FIGURE 15: EVOLUTION DE LA CAPACITE INSTALLEE DE CHAUFFE-EAU SOLAIRES AU MAROC	20
FIGURE 16: SCHEMA DE PRINCIPE DES PROCEDURES DU MECANISME PROSOL	52
FIGURE 17: DELAIS CONTRACTUELS DE DEBLOCAGE DE LA SUBVENTION PAR L'ANME	52
FIGURE 18: EVOLUTION DU MARCHE DU CES EN TUNISIE DEPUIS 1985	53
FIGURE 19: SCHEMA DE PRINCIPE DU PROSOL-ELEC	57
FIGURE 20: EVOLUTION DU PROGRAMME PROSOL ELEC	57
FIGURE 21: ORGANISATION DE L'INTERVENTION DE LA MASEN DANS LE FINANCEMENT DES PROJETS SOLAIRE DANS LE CADRE DU PLAN SOLAIRE MAROCAIN	60

Liste des acronymes

ADEREE	Agence de Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique
AFD	Agence Française de Développement
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie
APRUE	Agence de Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie
AIE	Agence Internationale de l'Energie
BAD	Banque Africaine de Développement
BEI	Banque Européenne d'Investissement
BM	Banque Mondiale
BOOT	Built Own Operate and Transfer
Dh	Dirham
CES	Chauffe-eau solaire
CCNUCC	Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CSP	Concentrated Solar Power Plant (Solaire thermo-dynamique)
EGYSOL	Programme de la coopération italienne pour le développement de l'utilisation des chauffe-eau solaire dans le secteur hôtelier.
ER	Energie Renouvelable
FIT	Feed in tariff (Tarif d'achat)
FNME	Le Fonds National de Maîtrise de l'Energie
FOGEER	Fonds de Garantie de l'Efficacité Energétique et des Energies Renouvelables
GWh	Gigawattheure
KfW	Banque Allemande de Développement
Kgep	Kilogramme équivalent pétrole
ktep	Mille tonne équivalent pétrole
kWh	Kilo Wattheure
MDP	Mécanisme de Développement Propre
MEDREC	Mediterranean Renewable Energy Centre
MEDREP	Mediterranean Renewable Energy Program
MRV	Measurement, Reporting and Verification
MSEN	Moroccan Solar Energy
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
MW	Mégawatt
MWc	Mégawatt crête
MWh	Mégawattheure
NAMA	Nationally Appropriate Mitigation Action
NEAL	New Energy for Algeria
ONE	Office National d'Electricité
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
PV	Photovoltaïque
SIE	Société d'Investissement Energétique
SONELGAZ	Société Nationale d'Electricité et de Gaz
STEG	Société Nationale d'Electricité et de Gaz
TND	Dinar Tunisien (~0,5 €)
TeCO2	Tonne équivalent CO2
Tep	Tonne équivalent pétrole

I. Introduction

Les mix énergétiques des pays d'Afrique intègrent de plus en plus les contributions des énergies renouvelables, qui augmentent significativement, compte tenu de la maturité et des progrès technologiques enregistrés ces dernières années. Néanmoins, le développement des énergies renouvelables requiert la mise en œuvre de cadres institutionnel, réglementaire et incitatif cohérents et fait appel à des financements importants dus aux surcoûts liés à l'investissement en capital initial requis pour les technologies concernées (notamment l'éolien, le solaire thermique et photovoltaïque). La subvention de l'électricité conventionnelle et l'ampleur des investissements traduirait des coûts de revient de l'électricité renouvelable élevés pour l'économie et les consommateurs.

Le développement des énergies renouvelables est, aussi, tributaire de la capacité des pays à formuler et à mettre en œuvre les projets et à exploiter les installations, souvent, considérées comme un élément clé de la qualité et de la pérennité du résultat.

La hausse des prix du pétrole confirmée d'une manière continue à partir de l'année 2005, rend le recours aux énergies renouvelables, de plus en plus compétitif par rapport aux techniques conventionnelles de production d'électricité. Grâce aux économies d'échelle, à la maturité et aux progrès technologiques, on commence à observer une tendance mondiale confirmée et accélérée de la baisse des coûts de production des énergies renouvelables, particulièrement l'éolien, le PV et le CSP, ce qui a engendré un accroissement important des capacités de production installées ces dernières années. Toutefois, ces avancées ont été souvent accompagnées par des mécanismes de financement mis en place en tenant compte des conditions spécifiques des pays (notamment les tarifs de rachat, les aides aux investissements et les avantages fiscaux).

L'accès aux ressources internationales s'accroît et s'améliore, compte tenu de la prise en compte par les pays des ER dans leur politique énergétique et de l'intérêt de plus en plus marqué des institutions financières (ex : BM, BAD, AFD, BEI, KfW, coopération allemande, italienne et espagnole...) pour le développement de ce nouveau secteur dans le monde et en Afrique du Nord en particulier. Les opportunités offertes par les différents fonds et mécanismes existants devraient être mises à profit. Les finances carbone issues du Mécanisme de Développement Propre (MDP), bien qu'en léger progrès dans la région, demeure encore peu utilisé au regard des opportunités existantes. Les NAMAs : abréviation de « Nationally Appropriate Mitigation Actions » et les NMM : abréviation de « New Market Mechanisms » doivent constituer un cadre propice pour le développement futur des énergies renouvelables dans une optique de contribution à la lutte contre les changements climatiques.

Dans ce contexte, il est important que les pays puissent mettre en place des cadres incitatifs transparents pour donner la visibilité nécessaire et attirer les opérateurs privés à investir dans le secteur. Pour cela, les questions liées à la tarification énergétique (élément essentiel pour donner une visibilité et encourager les investissements privés) et à la réduction des subventions des hydrocarbures, devront être étudiées en tenant compte des spécificités et contraintes socio-politiques des pays.

Ce rapport décrit la situation actuelle et les perspectives des mécanismes de financements des énergies renouvelables dans la région de l'Afrique du Nord. Il comporte quatre grandes parties :

- Mise en contexte international et régional
- Etat des lieux des ER dans la région
- Perspectives des ER dans la région
- Les mécanismes de financement et d'incitations spécifiques aux ER

II. Mise en contexte international et régional

1. Energie dans le monde

1.1. La nécessité d'une transition énergétique

Une consommation mondiale d'énergie fossile et des émissions croissantes

La consommation mondiale d'énergie primaire s'élève en 2010 à 12,8 milliards de tonnes équivalent pétrole (tep). Elle est constituée à 87% par des sources d'énergie de stock (pétrole, charbon, gaz fossile, uranium), matières premières extraites de la croûte terrestre. Les sources fossiles représentent 81% et l'uranium 6% (valeur énergétique de la chaleur produite dans les réacteurs des centrales nucléaires). La consommation de biomasse représente 10%, les autres sources d'énergies renouvelables 3% (HESG : hydraulique, éolien, solaire, géothermie) dont l'essentiel est consacré à la production d'électricité (la chaleur des chauffe-eau solaires, ainsi que la chaleur géothermique directement utilisée, sont comprises mais très faibles).

Durant les vingt dernières années, la consommation mondiale d'énergie primaire a augmenté d'un facteur 1,45 provenant essentiellement des énergies fossiles.

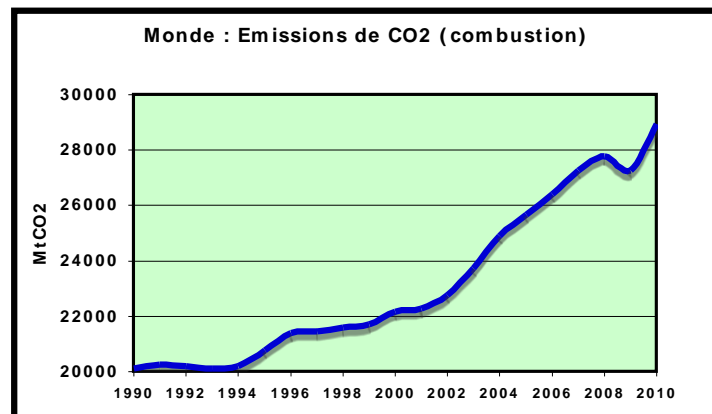


FIGURE 1: Evolution des émissions mondiales de CO₂ dues à la combustion
(Source : Enerdata, 2012)

Conformément à cette augmentation de la consommation d'énergie primaire, de celle des combustibles fossiles et tout particulièrement du charbon dans la dernière décennie, les émissions de gaz carbonique (CO₂), principal gaz à effet de serre, dues à leur combustion, après une courte stabilisation au début des années 1990 (due essentiellement à l'effondrement économique de l'ex-URSS) n'ont cessé d'augmenter, de façon quasi linéaire de 1994 à 2010.

Des contraintes énergétiques de plus en plus fortes

La consommation d'énergie a atteint 1,88 tep par habitant en 2010 contre 1,67 en 1990. Cette moyenne masque la réalité des inégalités entre les pays et plus particulièrement entre les riches et les pauvres. Pour l'année 2008, la consommation d'énergie primaire rapportée au nombre d'habitants était de 7,5 tep pour les Etats-Unis, 3,6 tep pour l'Union Européenne, 1,6 tep pour la

Chine et 0,5 tep pour l'Inde et l'Afrique sub-saharienne. Les pays riches eux-mêmes connaissent la précarité énergétique des ménages à bas revenus.

La consommation mondiale d'énergie est soumise à de multiples contraintes :

- ✓ Limite des réserves des énergies de stock : sur la base de la consommation annuelle actuelle, les réserves sont de deux à trois siècles pour le charbon mais de quelques dizaines d'années pour le pétrole, de l'ordre du demi-siècle ou un peu plus pour le gaz naturel, de quelques dizaines d'années pour l'uranium.
- ✓ Contrainte géopolitique : les plus grandes réserves de pétrole se situent au Moyen-Orient, zone fragile, objet des convoitises et des rivalités des grandes puissances pouvant aller jusqu'au conflit.
- ✓ Atteintes à l'environnement, la santé et la vie humaines : pollution de l'air et de l'eau, accidents graves (marées noires, catastrophes nucléaires, explosions dans les mines de charbon...), émissions de gaz à effet de serre (gaz carbonique, méthane), déchets radioactifs. Sans parler des connivences et des compromissions avec des régimes douteux, voire exécrationnels, afin de se procurer les matières premières énergétiques, moteurs mais aussi drogues d'une civilisation énergivore et trop souvent gaspilleuse.

Il est parfaitement légitime et souhaitable pour l'ensemble de l'humanité que les pays émergents et les pays pauvres connaissent un développement correspondant aux besoins de leur population. La Chine en tête, ce développement se fait actuellement en reproduisant, sous des contraintes fortes, le type de civilisation et de système énergétique des pays les plus riches. Ceux-ci (Australie, Canada, Etats-Unis, Europe des 15, Japon, Nouvelle-Zélande) représentent 13% de la population mondiale et 40% de la consommation mondiale d'énergie primaire et leur consommation annuelle moyenne par habitant est de 5,3 tep.

Que se passe-t-il si le reste de la planète aspirerait à atteindre progressivement ce même niveau de consommation ? En supposant même que les pays riches stabilisent la leur, on arriverait, quelque part dans le 21^{ème} siècle, à une population d'environ 9 milliards, chacun consommant 5,3 tep, soit une consommation mondiale de 48 milliards de tep. Au vu des 12 milliards d'aujourd'hui et des contraintes que nous connaissons déjà, c'est impossible : il nous faudrait, donc, quatre planètes Terre !

Depuis le début de la révolution industrielle, les systèmes énergétiques ont été conçus et développés sur l'offre énergétique suivant le principe d'une production d'énergie toujours croissante, soutien considéré comme indispensable à la croissance économique.

Le besoin d'un nouveau paradigme énergétique

Le nouveau paradigme énergétique est fondé sur le fait que l'on peut, en agissant sur les facteurs de la consommation, obtenir la satisfaction des services énergétiques (confort, déplacement, production) avec des consommations d'énergie très inférieures. Les actions sur la demande deviennent alors au moins aussi importantes que les actions sur l'offre : construction bioclimatique, rénovation énergétique des bâtiments existants, production de chaleur plus efficace, développement des modes de déplacement doux, des transports collectifs et du train, appareils électroménagers et audiovisuels plus efficaces, équipements électriques plus performants, etc.

L'expérience acquise dans les pays européens occidentaux ainsi que les études récentes de l'AIE (Agence internationale de l'énergie) et du GIEC (Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat) et de nombreuses études nationales et internationales montrent qu'il est possible de réduire considérablement la consommation d'énergie dans les pays industrialisés et de remplacer progressivement les énergies de stock par les énergies de flux qui pourraient couvrir l'ensemble des besoins à l'horizon d'un demi-siècle.

Les pays riches peuvent et doivent réduire rapidement leur consommation d'énergie par la sobriété et l'efficacité énergétiques, et l'assurer de façon croissante avec des énergies de flux renouvelables. Les pays émergents et les pays en développement pourront alors augmenter la leur sur la base de ce modèle plus sobre, plus efficace, dont le volet de l'offre sera également fondé sur une utilisation croissante des énergies de flux. La stabilisation de la température à + 2°C d'augmentation, exigerait les efforts des pays industrialisés mais aussi l'adhésion des pays en développement à travers des nouveaux mécanismes qui prendront la place des mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto (PK).

La transition énergétique ne porte pas seulement sur des aspects techniques et économiques, voire de comportement, mais plus profondément sur la conception même des systèmes énergétiques. Le système centralisé et pyramidal qui laisse la place à une économie énergétique où le local, à l'échelle des territoires, devient prépondérant puisque c'est absolument partout (pays riches et pays pauvres, villes et milieu rural) que l'on peut développer économies d'énergie et énergies renouvelables. Et c'est d'ailleurs dans cette application locale des deux démarches soigneusement imbriquées et complémentaires que va se réaliser la véritable transition énergétique qui sera également sociale et politique. D'un système pyramidal du producteur au consommateur (qui n'a qu'à payer sa facture), on passera à un système bâti sur le citoyen responsable, consommateur - producteur, acteur majeur de la transition énergétique, substituant un réseau horizontal et interactif au réseau de haut en bas du paradigme traditionnel.

Les « Nationally Appropriate Mitigation Actions » ou encore « NAMAs » ou carrément les nouveaux mécanismes de marché carbone « NMM » constituent des instruments clé d'appui à la transition énergétique espérée. Ces instruments organiseront le soutien des pays industrialisés à l'engagement des pays en développement dans la réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) à travers, notamment, la mise en œuvre d'actions d'atténuation appropriées à l'échelle nationale

La production d'électricité : un secteur prioritaire de la transition énergétique

Environ 40% de la consommation mondiale d'énergie primaire est consacrée à la production d'électricité. Alors qu'au niveau de l'énergie primaire, en dehors de la biomasse, la contribution des énergies renouvelables apparaissait comme relativement faible, il n'en est pas de même pour la production d'électricité. La production d'électricité d'origine renouvelable compte, en effet, en 2010, pour 19% de la production mondiale totale, nettement plus que la production d'origine nucléaire (13%) ou celle à partir du pétrole (5%), et proche de celle à partir du gaz fossile, mais encore très inférieure à celle d'origine charbon (41%).

La production mondiale d'électricité a augmenté d'un facteur 1,8 de 1990 à 2010. A l'exception des produits pétroliers, toutes les sources ont augmenté, à des rythmes divers : i) quasi stabilisation du nucléaire dans la deuxième décennie, ii) augmentation forte du charbon, accentuée dans la même décennie, iii) augmentation régulière du gaz et à un rythme plus faible de l'hydraulique, iv) augmentation significative des sources renouvelables hors hydraulique (ESGB : éolien, solaire, géothermie, biomasse), surtout à partir de 2000.

L'examen et l'analyse de la production d'électricité à partir des sources renouvelables, de la part de cette production dans la production totale nette d'électricité des pays ayant une expérience notable dans le domaine du développement des ER, hors hydraulique, permettent de dresser une comparaison sommaire et de tirer des enseignements¹ utiles dans l'orientation de nos réflexions dans le cadre de la présente étude et la fourniture d'un benchmark pour les pays de la région :

1. Les pays de l'Union Européenne sont les plus avancés, en particulier du fait des objectifs européens (trois fois 20), mais pas tous.

¹En fonction de la disponibilité des données, celles-ci sont fournies soit pour l'année 2011, soit pour 2010.

Il est intéressant de comparer la France et l'Allemagne. En 1990, la production d'électricité d'origine renouvelable était dans les deux pays assurée par l'hydraulique, environ 25 TWh en Allemagne et 65 TWh en France. Vingt ans après, le niveau de production d'origine hydraulique est du même ordre qu'en 1990 pour chaque pays, mais, en 2011, l'Allemagne a une production d'origine ESGB de 111 TWh et la France de 20 TWh. Et ceci alors que les potentiels des différentes sources sont supérieurs en France.

2. Parmi les pays Européens, le Portugal est celui qui a la plus forte part de renouvelable dans la production d'électricité : près de 50%, moitié hydraulique et moitié ESGB. Viennent ensuite le Danemark, l'Espagne, l'Italie et l'Allemagne.
3. En production totale, l'Allemagne est en tête pour le photovoltaïque qui atteint 20 TWh en 2011 représentant environ 18% de tous les renouvelables.
4. Si l'on regarde maintenant la part de la production d'origine renouvelable hors hydraulique, c'est le Danemark qui est en tête, à 35%, devant le Portugal (25%), l'Allemagne (19,5%), l'Espagne (19%), l'Italie (14%). Les autres pays sont loin derrière.
5. En production par habitant, le Danemark est de loin en tête pour l'éolien (1420 kWh en 2010), suivi de l'Espagne, le Portugal, l'Allemagne. Pour le solaire, c'est l'Allemagne en tête (244 kWh), suivie de l'Espagne et l'Italie.
6. On trouve le même type de contraste entre les pays émergents du sud et de l'est de la Méditerranée. La Turquie et le Maroc ont une part importante d'électricité d'origine renouvelable. L'hydraulique en premier lieu, du fait de l'importance de la ressource, mais aussi un démarrage significatif de l'éolien. Par contre, en Tunisie, la part de la production d'origine renouvelable reste très faible, du fait de l'absence de ressources pour l'hydraulique mais avec des potentiels importants, éolien et photovoltaïque, encore non exploités.
7. La comparaison des trois grands pays Chine, Etats-Unis et Inde montre qu'en Chine et en Inde, la part de l'hydraulique est importante, autour de 17% (avec une valeur absolue très supérieure en Chine) et nous constatons que la production éolienne des Etats-Unis était la première du monde (120 TWh en 2011). Ce qui est intéressant est que la production éolienne de la Chine est déjà la moitié de celle des Etats-Unis et dépasse celle de l'Allemagne et qu'elle atteint les 3% en Inde.

Cette comparaison illustre bien que la question des ressources est évidemment importante dans le développement des productions d'électricité d'origine renouvelable, surtout pour l'hydraulique, la géothermie et la biomasse. Mais on constate des différences très sensibles de développement entre des pays dont les ressources sont comparables. Cela montre que les orientations politiques sur la stratégie et les objectifs, la législation et les réglementations, la politique industrielle et les conditions de financement des investissements jouent un rôle prépondérant pour créer et soutenir une dynamique de développement.

1.2. Perspectives des énergies renouvelables à l'échelle mondiale

Selon le scénario des politiques actuelles de l'AIE, la demande globale en énergie primaire augmenterait de 30 % sur la période 2010-2035, la Chine et l'Inde représenteraient la moitié de cette croissance. La plus grande part d'augmentation viendrait de la Chine et des autres pays en développement, comme le montre le graphique suivant :

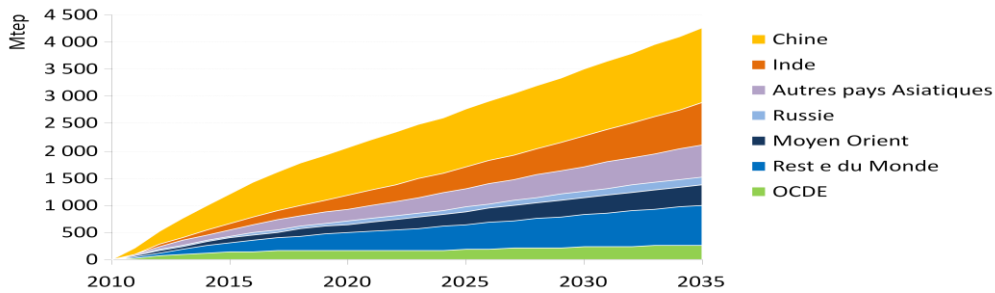


FIGURE 2: Prospective de la demande mondiale en énergie primaire selon le scénario des politiques actuelles (Source : AIE, 2011)

Les énergies renouvelables et le gaz représenteraient environ les deux tiers de la demande d'énergie additionnelle sur la période 2010-2035.

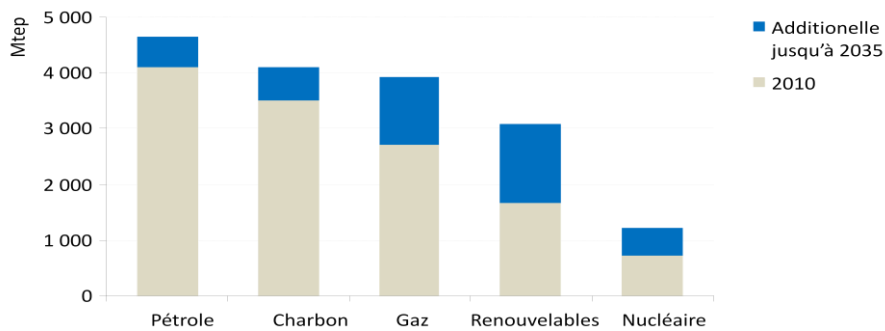


FIGURE 3: Prospective de la demande mondiale en énergie primaire par type d'énergie (Source : AIE, 2011)

Dans le cadre du scénario 450 de l'AIE qui devrait permettre de stabiliser l'augmentation de la température de la planète à moins de 2°C en 2100, la maîtrise de l'énergie représente 77 % du potentiel d'atténuation dont 21 % pour les énergies renouvelables, comme le montre le graphique suivant :

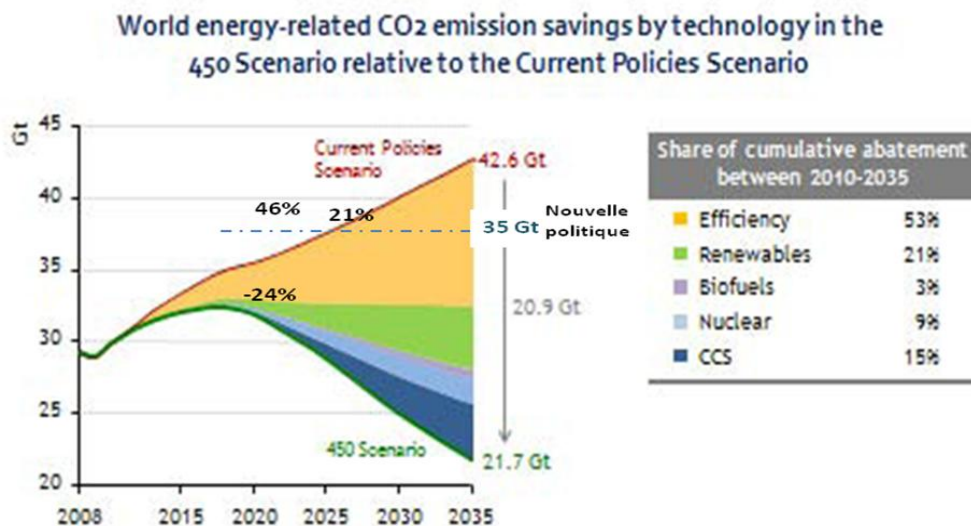


FIGURE 4: Potentiel de réduction des émissions mondiales de CO₂ par type de mesures selon le scénario 450 (Source : AIE, 2011)

Cela souligne l'importance des ER dans la transition énergétique espérée pour lutter efficacement contre les changements climatiques.

2. Contexte énergétique dans la région de l'Afrique du Nord

2.1. Présentation de la région

La région, objet de la présente étude, est constituée de l'Algérie, l'Egypte, la Libye, le Maroc, la Mauritanie, le Soudan et la Tunisie et totalise environ 212 million d'habitants avec un pic pour l'Egypte (83 million), le Soudan (42 million), l'Algérie (35 million) et le Maroc (32 million). La région possède un PIB global de 393 milliards de \$ (2000), ce qui correspond au PIB/habitant de l'ordre 1848 \$/habitant avec un pic pour la Libye (8103 \$/ hab) et des valeurs presque semblables pour l'Algérie, l'Egypte, le Maroc et la Tunisie comprise entre 1810 et 2086 \$/hab.

La Mauritanie et le Soudan possède les PIB les plus bas.

Pays	Population	PIB (milliards \$2000)	PIB/hab (\$2000)
Algérie	35	76	2 189
Egypte	83	152	1 836
Libye	6	52	8 103
Maroc	32	58	1 810
Mauritanie	3	2	593
Soudan	42	23	536
Tunisie	10	29	2 806
Total	212	393	1 848

TABLEAU 1: *Données socio-économiques de base par pays*
(Source : Banque Mondiale, 2012)

2.2. La demande en énergie de la région

2.2.1. La consommation

La consommation totale d'énergie primaire des sept pays de la région a atteint environ 160 million de tep en 2010, l'Egypte, l'Algérie, la Libye et le Maroc représentent à eux seuls plus de 91% de la consommation totale. La consommation moyenne par habitant est d'environ 748 kgtep/habitant, ce qui est nettement en deçà de la moyenne du monde qui est presque 2,5 fois soit 1,88 tep/habitant en 2010.

La situation de la demande sur l'énergie primaire est très variable d'un pays à un autre, comme le montre le tableau suivant, cette situation dépend, essentiellement de trois facteurs clé, à prendre en compte séparément :

- La population du pays, la consommation est la plus élevée pour l'Egypte, l'Algérie.
- La structure de l'économie du pays
- Les conditions d'accès aux ressources du point de vue quantitatif et tarifaire

Cette situation est caractérisée par une consommation d'électricité avec un niveau généralement cohérent avec celui de la consommation d'énergie primaire. Le taux d'électrification, le taux d'équipement des ménages, la structure de l'économie ainsi que la politique tarifaire sont autant de facteurs définissant le niveau de la consommation d'électricité d'un pays.

Compte tenu des différences qui existent au sein des pays concernant les facteurs cités ci-dessus, la consommation électrique varie considérablement d'un pays à un autre, elle est la plus forte pour l'Egypte avec 119 000 GWh et la plus faible pour la Mauritanie avec seulement 440 GWh. La consommation totale des sept pays s'élève à presque 210 000 GWh pour une population d'environ 212 million d'habitants, soit une consommation spécifique par habitant de 986 KWh/habitant.

	Consommation énergie primaire (ktep)	Consommation électrique (GWh)	Consommation secteur électrique (ktep)
Algérie	39 700	35 803	11 514
Egypte	70 448	118 903	26 772
Libye	20 237	22 028	8 759
Maroc	14 603	13 323	4 228
Mauritanie	950	440	81
Soudan	5 061	6 026	298
Tunisie	7 906	12 862	3 554
Total	158 905	209 385	55 206

TABLEAU 2: Consommation d'énergie primaire et consommation électrique
(Source : AIE, 2012)

La consommation d'énergie primaire par habitant des pays de la région est aussi assez variable, elle est de 3,152 tep/habitant pour la Libye, de 0,281 tep/habitant pour la Mauritanie et de 0,12 tep/habitant pour le Soudan. Cette variation montre encore une fois la différence de la situation de départ ainsi que la typologie des pays concernés par l'étude, puisqu'on observe trois catégories de pays :

- La Tunisie et l'Egypte ont des consommations spécifiques respectives de 0,758 tep/habitant et 0,849 tep/habitant sont très proches de la moyenne de la région qui se situe autour de 0,748 tep/habitant.
- La Libye et l'Algérie avec respectivement 3,152 tep/habitant et 1,138 tep/habitant ont les consommations d'énergie primaire par habitant les plus élevées. Ces valeurs peuvent être justifiées par la facilité d'accès à l'énergie pour la population tant en ce qui concerne les ressources que les tarifs appliqués. L'inefficacité des systèmes de transformation peut aussi expliquer en partie la valeur élevée de la consommation spécifique.
- Le Maroc, la Mauritanie et le Soudan présentent respectivement les valeurs les plus faibles avec 0,456 tep/habitant, 0,281 tep/habitant et 0,120 tep/habitant. Cette baisse est expliquée par le faible accès à l'énergie pour la population, le niveau d'industrialisation et les taux d'équipement des ménages.

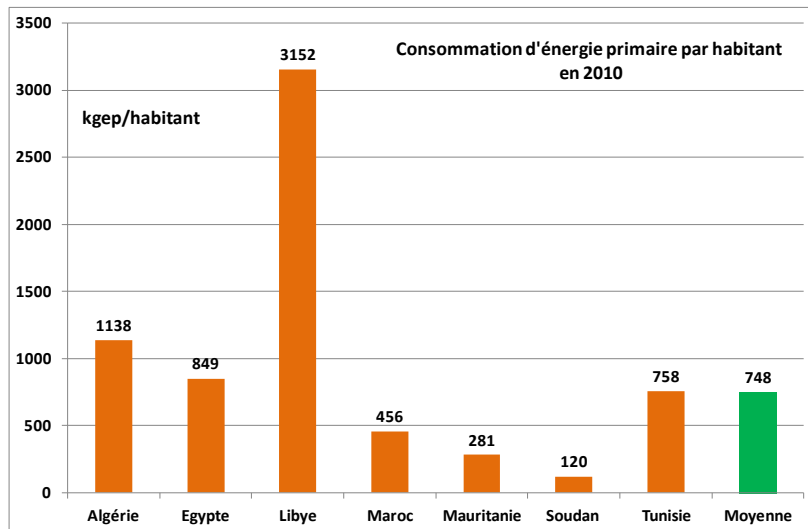


FIGURE 5: Consommation d'énergie primaire par habitant
(Source : AIE, 2011)

Une répartition similaire est observée pour la consommation électrique par habitant qui demeure aussi assez variable d'un pays à un autre, avec une moyenne de 986 KWh/habitant, il y a lieu de noter que :

- La Libye reste toujours en première place avec 3431 KWh/habitant, expliquée par la grande dispersion du pays, le manque d'efficacité au niveau des infrastructures de transport et de distribution et la forte demande sur l'électricité comme source d'énergie à cause de la facilité d'accès à cette forme d'énergie notamment au niveau tarifaire.
- L'Algérie, l'Egypte et la Tunisie avec respectivement 1026, 1433 et 1233 KWh/ habitant sont au deuxième rang. La forte industrialisation, les taux d'équipement élevés des ménages constituent les deux facteurs clé de cette demande sur cette forme d'énergie.
- Le Maroc, la Mauritanie et le Soudan présentent les valeurs les plus faibles de la consommation électrique spécifique, ces valeurs sont expliquées par les faibles taux d'électrification, les faibles taux d'équipement ainsi que l'accès difficile à cette forme d'énergie.

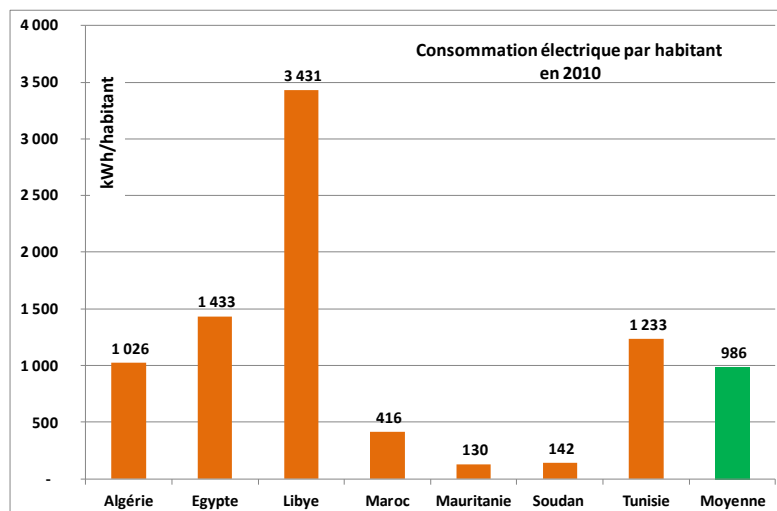


FIGURE 6: Consommation d'énergie électrique par habitant
(Source : UAPE, 2012)

L'électricité constituerait un facteur clé du développement de la région puisque les trois pays (Maroc, Mauritanie et Soudan) qui compte plus de 77 millions et représentent presque 40% de la population de la région, vont pouvoir augmenter leurs taux d'électrification et accéder à un niveau de développement qui sera à l'origine de la croissance de la demande sur l'énergie en général et sur l'électricité en particulier. L'atteinte de la valeur moyenne de 986 KWh/ habitant fera augmenter la demande sur l'électricité autour de 77 000 GWh par an soit une demande additionnelle de l'ordre de 58 000 GWh par an.

2.2.1. L'efficacité de la demande

Découplage demande d'énergie – croissance économique

Le graphique suivant présente la croissance de la demande d'énergie primaire et électrique ainsi que celle du PIB.

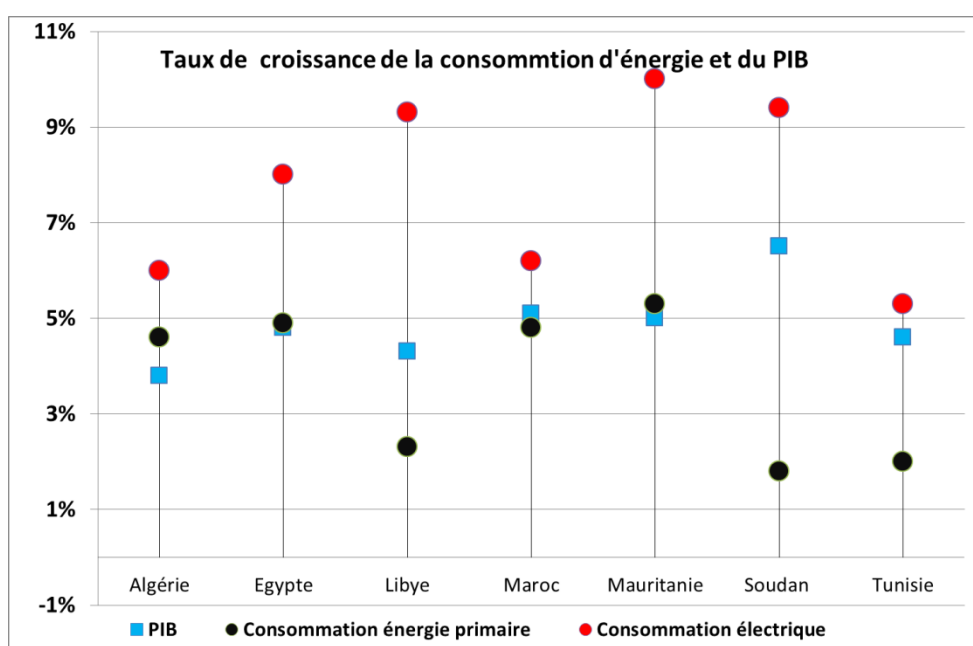


FIGURE 7: Taux de croissance de la consommation d'énergie et du PIB
(Source : à partir des données de l'AIE, UAPE et Banque Mondiale)

En ce qui concerne la consommation d'énergie primaire, on constate qu'il y a un découplage avec la croissance économique dans le cas de la Tunisie, la Libye et le Soudan. En d'autres termes, le PIB croît plus vite que la consommation d'énergie primaire. Pour la Tunisie, cela s'explique par les efforts d'efficacité énergétique que le pays a consenti depuis le début des années 80. Dans le cas de la Libye et le Soudan, cela pourrait être expliqué par la manne pétrolière qui fait augmenter le PIB, plus vite que la demande d'énergie primaire.

Pour tous les autres pays le PIB et la demande d'énergie primaire augmentent de la même manière, ce qui laisse poser des questions quant à l'efficacité de l'économie en termes de consommation d'énergie.

Toutefois, la situation est critique en ce qui concerne la consommation électrique qui augmente de manière assez forte en comparaison par rapport au PIB (mise à part la Tunisie). Cette forte augmentation de la demande électrique est due essentiellement à l'amélioration du niveau de vie des ménages et l'accroissement conséquent de leurs taux d'équipement en appareil

électroménagers. Cette situation met les pays de la région devant des défis futurs importants en termes de besoins en construction de centrales et de gestion de la pointe de charge.

Intensité énergétique

L'enjeu pour la région est aussi énergétique puisque les pays sont appelés à optimiser leur intensité d'énergie primaire qui n'est autre que le rapport entre la consommation totale d'énergie primaire et 1000 \$ de PIB à prix constants. La moyenne de l'intensité énergétique de la région se situe autour de 0,405 tep/1000\$2000 ce qui est encore loin de la moyenne mondiale de l'intensité qui se situe autour de 0,19 tep/1000\$2000 en 2010.

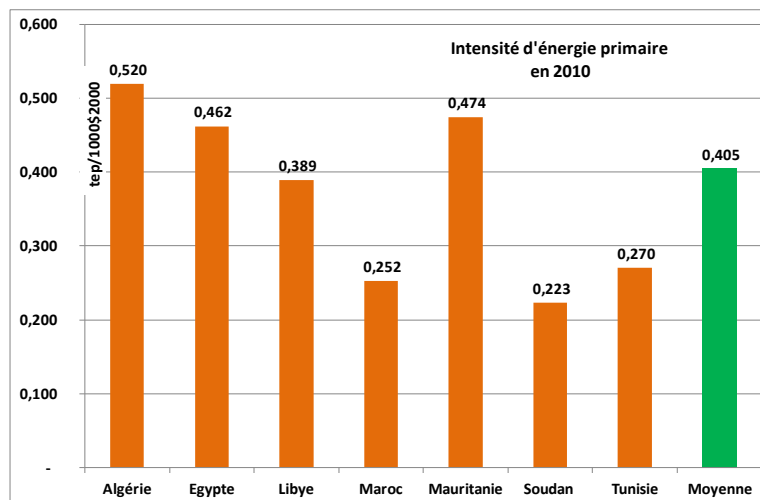


FIGURE 8: Intensité d'énergie primaire

(Source : à partir des données de l'AIE et la Banque Mondiale, 2012)

En 2010 l'intensité énergétique primaire est comprise entre 0,520 tep/1000 \$ pour l'Algérie et 0,223 tep/1000 \$ pour le Soudan en passant par le Maroc avec 0,252 tep/1000\$ et la Tunisie avec 0,270 tep/1000\$, qui sur la base de benchmark, présentent les meilleures valeurs de l'intensité énergétique. Les pays sont appelés à améliorer leur intensité d'énergie à travers, notamment :

- L'adoption de politique de maîtrise de l'énergie (efficacité énergétique et énergies renouvelables),
- La diversification de la structure du PIB et le développement de la part des activités à faible contenu énergétique comme les industries à forte valeur ajoutée et le secteur des services

2.3. La production énergétique de la région

2.3.1. L'énergie primaire

Le tableau suivant présente la production d'énergie selon les pays de la région.

	Production d'énergie (ktep)
Algérie	152 240
Egypte	86 619
Libye	86 968
Maroc	302
Mauritanie	782
Soudan	24 444
Tunisie	6 517
Total	357 872

TABLEAU 3: Production d'énergie primaire en 2010

(Source : AIE, 2011)

La production d'énergie primaire de la région se situe autour de 358 Mtep en 2010 hors biomasse. Les pays de la région se répartissent en deux catégories :

- La catégorie des pays producteurs d'énergie qui comprend l'Algérie, l'Egypte et la Libye qui disposent de ressources suffisantes pour leur besoins et dégagent un excédent exportable. Le PIB de ces pays dépend en grande partie du secteur de l'énergie en contrepartie ces pays ont un approvisionnement énergétique sécurisé et bénéficient d'une indépendance énergétique.
- La catégorie des pays importateurs d'énergie qui comprend les autres pays (Maroc, Mauritanie, Soudan et Tunisie), ces pays sont dépendants au niveau de leur approvisionnement énergétique et ont des économies plus ou moins vulnérables compte tenu de l'impact de la hausse des prix des produits pétroliers sur les équilibres financiers de ces pays et sur leurs balances de paiement

2.3.1. L'énergie électrique

La production d'électricité se situe autour de 262 000 GWh en 2010, avec une capacité totale installée d'environ 57 000 MW, dont 63% en Algérie et l'Egypte.

	Production électrique (GWh)	Capacité électrique installée (MW)	Capacity hydro-électrique (MW)
Algérie	45 173	11 332	228
Egypte	138 782	24 726	2 800
Libye	32 559	8 349	
Maroc	22 681	6 320	1 770
Mauritanie	470	253	97
Soudan	7 498	2 509	1 590
Tunisie	14 821	3 571	62
Total	261 984	57 060	6 547

TABEAU 4: Production d'énergie électrique en 2010

(Source : UAPE, 2011)

La production électrique reste fortement dominée par les énergies fossiles comme le montre le graphique suivant :

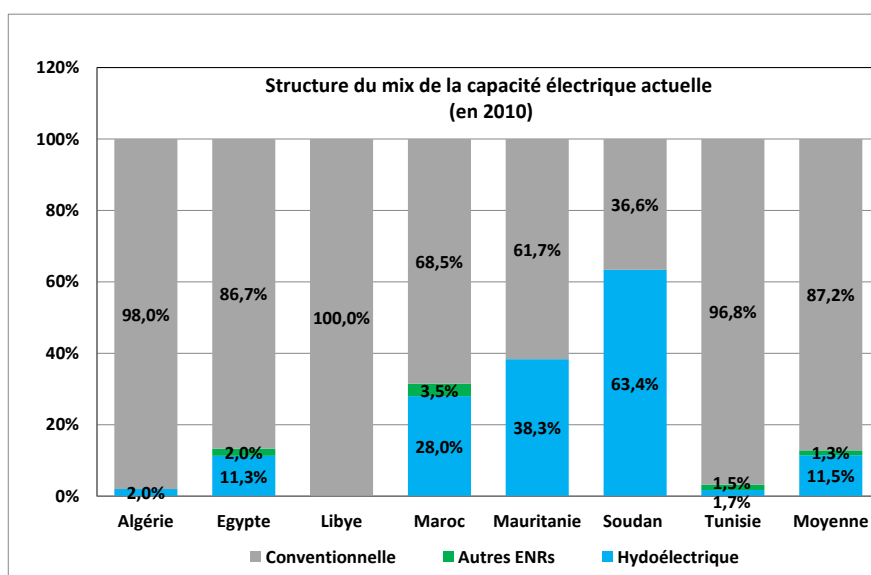


FIGURE 9: Mix de la production électrique selon les pays

(Source : UAEP, 2012)

La capacité hydraulique installée dans la région est évaluée à environ 6 550 MW dont 94% sont installés dans seulement trois pays (Egypte, Maroc et Soudan) à fort potentiel hydraulique. La capacité d'énergie renouvelable hors hydraulique installée dans la région s'élève à 765 MW.

III. Etat des lieux des ER dans la région

1. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables

L'électricité renouvelable connectée au réseau renvoie essentiellement à quatre filières, à savoir l'hydroélectricité, l'éolien de grande puissance, les centrales PV, les centrales thermodynamiques et la valorisation électrique des déchets.

En 2010, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité n'a pas dépassé 12,8% dont 11,5% pour hydraulique et le reste aux énergies renouvelables modernes.

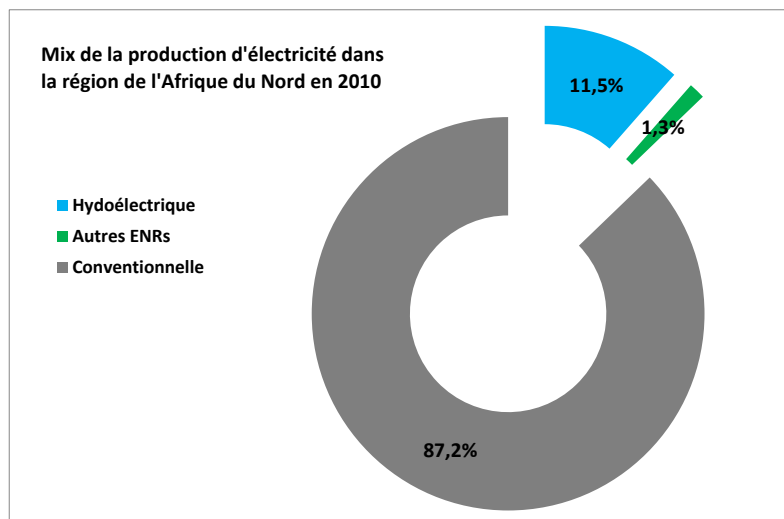


FIGURE 10: Mix de la production électrique
(Source : UAEP, 2012)

La production hydroélectrique est essentiellement dominée par 3 pays, à savoir l’Egypte, le soudan et le Maroc, comme le montre le graphique suivant.

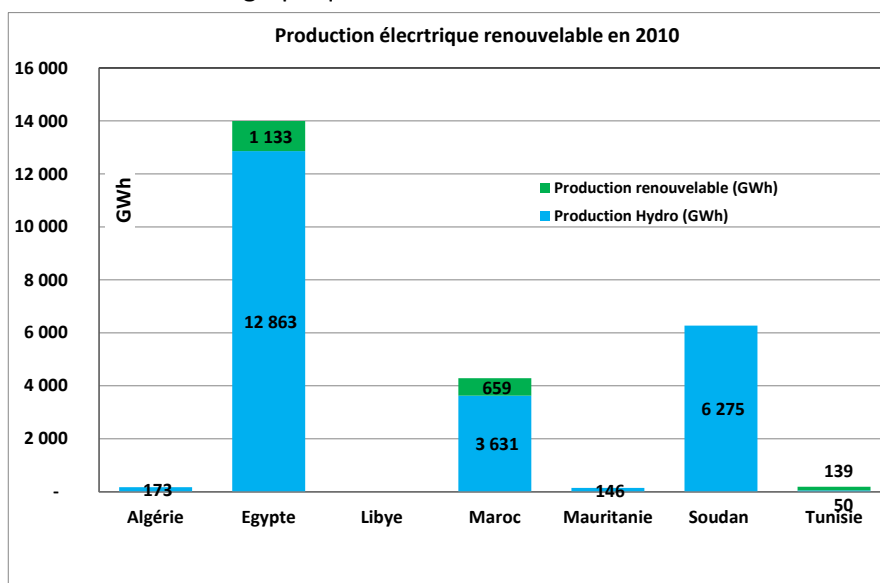


FIGURE 11: Production d'électricité renouvelable en 2010
(Source : UAEP, 2012)

En 2010, la capacité renouvelable totale installée dans la région est estimée à environ 7312 MW dont 6547 hydroélectrique et 765 autres ER modernes.

Comme le montre le graphique suivant, trois pays seulement disposent de parcs d'énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité, soit l'Egypte (490 MW), le Maroc (221 MW) et la Tunisie (54 MW).

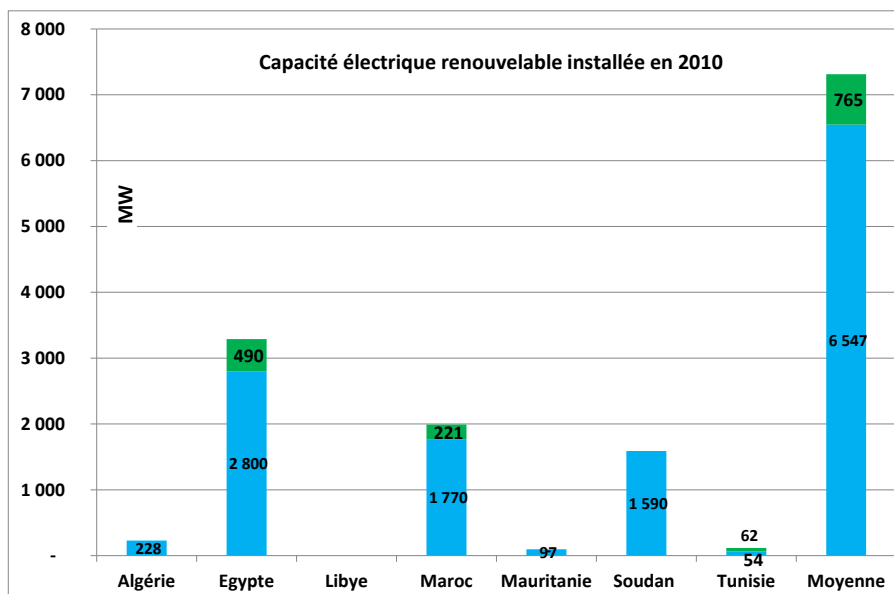


FIGURE 12: Capacité d'électricité renouvelable en 2010

(Source : UAEP, 2012)

En Egypte, la capacité totale d'énergie renouvelable hors hydraulique installée jusqu'à 2011 s'élève à 575 MW, répartie comme suit :

- Eolien, 445 MW principalement sur la région de Zaafarana
- Solaire PV, 10 MW spécialement pour l'électrification rurale, le pompage et le dessalement
- Solaire CSP, 20 MW intégré avec un cycle combiné de 120 MW

Par ailleurs, un parc de 250 MW éolien est en cours d'installation sous le régime de BOO au Golf du Suez.

Au Maroc, la capacité des renouvelable installée jusqu'en 2012 s'élève à environ 350 MW répartie comme suit :

- Eolien, 290 MW
- PV, 3 MW pour le pompage et l'électrification rurale
- CSP 20 MW (Beni Mathar)

Par ailleurs, un parc de 160 MW de solaire CSP (Ouarzazate) vient d'être attribuer en concession à un consortium international pour le construire et l'exploiter. Pour l'éolien, des projets de plus de 700 MW sont d'ores et déjà sont engagés.

L'Algérie, présente une capacité des énergies renouvelables qui se limite essentiellement au Parc solaire de CSP de Hassi R'Mell en plus quelques MW d'énergie PV dans les sites décentralisés.

La Tunisie compte, en 2012, 245 MW éolien et quelques 5 MW essentiellement sous forme de solaire PV connecté au réseau basse tension. Un Parc solaire PV de 10 MW est en cours d'installation dans la région de Tozeur.

En Libye, il n'existe pas pour le moment de capacité renouvelable installée. Cependant, des projets de 180 MW sont en cours de mise en œuvre dont 60 MW éolien à Derna 120 MW éolien à Al Maqrun et 15 MW de solaire PV.

Depuis, plusieurs projets ont eu lieu ou en cours de réalisations, dont on cite essentiellement :

- Une centrale éolienne de 210 KW connecté à un réseau local sur le site de Nouamghâr
- Deux centrales de dessalement d'une capacité totale 120 m³/Jour dans la même région en plus de deux fabriques de glaces d'une capacité totale 10t/Jour
- Une centrale éolienne d'une puissance de 4,4 MW réalisée en 2012 à Nouadhibou-zouérate par la SNIM
- Une centrale de 15 MW éolien à Nouadhibou en cours de réalisation
- Centrale Solaire PV de 3 MW en cours de réalisation à Zouerate
- Une centrale d'une puissance totale 5+3 MW Solaire-Diesel reliée au réseau local de Kiffa en cours de d'étude

En 2011, le Soudan avait une capacité installée totale d'environ 1325 MW et qui a augmenté de 297 MW par rapport à l'année précédente. Mise à part l'hydraulique, le pays ne comprend pas d'autres énergies renouvelables. Toutefois, le Gouvernement a annoncé la construction et l'exploitation dans les années avenir d'une puissance de 500 MW d'énergie éolienne qui seront installées le long de la côte de la mer Rouge avec des tranches de 5 phases de 100 MW chacune. Ces capacités devront être réalisées selon une approche de partenariat public privé.

Enfin, il faudra souligner qu'un premier parc éolien de 100 MW est en cours de développement dans la région de Dongola ainsi qu'un projet de 20 MW PV à Khartoum.

2. Le Chauffage solaire de l'eau

Mise à part, la Tunisie et le Maroc, le développement du chauffage solaire de l'eau est resté insignifiant. Toutefois, même dans ces deux pays, le développement du CES reste très faible par rapport à leur potentiel et par rapport aux autres pays, comme le montre le graphique suivant :

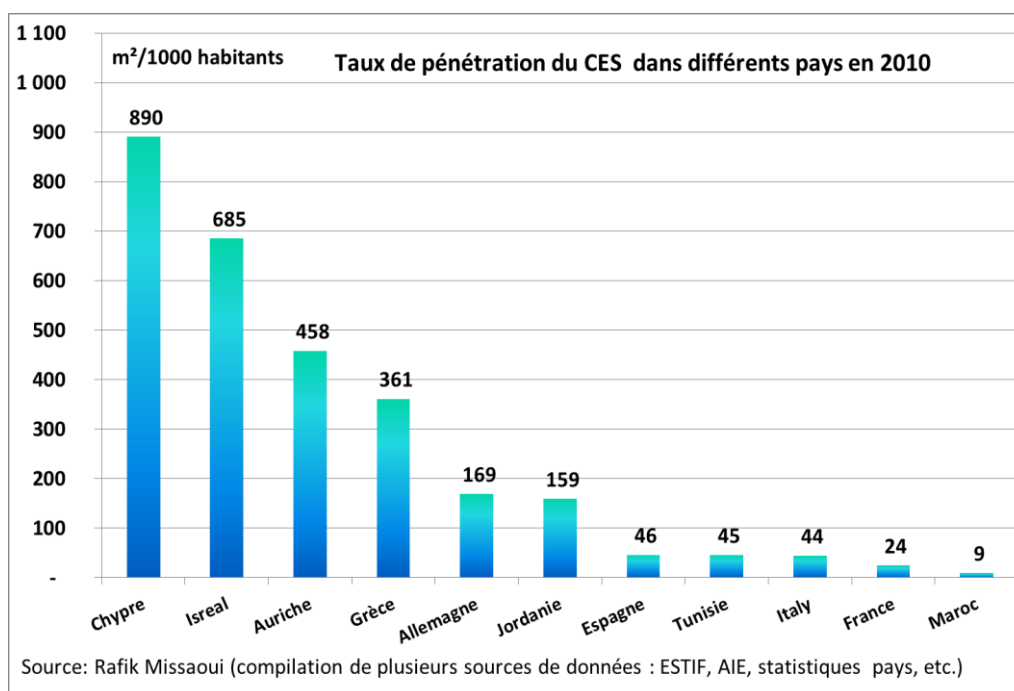


FIGURE 13: Ratio de capacité installée de chauffe-eau solaires par 1000 habitants en 2010 dans divers pays
(Source : Rafik Missaoui à partir de diverses sources : ESTIF, AIE, statistiques nationales, etc.)

2.1. Tunisie

L'expérience tunisienne en matière de diffusion des chauffe-eau solaires (CES) a démarré au début des années 80, avec une fabrication nationale à travers une société publique. Pour des raisons de maîtrise technologique, le marché a connu de sérieuses difficultés passant d'environ 5000 m² par an à la fin des années 80 à quelques centaines de m² au milieu des années 90. Pour tenter de redynamiser le marché, le Gouvernement tunisien a lancé en 1995, grâce à un financement FEM (Fonds pour l'Environnement Mondial), un programme ambitieux visant la diffusion de 50.000 m² jusqu'en 2003. L'approche du programme est basée sur la subvention du prix d'achat à hauteur de 35% ainsi que la mise en place des procédures de contrôle de qualité afin de rétablir la confiance du consommateur.

Le projet a permis de relancer le marché, de rétablir l'image de la technologie solaire et de créer un véritable tissu d'opérateurs locaux. Toutefois, le projet s'est arrêté en fin 2001 avec l'épuisement du fonds prévu pour la subvention (6,6 Millions USD). Depuis, la diffusion du CES a largement baissé, passant d'environ 18000 m² en 2001 à moins de 7500 m² en 2004.

Cette baisse du marché a coïncidé avec une forte augmentation du prix international du prix du pétrole et par conséquent l'explosion du montant de la subvention publique aux produits énergétiques et notamment, le GPL fortement subventionné (comme le butane au Maroc). Par ailleurs, les fournisseurs ont exercé une forte pression sur l'Etat pour trouver une solution à cette baisse de marché et aux difficultés qu'elle engendre pour eux.

Figure 14: Evolution de la capacité installée de chauffe-eau solaires en Tunisie

FIGURE 14: Evolution de la capacité installée de chauffe-eau solaires en Tunisie
(Source : ANME / Base de données PROSOL)

Conscient des enjeux précédemment présentés, l'Etat Tunisien a décidé de mettre en place un programme ambitieux basé sur un mécanisme (PROSOL) permettant de développer de manière durable la filière du chauffe-eau solaire en Tunisie.

La phase pilote du mécanisme PROSOL a été initiée avec l'appui du PNUE ainsi que de la coopération Italienne à travers le programme MEDREP et le centre MEDREC, cette phase a permis toutefois, de mobiliser les acteurs clé et d'aider les décideurs pour une institutionnalisation du programme.

Le mécanisme PROSOL est une solution intégrée qui vise à lever les principales barrières à l'encontre du développement du marché des CES d'ordre financier, technique et organisationnel. Ce mécanisme a permis une réelle transformation de marché faisant passer les ventes annuelles d'environ 8000 m² en 2004 à plus de 80.000 m² actuellement. Le parc installé a ainsi évolué pour atteindre plus 0,5 millions de m², comme le montre le graphique précédent.

2.2. Le Maroc

Il n'existe pas de statistiques fiables concernant les ventes des CES au Maroc, à cause du caractère relativement peu structuré du marché. Selon les chiffres de l'ADEREEE, le marché du solaire thermique incluant l'individuel et le collectif s'établit autour de 60.000 m² en 2009 et près de 70.000 m² en 2010, comme le montre le graphique ci-après. Ainsi, la capacité cumulée installée fin 2010 serait de l'ordre de 360.000 m².

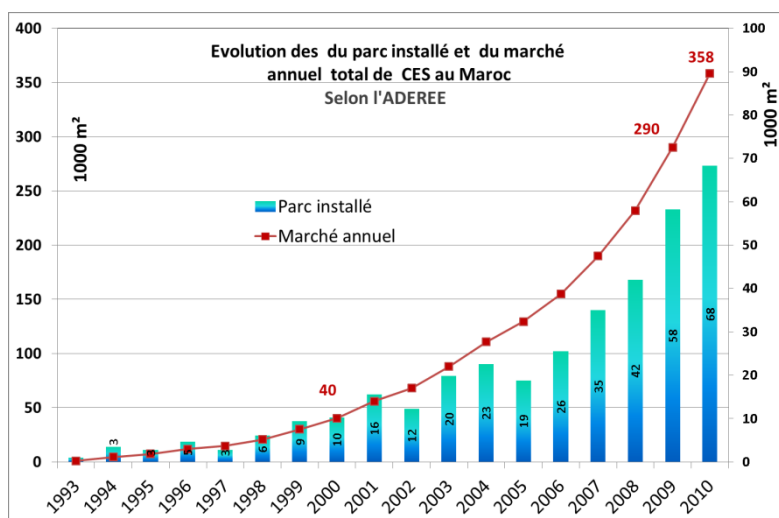


FIGURE 15: Evolution de la capacité installée de chauffe-eau solaires au Maroc (Source : ADEERE)

Le CES individuel représenterait l'essentiel du marché, soit environ 80% des ventes annuelles.

L'étude réalisée récemment par l'ADEERE sur le marché des équipements de chauffage, ventilation et climatisation fait état d'autres chiffres. Selon cette étude, basée sur les statistiques d'importations, le marché du CES individuel en 2009, serait de l'ordre de 12700 unités domestiques (soit environ 40.000 m²) et près de 8000 unités pour autres usages.

3. Electrification et pompage PV décentralisés

Le tableau suivant présente les principales réalisations dans le domaine de l'électrification et le pompage PV décentralisés.

Pays	Réalisations
Algérie	Programme d'électrification photovoltaïque réalisé par Sonelgaz, financé sur dotations de l'Etat, au profit de 1000 foyers répartis sur 4 wilayas du grand Sud, (Tamanrasset, Adrar, Illizi et Tindouf).
Mauritanie	Plus de 10000 ménages et points d'eau électrifiés par des systèmes PV.
Maroc	Environ 13 MW de PV installé dans le cadre du programme d'électrification PERG.
Tunisie	13000 ménages électrifiés par des systèmes PV et une centaine de pompes PV.

TABLEAU 5: Réalisations en matière d'électrification et de pompage PV décentralisés. (Source : Diverses sources nationales)

IV. Perspectives des ER dans la région

La plupart des pays de la région ont adopté officiellement des stratégies ambitieuses de développement des énergies renouvelables, comme le montre le tableau suivant :

	Année cible	% des ER dans la production d'électricité	Capacités ER installées
Algérie		40% (37% solaire et 3% éolien)	- 22000 MW dont 10000 MW pour l'export et 12000 pour la consommation nationale : <ul style="list-style-type: none"> o CSP : 7200 o PV : 2800 o Eolien : 2000
Egypte	2020	20% (dont 12% éolien et 8% hydro et autres)	- Eolien : 7200 MW - Biomasse : 1500 MW
Libye	2020	10%	- Eolien 1500 MW - CSP : 800 MW - PV : 450 MW - Chauffe-eau solaire : 1 m ²
Maroc	2020	42% de la puissance installé dont 28% éolien et solaire et 14% hydro.	- Eolien : 2000 MW - CSP/PV : 2000 MW - Chauffe-eau solaire : 1,7 millions m ²
Tunisie	2030	30% (15% éolien, 10% solaire PV et 5% CSP)	- Eolien 1500 MW - CSP : 600 MW - PV : 2000 MW - Chauffe-eau solaire : 1,5 millions m ²
Sudan	2020 / 2030		- Eolien 500 MW d'ici 2030 - CSP/PV : 2000 MW d'ici 2030

TABLEAU 6: Objectifs des stratégies nationales en matière d'énergie renouvelable dans les pays de l'Afrique du Nord

(Source : Diverses sources nationales)

Pour faciliter la mise en œuvre de ces stratégies, certains de ces pays ont mis en place des cadres réglementaires spécifiques, mais qui restent, dans la plupart des cas, peu satisfaisants eu égard aux objectifs annoncés.

	Principale réglementation spécifique aux ER	Accès au réseau	Tarif d'achat
Algérie	- La loi N°02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz - La loi N° 2004-09 du 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables - La loi sur la maîtrise de l'énergie (fond pour la maîtrise d'énergie)	- Autorisé	En cours
Egypte	- Nouvelle loi en 2011 autorisant l'autoproduction et la vente l'accès au réseau	- En cours d'ouverture	En cours
Libye	Pas de loi spécifique	- interdit	non
Maroc	Loi 13-09 de 2009 (Approche d'autoproduction)	- Libre dans pour les puissances inférieure à 2 MW. Nécessité d'autorisation au-delà	- Partiel concernant, l'excédent de l'énergie produite par l'exploitant
Tunisie	La loi 2009-7 et décret 2009-362 (Approche d'autoproduction)	Accès libre au réseau dans le cadre de l'autoproduction.	- Partiel concernant, l'excédent de l'énergie produite par l'auto producteur ne dépassant pas 30%.

TABLEAU 7: Principales mesures prises dans les pays d'Afrique du Nord en matière de promotion des énergies renouvelables

(Source : Diverses sources nationales)

V. Les mécanismes de financement et d'incitations spécifiques aux ER

1. Retour de l'expérience internationale : Typologie des mécanismes

1.1. Approche de développement du marché de la production d'électricité renouvelable

Deux principales approches ont été utilisées pour favoriser la production de l'électricité à partir des sources d'énergies renouvelables :

- La première est fondée sur le système d'obligation d'achat par les distributeurs de l'électricité photovoltaïque² à un « prix garanti » et affiché ;
- La seconde est basée sur la garantie de parts de marché à travers des objectifs gouvernementaux fixés par mandat ou par quota. Ces objectifs sont à réaliser à travers des appels d'offres pour des concessions de production de sources renouvelables et /ou par la création d'un marché de certificat verts issus de quotas d'électricité verte imposés aux producteurs d'électricité nationaux.

Les instruments spécifiques réglementaires applicables au photovoltaïque sont essentiellement les suivants :

1.1.1. Prix garantis

Tarif d'achat (Feed-In Tariff - FIT)

Le gouvernement (ou tout autre organisme de régulation) fixe un prix qui est garanti pendant une certaine période de temps durant laquelle les producteurs d'électricité peuvent vendre de l'électricité provenant de sources renouvelables et injectée dans le réseau. Certains systèmes offrent un tarif fixe tandis que d'autres associent des primes fixes ajoutées aux tarifs du marché ou de coûts connexes. Les tarifs sont exprimés en monnaie nationale par kWh ou par MWh.

Les tarifs de rachat sont le plus souvent fixés à des niveaux qui permettent une bonne rentabilité aux investissements dans les projets renouvelables, ce qui est de nature à promouvoir le développement du marché.

Le système du tarif d'achat a été introduit progressivement depuis plus d'une dizaine d'années dans près de 50 pays ou Etats. Il concerne la plupart du pays de l'Union Européenne, le Japon, la Corée du Sud, la Thaïlande, l'Afrique du Sud, le Kenya, etc.

Facturation nette (Net Metering)

Dans le même esprit, le net metering est un des systèmes les plus simples puisqu'il s'agit seulement d'autoriser le flux bidirectionnel d'électricité entre le réseau de distribution d'électricité et la production personnelle du client. Les clients ne paient que pour la production nette d'électricité utilisée. La facturation nette a été introduite dans 13 pays parmi lesquels l'Allemagne, le Canada, la Jordanie, le Mexique, le Pakistan, les Philippines. C'est souvent une option à laquelle peuvent souscrire les clients, alors que d'autres systèmes (Tarif d'achat) peuvent aussi exister dans le pays.

² A noter que généralement cela s'applique aussi à d'autres électricités « vertes » (éolien, biomasse, hydraulique,...) avec des tarifs différenciés selon les technologies

1.1.2. Obligations d'objectifs

Les quotas (Renewable Portfolio Standard - RPS)

Il s'agit d'obligations quantitatives de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ou de politiques de quotas qui sont imposées à des distributeurs d'énergie par le gouvernement. Un pourcentage minimum de la production vendue ou de la capacité installée doit être fourni par des énergies renouvelables. Les sociétés ou distributeurs assujettis sont tenus de veiller à ce que la cible qui leur est assignée par la puissance publique soit atteinte dans les délais et les quantités requis. A défaut, ils subissent de fortes pénalités.

Pour réaliser leurs obligations, les distributeurs peuvent mettre en place des capacités de production dans lesquelles ils vont investir ou / et proposer des incitations à leurs clients qui vont produire eux-mêmes leur propre électricité qu'ils injecteront dans le réseau à un tarif incitatif que va leur proposer le distributeur. Dans ce second cas, il s'agit d'un système de tarif mais proposé par le distributeur et non imposé par la puissance publique. Des mécanismes de marchés pourront donc le réguler.

Moins de 15 pays dans le monde ont mis en place cette politique de quotas au niveau national ou au niveau des États / provinces, parmi lesquels l'Australie, l'Italie, le Japon, la Pologne, la Roumanie, la Suède, le Royaume-Uni, la Californie.

Les Certificats Verts (Tradable Renewable Energy Certificate - REC)

Souvent, l'instrument de quotas est adossé à un système de certificats verts qui sont des titres donnés pour la production d'électricité renouvelable. Ces certificats, reconnus par l'Europe, sont négociables comme des titres sur les marchés nationaux d'abord, mais aussi internationaux.

Les Certificats verts fonctionnent dans 20 pays au niveau national, parmi lesquels l'Australie, l'Inde, le Japon, la Russie, la Norvège et la plupart des pays membres de l'UE. Souvent associés à des projets de grande envergure, en Belgique, ils sont négociables dans le résidentiel.

1.2. Les systèmes d'incitations

1.2.1. Incitations fiscales

Un certain nombre d'incitations fiscales de nature à favoriser l'émergence des énergies renouvelables peuvent être mises en œuvre.

Certaines seront axées sur la réduction des coûts et l'amélioration de la compétitivité relative des technologies des énergies renouvelables en accordant des avantages fiscaux indirects. D'autres consistent à accorder des avantages fiscaux directs.

Il peut s'agir alors de : Crédits d'impôt à l'investissement, d'exonérations d'impôt foncier, de crédits d'impôt de production, des remises de taxe de vente, d'exonérations de taxe d'accise (ex. TVA), etc. Généralement appliquées à des projets industriels, certaines de ces réductions pourront aussi être appliquées au résidentiel (ex. France).

Les avantages fiscaux indirects

C'est une approche classique qui consiste à accorder des avantages sur les taxes indirectes sur les équipements d'énergie renouvelable et plus généralement les équipements économes en énergie : exonération de TVA et de droit de douane à l'importation. Lors de la phase de démarrage du marché, cette mesure constitue une incitation peu coûteuse pour les gouvernements, du fait que l'assiette de son application est encore faible dans le pays. Ce type de mesure existe par exemple en Tunisie depuis plusieurs années.

Les avantages fiscaux directs

Il s'agit dans ce cas d'accorder aux investisseurs dans les projets d'ER des avantages en termes d'impôt sur le revenu (ou sur les bénéfices pour les personnes morales).

- Crédit d'impôt pour investissement

Une partie de l'investissement est déduit des impôts. Un crédit d'impôt peut s'appliquer sur la base taxable ou sur l'impôt dû. Dans le second cas, il est évidemment encore plus favorable. Un crédit d'impôt implique une possibilité de remboursement par l'Etat au contribuable. Il peut s'appliquer seulement à certaines catégories de contribuables. Il peut (et doit) avoir des limites.

- Crédits d'impôt à la production ou la réduction des ventes, de l'énergie, de carbone, d'accise, TVA, etc.

Des systèmes alternatifs de crédit d'impôt sur le produit de la vente d'électricité renouvelable, sur l'évaluation de l'énergie, du carbone économisé ou de la TVA payée peuvent être mis en place. Ceux-ci s'appliquent alors à la quantité d'électricité générée pendant l'année considérée (et non pas au montant de l'investissement).

- Réduction d'impôt

Les réductions d'impôts peuvent s'appliquer de la même manière que les crédits d'impôts. Ils s'appliquent bien à l'impôt final, mais à la différence des crédits d'impôt, ils n'induisent pas de remboursement en cas de dépassement de l'imposition.

- Le paiement de la production d'énergie

C'est un système de paiement direct du gouvernement par unité d'énergie renouvelable produite. C'est un système incitatif de type subvention à durée limitée, modifiable (puisque dépendant de la politique budgétaire révisée chaque année) et variable, non contractuelle (contrairement au tarif d'achat). Cela peut être donc un système d'une durée limitée de nature à encourager l'émergence d'un marché sans engager le gouvernement dans une politique à long terme.

1.2.2. Aides financières publiques

Ce sont des incitations sous forme de subventions directes aux investissements dans les installations renouvelables. Elles visent la réduction des coûts d'investissement pour l'utilisateur afin de rendre l'investissement dans les renouvelables plus rentable et donc plus attractif.

Elles peuvent concerner aussi la bonification du taux d'intérêt bancaire afin de réduire pour l'utilisateur le coût du financement et améliorer ainsi la rentabilité des installations en question.

Le paiement de l'aide peut être effectué directement par le Gouvernement (Trésor public) ou par un organisme d'Etat spécifiquement dédié.

Afin, d'assurer la pérennité du système d'incitation, l'origine de l'aide publique peut être adossée à des fonds publics alimentés par des taxes affectées, ce qui permettra s'assurer des ressources stables pour l'incitation.

1.2.3. Mécanismes spécifiques de financement

Il s'agit le plus souvent de mécanismes intégrant une combinaison de plusieurs types de mesures, mais de manière cohérente. En effet, en plus de la subvention publique, les mécanismes se basent souvent sur des systèmes de crédit dont la durée est suffisamment longue pour être adaptée à la capacité de paiement des ménages.

Le système de crédit est le plus souvent adossé en amont à une ligne de crédit dont le taux et la durée de maturité sont concessionnels. En plus de la concessionnalité de la ligne de crédit, l'Etat peut décider de subventionner le taux d'intérêt afin de rendre le crédit plus accessible aux usagers.

Enfin, le crédit peut être distribué directement par les banques, mais cela peut poser trois contraintes essentielles :

- Le taux de bancabilité des ménages qui reste souvent faible dans les pays en développement,
- Les coûts de transaction élevés dans la gestion du crédit par les banques (instruction et recouvrement), compte tenu des faibles montants de crédit,
- Le risque d'impayés qui peut être élevé, dans le cas d'absence de garanties fournies par les ménages.

Pour dépasser de telles contraintes, certains pays (cas de la Tunisie, Kenya, Afrique du Sud) utilisent les distributeurs électriques à la fois comme recouvreur des remboursements à travers les factures d'électricité, mais aussi comme organisme de garantie des paiements en utilisant le levier de la déconnection du ménage de son branchement électrique en cas d'impayé.

2. Principales expériences des mécanismes de financement dans la région

Les expériences observées dans les pays de la région peuvent être classées selon cinq grandes catégories :

- Le feed in tariff et/ou le net metering
- Les incitations fiscales directes et indirectes
- Les subventions d'investissement
- Les systèmes de facilitation de l'accès au crédit
- Les mécanismes de financement innovants

2.1. Le feed in Tarif et/ou le net metering

Pour le moment, il n'existe pas dans la région un véritable tarif d'achat (Feed-in Tariff) affiché et attractif pour la production électrique à partir des énergies renouvelables. Toutefois dans certains pays, il est possible de vendre l'électricité produite par les exploitants des énergies renouvelables au réseau électrique avec des tarifs négociés. Ces cas sont présentés dans ce qui suit :

Maroc

Dans le cadre de la loi 13-09 sur les énergies renouvelables, l'exploitant peut vendre l'électricité produite à l'ONE moyennant un droit d'utilisation du réseau de transport fixé 8CDH/kWh³ et d'un prix de vente négocié dans le cadre d'un contrat de vente négocié entre l'exploitant et l'ONE. Le tarif d'achat devrait se situer autour de 60% du tarif de vente de l'électricité MT de l'ONE.

Tunisie

En Tunisie, la loi sur la maîtrise de l'énergie (loi 2009-7 de 2009) autorise les entreprises et les groupements d'entreprise à produire de l'électricité à partir des énergies renouvelables pour leurs propres besoins et, vendre l'excédent à hauteur de 30% maximum à la compagnie d'électricité. Le prix d'achat est fixé au même niveau que le prix de vente moyenne tension 4 postes appliqué par la STEG⁴.

³ Environ 0,7 C€/kWh

⁴ Environ 0,06 €/kWh

Pour les producteurs d'électricité à partir du solaire PV raccordé au réseau BT dans le cadre du programme Prosol-elec, c'est le système du net metering qui est appliqué. En d'autres termes, le consommateur paye le solde entre l'énergie produite et l'énergie consommée au même tarif de vente appliqué par la STEG.

Algérie

Il semble qu'un tarif d'achat de l'électricité renouvelable soit en train de se mettre en place par les autorités algériennes sur la base du dialogue multi-parties prenantes mené actuellement par la commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) avec l'assistance technique de la coopération Allemande. Cette action devrait permettre de fixer un prix d'accès libre au réseau électrique avec l'appui du Ministère de l'Environnement Allemand (BMU)

Egypte

Avec l'appui de la coopération allemande, l'Etat Egyptien est en train de mettre en place aussi un système de tarif d'achat (Feed in tariff) qui devrait entrer en vigueur en 2012. Le tarif sera révisé tous les deux à quatre ans afin d'évaluer l'étape suivante et baisserait probablement de l'ordre de 2% par an.

2.2. Les incitations fiscales

Les incitations fiscales observées dans les pays de la région pour les énergies renouvelables sont essentiellement de type indirect, couvrant notamment des exemptions de taxes intérieures et de droit de douanes. Le tableau suivant présente les incitations observées dans les différents pays de la région :

Pays	Incitations
Algérie	Aucune mesure spécifique
Egypte	Exonération de droit de douane pour les équipements d'énergie renouvelables
Libye	Aucune mesure spécifique
Maroc	Droit de douane fixé à 2,5% pour les équipements d'énergie renouvelable
Tunisie	Exonération de la TVA et des droits de douane des équipements

TABLEAU 8: *Incitations fiscales aux ER dans les pays d'Afrique du Nord*

(Source : Diverses sources nationales)

Ainsi, les incitations fiscales les plus importantes sont en Tunisie où en plus de la réduction des droits de douane, la loi prévoit une exonération totale de la TVA des équipements relatifs aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique.

2.3. Les subventions d'investissement

Les subventions d'investissement des énergies renouvelables sont observées particulièrement dans 4 pays de la région, à savoir la Tunisie, l'Algérie, le Maroc et l'Egypte.

Tunisie

Des avantages financiers directs sont accordés à certaines mesures d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables dans le cadre de la loi sur la maîtrise de l'énergie et des textes qui lui sont associés. Pour les énergies renouvelables, les aides aux investissements sont présentées dans le tableau suivant :

Mesures	Plafond
Eclairage et pompage solaire et éolien dans les fermes agricoles	✓ 40% plafonné à 20 000 DT
Production d'électricité à partir de biogaz	✓ 40% plafonné à 100 000 DT
Production d'électricité par les ménages à partir de l'énergie solaire photovoltaïque raccordée au réseau BT	✓ 30% plafonné à 2300 DT/ kWc avec un plafond de 15 000 DT/foyer
Chauffe-eau solaire individuel	200 DT pour les chauffe-eau solaires de surface de capteur de 1 à 3 m ² . 400 DT pour les chauffe-eau solaires de surface de capteur de 3 à 7 m ² .
Chauffe-eau solaire tertiaire	Installation C1 : moins 15 m² de capteurs - Subvention publique de 30% du prix du CES avec un plafond de 150 TND par m ²
	Installation C2 : plus 15 m² de capteurs et mois de 30 m² - Subvention publique de 30% du prix du CES avec un plafond de 150 TND par m ² - Surprime de 10% financée sur la coopération Italienne à travers le PNUE (50 DT/m ²)
	Installation C3 : plus 30 m² - Subvention publique de 30% du prix du CES - Surprime de 25% financée sur la coopération Italienne - Bonification du taux d'intérêt de 2 points et 6 DT/m ² par an pour la maint sur 4 ans - Plafonné à 300 DT /m ²

TABLEAU 9: *Subventions d'investissement accordées aux ER en Tunisie*
(Source : Réglementation tunisienne)

Algérie

A travers le Fonds National de Maîtrise de l'énergie, l'Etat algérien peut octroyer des subventions dont le montant est variable selon le type de mesures. Par exemple dans le cas du CES individuel, la subvention devrait atteindre 55% du cout d'investissement.

Maroc

Le Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Environnement et de l'Eau et l'ADEREE ont signé une convention selon laquelle le Fond de Développement Energétique accorde un montant d'environ 10 M€ pour soutenir le marché du CES individuel au Maroc. Ce soutien devrait être sous forme de subvention d'investissement à l'acquisition des CES par les ménages, couplé à un système de crédit à la consommation.

Egypte

Le programme EGYSQL financé par le Ministère italien de l'Environnement accorde 25% de subvention pour les installations collectives de solaire thermique. Ce programme pilote dont les ressources sont limitées à 0,5 M\$ devrait être poursuivi grâce à un mécanisme spécifique appuyé par les ressources du Fonds de Développement Touristique, ce qui devrait permettre sa pérennisation.

2.4. Les mesures de facilitation de l'accès au crédit

Ces mesures sont essentiellement de trois types :

- La bonification du taux d'intérêt
- Les fonds de garanties
- Les lignes de crédit dédiées

Pays	Bonification du taux d'intérêt	Fonds de garanties	Lignes de crédit dédiées
Algérie	Possibilité de bonification du taux d'intérêt par le FNME (ex crédit à la consommation des CES pour lequel le FNME prendra en charge la totalité du taux d'intérêt)	Possibilité de garantie des emprunts par le FNME	
Egypte	Une mesure incitative est en cours de mise en place pour réduire le taux d'intérêt des crédits accordés aux hôteliers pour l'installation de CES collectif. Les crédits sont accordés par la Banque Nationale d'Egypte sur ressources mixtes dont 50% proviennent du Fonds de Développement Touristique (Tourism Fund).		La Banque Nationale d'Egypte semble intéressée par le financement des projets d'installations solaires dans les hôtels, cette ligne de crédit pourrait être cofinancée par le Tourism Fund.
Maroc	Crédit à la consommation à taux négocié pour le financement de l'acquisition du CES. La baisse du taux d'intérêt est conséquente à l'économie d'échelle et la structuration du marché.	Fonds de Garantie de l'Efficacité Energétique et des Energies Renouvelables « FOGEEER » pour la garantie des sociétés de leasing qui finance des projets de chauffe-eau solaire collectif (hôtels notamment). Fonds de 10 MDH clôturé en 2009.	
Tunisie	<ul style="list-style-type: none"> - Subvention du taux d'intérêt du crédit de 2 points pour le CES collectif. Il s'agit d'une mesure ponctuelle, appuyée par la coopération italienne pour lancer le marché - Bonification du taux d'intérêt de 3 pts de la ligne de crédit AFD destinées aux investissements de maîtrise de l'énergie (subvention UE). 	Fonds de garantie des entreprises de service énergétique dans le cadre de la maîtrise de l'énergie dans le secteur industriel. Granite à hauteur de 75% des crédits pour un montant plafonné à 4 MDT	<ul style="list-style-type: none"> - Ligne de crédit AFD de 40 M€ destinée à financer les grands projets privés de maîtrise de l'énergie. Cette ligne est distribuée par 3 banques privées tunisiennes. - Ligne de crédit Banque Mondiale de 50 M\$ destinée à financer les grands projets privés de maîtrise de l'énergie. Cette ligne est distribuée par 3 banques privées tunisiennes.

TABLEAU 10: Les mesures de facilitation de l'accès au crédit pour le financement des ER dans les pays d'Afrique du Nord
(Source : Diverses sources nationales)

2.5. Les mécanismes de financement innovants

Les mécanismes innovants sont souvent une combinaison appropriée de différentes mesures incitatives couplée à une organisation institutionnelle multi-acteurs.

Dans la région, ce type de mécanismes est relativement récent et est observé dans peu de pays. Certains pays commencent aussi à lancer une réflexion sur la mise en place de ce type de mécanismes.

2.5.1. Tunisie

La Tunisie est l'un des pays de la région où les mécanismes de financement spécifiques aux énergies renouvelables étaient développés. Parmi ces mécanismes on citera notamment :

- Le mécanisme PROSOL pour le développement des chauffe-eau solaires dans le secteur résidentiel et tertiaire
- Le mécanisme PROSOL –Elec pour le développement des installations PV raccordé au réseau

Le mécanisme PROSOL résidentiel

Le mécanisme PROSOL est aujourd'hui le déterminant majeur du marché du CES en Tunisie, par la nature même de ses incitations, ses procédures et ses acteurs. Le mécanisme PROSOL est une solution intégrée qui vise à lever les principales barrières à l'encontre du développement du marché des CES d'ordre financier, technique et organisationnel. Le tableau suivant présente les éléments clés de ce mécanisme.

Désignation	Information
Nom	PROSOL Résidentiel
Objectifs	Atteindre 1 million de m ² à l'horizon 2015, ce qui ramènerait le taux de pénétration de 12 m ² par 1000 habitants en fin 2004 à environ 46 m ² par 1000 habitants en 2009 et à 92 m ² par 1000 habitants en 2015.
Démarrage	2005
Mesures spécifiques du PROSOL	<p>Le programme PROSOL est un mécanisme intégré visant la création des conditions appropriées pour le développement de la filière des CES en Tunisie, il consiste en :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'octroi d'une subvention publique de 200 TND pour les CES de 1 à 3 m² de capteur et de 400 TND pour les CES de 3 à 7 m² de capteurs pour baisser le prix du CES à l'acquisition et améliorer sa rentabilité pour le consommateur final. - L'octroi au consommateur d'un crédit bancaire remboursable sur une durée de cinq ans, dont le recouvrement est assuré via la facture de la STEG pour faciliter l'accès du consommateur au CES. - Un système de contrôle qualité en amont et en aval des fournisseurs et de leurs produits commercialisés dans le cadre du programme pour assurer le SAV et améliorer l'image de marque du CES.
Partenaires du PROSOL	<p>Les partenaires du programme sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> - ANME qui accorde la subvention sur le FNME et gère le programme et assure sa promotion. - Banque commerciale (Attijari Bank) qui accorde le crédit au consommateur dans le cadre d'une ligne de crédit couvrant une période de 5 ans. - STEG assure le recouvrement des crédits sur la facture d'électricité et fournit sa garantie pour le remboursement du crédit. - Consommateur qui adhère au programme s'engage à respecter ses exigences. - Fournisseurs et installateurs agréés par l'ANME assurent fourniture, l'installation et le SAV des CES agréés par l'ANME - Syndicat professionnel qui assure l'encadrement de la profession et participe à la réalisation des mesures d'accompagnement.
Mesures d'accompagnement	<ul style="list-style-type: none"> - Incitations fiscales pour l'importation et la fabrication des CES - Contrôle qualité des équipements et des services. - Formation des opérateurs - Communication pour la promotion du programme
Résultats	<p>Résultats quantitatifs :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le programme PROSOL, a permis d'atteindre 500 000 m² de CES installés en fin 2010 contre seulement 120 000 m² en fin 2004. Le rythme d'installation doit se stabiliser autour de 100 000 m² par an à partir de 2012 par l'effet de la banalisation de l'accès à cette technologie. - Le programme devrait permettre d'éviter 570 000 tonnes équivalent CO₂ (TeCO₂) sur la période 2007-2011. <p>Résultats qualitatifs :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Elargissement de l'offre par l'effet de l'industrialisation (50 fournisseurs dont 6 fabricants locaux.) - Adaptation de la gamme aux besoins réels des ménages et diversification des produits pour mieux couvrir ces besoins. - Baisse des prix des CES par l'effet de la concurrence et des économies d'échelle. - Création d'emplois dans le domaine de la fourniture et de l'installation des équipements. - Amélioration de l'image du CES par rapport à la période avant PROSOL

TABLEAU 11: Description du mécanisme PROSOL en Tunisie

Le mécanisme PROSOL tertiaire

Le mécanisme est basé sur :

- L'octroi d'une subvention publique de 30% du prix du CES avec un plafond de 150 TND par m² de capteurs sur chaque achat de CES de sorte à faire baisser le temps de retour pour le promoteur. Cette subvention est accordée par l'ANME sur les ressources du Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie (FNME) ;
- Une surprime et une bonification sont accordées selon la taille de l'installation, le détail de la prime, de la surprime et de la bonification est donné par le tableau suivant :

	Catégorie	Prime	Surprime	Bonification
C1	Installations moins 15 m² de capteurs	Subvention publique de 30% du prix du CES avec un plafond de 150 TND par m ²		
C2	Installations plus 15 m² de capteurs et moins de 30 m²	Subvention publique de 30% du prix du CES avec un plafond de 150 TND par m ²	Surprime de 10% financée sur la coopération Italienne à travers le PNUE (50 DT/m ²)	
C3	Installations plus 30 m²	Subvention publique de 30% du prix du CES	Surprime de 25% financée sur la coopération Italienne	Bonification du tx Int de 2 points et 6 DT/m ² par an pour la maint sur 4 ans
Plafond de 300 DT/m ²				

- Un système de contrôle qualité basé sur l'éligibilité des produits et des fournisseurs sur la base de critères préétablis et sur la structuration de la filière et la qualification des opérateurs (bureaux d'études, bureaux de contrôle, installateurs,...)

Le programme a permis d'installer environ 5000 m² depuis sa mise en œuvre en 2008.

Le mécanisme Prosol - Elec

Dans sa première phase pilote qui vise à initier le marché et dont l'objectif est d'installer 1,5 MW sur la période 2010-2011, le mécanisme de financement programme PROSOL ELEC est basé sur les incitations suivantes:

- Une subvention du Fonds National de la Maîtrise de l'Energie (FNME) représentant 30% du coût de l'investissement de l'installation photovoltaïque et plafonnée à 3 000 TND par kWc et 15 000 DT pour toute l'installation photovoltaïque;
- Une prime supplémentaire de 10% du coût de l'investissement accordée par le Ministère Italien de l'Environnement et de Territoire (MIET) à travers le MEDiterranean Renewable Energy Centre (MEDREC);
- La prise en charge par la STEG du coût de l'onduleur ;
- Un crédit bonifié à taux 0% d'une durée de 5 ans, pouvant atteindre 3000 DT par kWc et plafonné à 6000 DT, remboursable sur la facture STEG. Ce crédit est accordé dans le cadre d'une ligne de crédit mise à disposition à la STEG par une banque privée choisie par voie de concurrence (ATTIJARI BANK). La STEG assure de son côté le recouvrement des créances au profit de la banque ainsi que la garantie des paiements en déconnectant le client en cas de défaut de paiement.

Dans sa deuxième phase (actuellement en mise en place), le PROSOL ELEC fournit la subvention prévue par le FNME telle que décrite ci-dessus et un crédit d'une durée de 7 ans au taux de TMM+1,2 ; soit environ 4,5%.

La facturation est établie par la STEG sur la base du principe du « **net metering** », soit sur la base du solde si la quantité de l'énergie fournie (par la STEG) est supérieure à l'énergie livrée (par le producteur) et sur la base du tarif en vigueur fixé par décision du Ministre chargé de l'énergie.

Si au contraire, la quantité d'énergie livrée est supérieure à l'énergie fournie, l'écart sera reporté sur la facture du Producteur pour le cycle de facturation suivant.

La phase pilote de Prosol Elec a permis d'installer 739 installations totalisant près de 1600 kWc. Sur cette période le programme a permis d'éviter environ 900 tep d'énergie primaire ou 12700 tep sur la durée de vie des installations.

2.5.2. Maroc

Le Maroc est en cours de mise en place d'un mécanisme spécifique pour le développement du CES individuel. Il est probable que ce mécanisme s'appuiera sur les éléments suivants :

- Subvention au prix du CES dimensionnée de manière à rendre le CES attractif pour les consommateurs. Cette subvention sera certainement limitée dans le temps.
- Crédit à la consommation pour la partie restante du coût du CES. Le crédit sera sur une période de 3 à 4 ans avec un taux d'intérêt de 9 à 10%.
- Contrôle qualité avec la mise en place d'un système strict de contrôle de qualité (en amont et aval).
- Management Information System qui soit partagé entre les différents acteurs pour faciliter la gestion du mécanisme.
- Communication et information par le lancement de campagnes massives de communication en faveur du CES (spot TV, foire, etc.) tout en utilisant la subvention comme argument de vente.

2.5.3. Egypte

Le développement du marché des CES en Egypte focalise sur le segment des applications tertiaires compte tenu de la rentabilité du chauffage solaire dans ce secteur étant donné les tarifs énergétiques qui y sont appliqués, dans ce cadre un premier mécanisme baptisé EGYSOL a été mis en place avec l'appui de la coopération italienne en vue d'initier ce marché.

Le programme EGYSOL soutenu par le MEDREP du Ministère italien de l'Environnement est un mécanisme qui:

- Accorde 25% de subvention pour les installations collectives de solaire thermique et une subvention dégressive du coût de la maintenance sur 4 ans après la première année de garantie,
- Assure la sensibilisation et la formation des acteurs impliqués en vue d'améliorer leurs connaissances et qualifications
- Offre l'assistance pour l'établissement des standards de qualité des CES.

Jusqu'à fin 2011 le programme a permis d'équiper 9 unités hôtelières par une capacité de 1120 m² de CES, le temps de retour moyen est d'environ 4,5 ans

Ce programme pilote dont les ressources sont assez limitées (0,5 M\$) devrait être poursuivi grâce à un mécanisme spécifique appuyé par les ressources du Fonds de Développement Touristique, ce qui devrait permettre sa pérennisation. A ce propos, l'Egypte se propose d'initialiser un mécanisme basé sur une approche progressive de développement du marché des CES et qui commencera par le secteur touristique qui, compte tenu des tarifs énergétiques appliqués, présente des conditions intéressantes de rentabilité.

Le mécanisme d'appui au marché des CES dans le secteur touristique en Egypte serait basé sur la combinaison des incitations financières directes et d'un dispositif de crédits à taux d'intérêt optimisé.

Le mécanisme de financement est basé sur les principes suivants:

- Faciliter l'accès au CES à travers un système de crédit souple, rapide et attractif mis en place avec la banque nationale d'Egypte.
- Améliorer la rentabilité pour les hôtels par l'effet de la prime d'acquisition des CES octroyée sur les ressources d'EGYSOL au début et sur d'autres ressources à mobiliser ultérieurement.
- Appuyer financièrement la réalisation des études de dimensionnement
- Contribuer financièrement au coût d'opération et de maintenance (O&M) et exiger une garantie des équipements de 5 ans et une qualité du SAV (service après-vente)
- Accompagner le programme par :
 - Le contrôle des équipements et des services commercialisés dans le cadre du programme via des conditions d'éligibilité au programme.
 - La qualification des acteurs (installateurs, fournisseurs).
 - La communication et la sensibilisation sur l'utilisation des CES en vue de faire connaître leurs avantages.

2.6. Le Financement dans le cadre du Partenariat Public Privé

Le financement de projet ou Project finance consiste à rassembler, combiner et structurer les divers apports de fonds nécessaires à des investissements de grande envergure (i.e. infrastructure de transport, nouveau complexe industriel, centrales de production d'énergie...), privés, publics ou mixtes, en s'assurant de leur viabilité financière.

Le financement de projet se différencie d'autres méthodes de financement (notamment le financement "corporate") par le fait que les apports de fonds seront majoritairement rémunérés par les cash flows générés par le projet lui-même.

L'intérêt est multiple pour l'investisseur du projet en question, en comparaison d'un financement "corporate" ou "sur bilan" :

- déconsolider le montant de l'investissement de son bilan propre, étant donné l'importance des sommes mises en jeu.
- faire porter l'essentiel des risques inhérents au projet à un véhicule de financement portant le projet (société ad-hoc, société-projet, ou SPV pour *Special Purpose Vehicle*) : concept de *financement sans recours*.
- optimiser les apports de fonds sous forme d'une combinaison de fonds propres (capital actionnaire, ou *equity*) et de dette bancaire : cette optimisation veille à maximiser la rentabilité des fonds propres de l'actionnaire ou *sponsor* du projet, tout en assurant le remboursement de la dette bancaire dans des conditions acceptables pour les prêteurs en cas de scénarios dégradés.

Le concept de financement de projet ou de financement sans recours requiert ainsi de la part des banques maîtrisant cette expertise une analyse approfondie de tous les paramètres financiers, techniques, contractuels, réglementaires et juridiques inhérents au projet. Cette analyse est communément appelée phase de Due Diligence, et fait intervenir des consultants externes et des cabinets d'avocats d'affaires.

La notion de financement sans recours implique que les prêteurs ne pourront pas se retourner vers le sponsor du projet en cas de cash-flows générés moindres que prévu. La performance économique propre du projet concerné (par exemple : trafic conforme aux prévisions pour une autoroute, tarif de vente d'électricité conforme aux études de marché, performance opérationnelle d'une centrale éolienne...) est capitale pour assurer le bon remboursement de la dette et une rémunération acceptable des fonds propres de l'actionnaire. Les prêteurs disposent à ce titre de sûretés de premier rang sur les actifs et contrats du véhicule portant le projet en cas de défaut déclaré de ce dernier.

L'approche de Project Finance sert souvent pour le financement des grands projets d'énergie renouvelables pour la production d'électricité par le secteur privé dans le cadre de Partenariat Public Privé (PPP).

Pays	Incitations
Algérie	- Le projet de la centrale thermo-solaire de Hassi R'MEL de 25 MW a été développé par la société NEAL dans le cadre d'un contrat de type BOOT (Built Own Operate and Transfer) .
Egypte	- Le projet de la centrale éolienne du Golf du Suez de 250 MW.
Maroc	- Projet éolien de Koudia Bida de 50 MW en fonctionnement - Projet de Tarfaya de 300 MW en cours de réalisation - Un programme de 850 MW en cours de lancement - Le premier projet CSP du plan solaire marocain de 125 MW à Ouarzazate.

TABLEAU 12: Principaux projets d'ER financés dans le cadre du PPP dans la région
(Source : Diverses sources nationales)

2.7. Le mécanisme pour le développement propre

Le Mécanisme pour le Développement Propre (MDP) a été instauré par le Protocole de Kyoto en décembre 1997. Parmi les trois mécanismes de flexibilités, le MDP est le seul mécanisme qui implique les pays en développement.

Par ce mécanisme, un opérateur économique d'un pays industrialisé, peut acheter des "réductions d'émissions" réalisées dans le cadre d'un projet, auprès d'un opérateur économique d'un pays en développement, selon un processus bien défini. Les réductions d'émissions, appelées "Unités de réductions certifiées d'émissions" (URCEs) ou "crédits carbone", sont utilisables pendant la première période d'engagement (2008-2012). Ces URCEs peuvent être générées par des projets mis en œuvre dans les pays en développement (pays non-Annexe 1) pendant la période 2000 à 2012. C'est le seul mécanisme qui implique ces pays. Les projets MDP génèrent des URCEs qui seront portées au crédit des acheteurs, servant ainsi à tenir une partie de leurs engagements de réduction des émissions de GES. Ainsi, le MDP peut contribuer à améliorer les projets d'ER grâce aux revenus additionnels qu'il apporte.

Dans la région de l'Afrique du Nord, les résultats restent maigres en termes de nombre de projets enregistrés. En effet, à fin août 2012, le nombre total de projets enregistrés s'élève uniquement à 22 projets dont 13 concernent des projets d'ER, essentiellement éolien.

Pays	Nb. total de projets	Projets ER
Tunisie	2	0
Maroc	8	7
Egypte	11	5
Mauritanie	1	1

TABLEAU 13: Réalisations en matière de MDP dans la région de l'Afrique du Nord à mi 2012
(Source : CCNUCC, 2012)

D'autres projets sont en cours d'enregistrement ou de validation et, devront porter le nombre de projet à une trentaine dans la région à la fin de 2012.

Ces réalisations restent très faibles par rapport au potentiel de la région d'une part et les résultats atteints par d'autres pays, d'autre part. Les contraintes au développement du MDP dans la région sont diverses.

Certaines contraintes sont intrinsèques au processus MDP lui-même qui reste complexe impliquant des délais de mise en œuvre longs et des coûts de transaction trop élevés par rapport aux bénéfices escomptés. Cette complexité dissuade les opérateurs (surtout privés) qui doutent souvent des débouchées du processus MDP.

Le nombre réduit de projets enregistrés est dû en partie aux faiblesses des investissements dans la région dans les projets de maîtrise de l'énergie et plus particulièrement dans les énergies renouvelables du fait de leur faible attractivité pour les investisseurs (faible rentabilité, flou des cadres réglementaires, etc.).

Il est aussi important de signaler que la faiblesse des capacités spécifiques aux MDP dans la plupart des pays de la région aussi bien dans l'expertise privée que dans les institutions publiques a été l'une de barrières majeures au développement du marché du MDP. Le MDP nécessite en effet des compétences pointues et une veille continue sur l'évolution des méthodologies et nouveautés dans le domaine.

Dans la plupart des pays de la région, la structure économique, notamment dans le secteur privé, est constituée essentiellement de projets de petites tailles qui restent peu attractifs pour les acheteurs de carbone. Les grands projets sont essentiellement dans le secteur public ; toutefois, les procédures des marchés publics sont souvent inadéquates et trop lourdes par rapport aux spécificités du marché carbone, ce qui dissuade les acheteurs potentiels.

Enfin, il est à rappeler que la période d'engagement du protocole de Kytoto prend fin à la fin de 2012. Ainsi, la dernière échéance pour l'enregistrement des projets MDP est le 31 décembre 2012.

3. Les bonnes pratiques à promouvoir dans la région

Mesures	Avantages	Inconvénient	Applicabilité à la région
• Approche de développement			
Tarif d'achat (Feed In Tariff FIT)	<ul style="list-style-type: none"> • Signal politique fort • Un bon outil de promotion • Facilité de gestion • Transparence 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficulté de contrôle de marché, en cas de tarifs trop élevés (effet de bulle) • Difficulté faire supporter le surcoût par les consommateurs électriques en cas de faible assiette de consommation • Forte réticence des distributeurs électriques 	-
Facturation nette (Net metering)	<ul style="list-style-type: none"> • Facile à mettre en œuvre et à gérer • Moins coûteux pour l'Etat • Peut évoluer ensuite vers un système de tarif d'achat • Transparence 	<ul style="list-style-type: none"> • Ne permet pas d'assurer une bonne attractivité en cas de tarif bas de l'énergie • Ecrémage du marché, car économiquement intéressant pour les consommateurs de tranches tarifaires hautes • Réticence des distributeurs électriques 	++
Système de quotas et de certificats verts	<ul style="list-style-type: none"> • Fort signal politique vis-à-vis des distributeurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Mesure obligatoire mal acceptée par les distributeurs • Conflit parfois avec les exigences d'équilibre financier des distributeurs • Nécessité d'un système de monitoring des quotas • Difficultés à mettre en place un marché national de certificats verts dans les petits pays 	-
• Systèmes d'incitations			
Avantages fiscaux indirects	<ul style="list-style-type: none"> • Facile à mettre en œuvre • Peu de pression sur les finances publiques 	<ul style="list-style-type: none"> • Faible visibilité politique • Faible efficacité dans le cas de l'existence de marché informel • Difficulté d'application pour le coût des services (installation, distribution) 	++
Avantages fiscaux directs	<ul style="list-style-type: none"> • Signal politique fort • Peu de pression sur les finances publiques (sauf crédit d'impôt) 	<ul style="list-style-type: none"> • Système ne permettant pas une réduction rapide des prix du marché des installations • Faible efficacité dans le cas où le taux d'évasion fiscale est élevé • Complexité de mise en œuvre et de gestion (coûts de transaction élevés) • Pression sur les finances publiques en cas de système de crédit d'impôt 	-
Subvention publique à l'investissement aux usagers	<ul style="list-style-type: none"> • Signal politique très fort • Effet immédiat sur la réduction des coûts d'investissement pour les usagers • Bon vecteur de communication • Effet stimulateur sur l'offre 	<ul style="list-style-type: none"> • Mesure inflationniste, en cas d'un surdimensionnement de la subvention • Pression sur les finances publiques • Faible durabilité, si des mesures de pérennisation ne sont pas considérées • Coûts de transaction élevés 	+

Mesures	Avantages	Inconvénient	Applicabilité au Maroc
Système de crédit spécifique	<ul style="list-style-type: none"> • Permet de réduire la contrainte de capacité d'investissement des usagers • Possibilité de neutraliser les remboursements du crédit par le gain sur la facture d'électricité • Mobilisation du secteur bancaire • Bon vecteur de communication 	<ul style="list-style-type: none"> • Exclusion de la population non bancarisées • Coûts de transaction et risque d'impayés élevés 	++
Subvention du taux d'intérêt aux usagers	<ul style="list-style-type: none"> • Bon vecteur de communication • Améliore la rentabilité pour l'utilisateur 	<ul style="list-style-type: none"> • Pression sur les finances publiques • Coûts de transaction élevés • Faible durabilité, si des mesures de pérennisation ne sont pas considérées • Distorsion du marché financier 	+
Ligne de crédit dédiée	<ul style="list-style-type: none"> • Permet de résoudre le problème des ressources financières en amont • Mobilisation du secteur bancaire 	<ul style="list-style-type: none"> • Processus de mise en place de la ligne souvent long • Problème de couverture de risque de changes 	++
Système de garantie des crédits aux usagers	<ul style="list-style-type: none"> • Permet un accès facile aux crédits • Effet stimulant pour les banques 	<ul style="list-style-type: none"> • Complexité de mise en œuvre • Risque de dérive et de laxisme sur le recouvrement 	-

- Peu faisable + Moyennement faisable ++ Très faisable moyennant quelques mesures préalables

TABEAU 14: Synthèse des mesures de financement des ER et leur applicabilité aux contextes des pays de l'Afrique du Nord.

4. Les perspectives de financement des énergies renouvelables dans les pays de la région

4.1. Besoins en financement

A partir des objectifs annoncés par les pays, une évaluation sommaire des besoins en investissements ont été évalués. Le besoins total est estimé à environ 68 milliards d'euros, répartis selon les filières et les pays comme suit.

	Horizon des objectifs	Eolien	PV	CSP	Chauffe-eau solaire	Total
Algérie	2030	3 000	5 600	21 600	-	30 200
Egypte	2030	10 800	3 000	-	-	13 800
Maroc	2020	3 000	-	6 000	510	9 510
Tunisie	2030	2 250	4 000	1 800	600	8 650
Libye	2020	2 250	1 600	1 350	300	5 500
Total		21 300	14 200	30 750	1 410	67 660

TABLEAU 15: Besoins en financement de programmes des ENRs des pays de la région

Les investissements dans le CSP représenteraient environ la moitié du besoin en investissement suivi de l'éolien (30%) et du PV (20%).

La lourdeur de ces investissements pose la question cruciale de la capacité des pays à mobiliser les ressources financière pour le financement de ces investissements.

4.2. Les sources de financement dédiées aux ER dans la région

Les sources de financement peuvent être réparties en trois catégories :

- Les sources pour l'octroi des crédits
- Les sources des incitations directes (subvention aux ER)
- Les sources d'appui aux fonds propres

4.2.1. Les ressources de crédits

Dans la région, l'accès au crédit pour les énergies renouvelables se heurte souvent à des difficultés importantes pour plusieurs raisons dont essentiellement deux :

La faible rentabilité des projets d'ER dans la région, compte tenu de la subvention des énergies conventionnelles. Cela rend les projets peu attractifs pour les banques.

La faible sensibilisation et la connaissance limitée des banques de ce type de projets. Particulièrement, les banques ont du mal à apprécier le niveau de risques technique et financier liés à ces projets et finiront par rejeter les demandes de financement.

Pour cette raison certain pays de la région ont alloué des lignes de crédits spécifiques avec des conditions de coût et de durée de maturation attractives. Certains ont même mis en place des fonds de garantie pour rassurer les banques vis-à-vis du risque liés au financement de ces projets.

Pays	Source de financement
Algérie	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilité d'obtenir des crédits de la part du FNME à taux 0 - Possibilité de garantie de crédit par le FNME
Maroc	<ul style="list-style-type: none"> - Fond de garantie pour le solaire thermique collectif (FOGEER)
Tunisie	<ul style="list-style-type: none"> - Ligne de crédit dédiée à la maîtrise de l'énergie de 40 M€ de l'AFD à taux bonifié et durée longue - Ligne de crédit dédiée à la maîtrise de l'énergie de 50 M\$ de la Banque Mondial à durée longue - Ligne de crédit d'une banque privée pour le financement de l'acquisition de CES (Attijari Bank). La Garantie de la ligne de crédit est assurée

TABLEAU 16: Principales sources de crédit dans la région de l'Afrique du Nord
(Source : Diverses sources nationales)

4.2.2. Les sources des incitations directes

Pour assurer la pérennité du système d'incitations aux ER dans un pays, il est important que les subventions accordées soient adossées à des ressources financières stables et n'obéissant pas aux arbitrages sectoriels du budget de l'Etat. Deux expériences sont, à ce titre, pertinentes dans la région, à savoir l'Algérie et le Tunisie.

Tunisie

Le Fonds National de Maîtrise de l'Energie (FNME), créé en 2005, constitue l'instrument de soutien financier de la politique de maîtrise de l'énergie en Tunisie. Le FNME est alimenté par des taxes affectées provenant d'une part de la taxation due à la première immatriculation des voitures de tourisme dans une série tunisienne et d'autre part, la taxation due à l'importation ou à la production locale des appareils pour le conditionnement de l'air.

Du point de vue utilisation, le FNME sert à financer les subventions accordées dans le cadre de la loi sur la maîtrise de l'énergie et des textes qui lui sont associés.

Algérie

Le Fonds National de Maîtrise de l'Energie (FNME), a été institué par la loi des finances de 2010 pour appuyer la politique Algérienne de maîtrise de l'énergie en général et le programme national de maîtrise de l'énergie (PNME) 2010-2014 et notamment ces activités d'énergies renouvelables (loi de promotion des énergies renouvelables, août 2004).

Le FNME a pour objet de contribuer à l'impulsion et au développement, à terme, d'un marché de l'efficacité énergétique à travers, notamment :

- L'octroi de crédits en concours définitif,
- L'octroi de prêts non rémunérés ou à taux réduits,
- La garantie des emprunts.

Le FNME a des ressources stables provenant essentiellement de :

- Taxes sur la consommation d'énergie;
- Les subventions de l'État;
- Le produit des taxes sur les appareils énergivores;
- Les amendes prévues dans le cadre de la LME;
- Le produit des remboursements des prêts;
- Autres ressources ou contributions.

4.2.3. Les sources d'appui aux fonds propres

L'un des moyens efficace de promotion des grands projets renouvelables est le partage de risque avec les promoteurs des projets par la prise de participation dans le capital de société et la sortie du capital, une fois le projet est bien lancé.

La seule expérience pertinente rencontrée dans la région est celle de la **Société d'Investissements Energétiques (SIE)** au Maroc.

La SIE est une société d'investissement publique anonyme d'un capital de un milliards de DH (100 M\$)⁵ qui a été créée en 2010 par le décret N°2-09-410 pour soutenir les efforts de l'Etat dans la mise en œuvre de sa politique de maîtrise de l'énergie.

Elle a comme objectif essentiel d'accompagner le plan national de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale à travers :

- La contribution en tant qu'investisseur au développement du Programme éolien intégré de 1000 MW, en partenariat avec l'ONE
- L'investissement dans les projets éoliens de promoteurs privés (incl. Programme EnergiPro de 1000 MW)
- L'accompagnement de la réalisation du Plan Solaire Marocain de 2000 MW en partenariat avec MASEN
- L'investissement dans des projets d'EE et, le soutien à l'action de l'ADEREE en tant qu'investisseur

La SIE intervient en tant que **fond d'investissement** par des prises de participation minoritaires actives dans des sociétés menant des projets concrets, rentables et dont la faisabilité industrielle est démontrée. Ses prises de participation sont formalisées par l'établissement d'un protocole d'associés prévoyant les modalités de gouvernance transparent et accompagnées d'une stratégie de sortie claire.

4.2.4. Les financements liés à la CCNUCC

Les enseignements tirés du MDP dans la région

Contexte des négociations internationales sur le climat

Le quatrième rapport du GIEC de 2007 a établi que par rapport à l'ère préindustrielle, l'augmentation de la température ne devrait pas dépasser 2 degrés pour éviter une catastrophe climatique. Pour atteindre cet objectif, il faut réduire les émissions mondiales de 50% d'ici 2050 par rapport à 1990. Les pays industrialisés doivent réduire leurs émissions de 25% à 40% d'ici 2020 et 85% d'ici 2050 alors que les principaux émetteurs des pays en développement devront réduire le niveau d'émissions en 2020 de 15% à 30% par rapport à un scénario tendanciel.

En réponse à ces conclusions, la conférence des parties de Copenhague a abouti à un accord confirmant l'implication des pays en développement dans les efforts de réduction de GES à travers un nouvel instrument de financement de l'atténuation, à savoir les NAMAs (Nationally Appropriate Mitigation Action). Il s'agit de toutes actions, mesures, programmes ou politiques permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans les pays en développement.

⁵ Les actionnaires sont essentiellement l'Etat et le Fonds Hassen II.

Les éléments de cet accord ont été ensuite confirmés et précisés lors des conférences des parties de Cancun et de Durban et plus récemment la réunion de Bonn. Les principaux éléments sont les suivants :

- Les NAMAs doivent être soumis à un système MRV (mesure, notification et vérification) pour être éligible auprès de la CCNUCC.
- Pour soutenir les pays en développement dans la lutte contre les changements climatiques notamment les NAMAs, les pays industrialisés se sont engagés à mobiliser deux types de financement :
 - Un financement rapide entre 2010 et 2012 de 30 milliard de \$ visant notamment le renforcement de capacités et le lancement des NAMAs pilotes.
 - Un financement de long terme qui sera opérationnel à partir de 2013 visant la mobilisation de 100 milliards de \$ par an d'ici 2020.
 - Création d'un fonds vert qui sera dédié à financer l'ensemble des actions dans le domaine des changements climatiques. Ce fonds sera géré durant les trois premières années par la Banque Mondiale.
- Obligation des pays en développement à préparer un rapport biennuel qui a pour objectif de mesurer leur effort en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le premier rapport doit être remis au secrétariat de la convention au mois de décembre 2014.
- Décision à mettre en place un nouveau régime climatique en 2015 qui sera mis en œuvre en 2020, avec le prolongement du Protocole de Kyoto au-delà de 2012 avec l'implication de l'ensemble des pays ayant ratifié la Convention sur les changements climatiques.

Les Nationally Appropriate Mitigation Action (NAMAs)

Conformément à la feuille de route de Bali, à l'accord de Copenhague et aux accords de Cancun, les pays en développement sont appelés à entreprendre des actions d'atténuation appropriées à leur contexte national (Nationally Appropriate Mitigation Actions: NAMAs) de façon à contribuer à l'effort international visant la limitation de l'augmentation de la température à deux degrés. Il s'agit de toutes actions, mesures, programmes ou projets capables de réduire les émissions de GES de manière mesurable et vérifiable.

Deux types de NAMAs sont distingués :

- Les NAMAs appuyées sur le plan international avec un support financier provenant des pays industrialisés (NAMA supporté)
- Les NAMAs unilatérales qui sont fait sans appui financier (NAMA unilatéral)

La mise en œuvre des NAMAs peut aussi prendre plusieurs formes :

- Un niveau agrégé qui fixe un objectif global de réduction de GES. Deux objectifs sont envisageables :
 - Un objectif en termes de valeur absolue de réduction de GES à un horizon donné par rapport à une année de référence (Exemple : réduction de X millions de GES à l'horizon 2020 par rapport à l'année 1990)
 - Un objectif en termes de valeur relative de réduction de GES à un horizon donné par rapport à une année de référence (Exemple : réduction de l'intensité carbone de X% en 2020 par rapport à l'année 1990)
- Un niveau désagrégé de réduction des émissions de GES. Les objectifs de réduction peuvent porter sur les secteurs (électricité, industrie, bâtiment, ...), les filières (éolien, solaire, ...) ou les usages (chauffage, climatisation, ...).

Les perspectives des NAMAs dans la région

Les NAMAs peuvent constituer potentiellement une source de financement spécifique importante pour le développement des énergies renouvelables dans la région. Bien que les procédures de mise en œuvre des NAMA ne soient pas encore clairement définies par les membres de la conférence des parties, il est indispensable que les pays de l'Afrique du Nord se préparent suffisamment à l'avance pour éviter les lacunes commises au niveau du MDP. Cette préparation peut se faire à plusieurs niveaux :

- Formation et renforcement des capacités spécifiques dans ce domaine aussi bien au niveau de l'expertise privée qu'au niveau des institutions publiques concernées (Agence de maîtrise de l'énergie, Ministères en charge de l'énergie, compagnies d'électricité, etc.).
- Mise en place en place de stratégies qui devraient proposer l'ensemble des actions à entreprendre de façon à assurer le transfert de technologies et l'accès rapide aux financements dès l'entrée en vigueur des NAMAs.
- L'élaboration de portefeuilles de NAMAs potentiels et leur priorisation selon des critères nationaux à définir.
- Identification et développement de NAMAs prioritaires de façon à accéder rapidement au financement provenant du Fonds Vert.
- Développement de NAMAs pilotes dans le domaine des énergies renouvelables et plus largement la maîtrise de l'énergie en collaboration avec la coopération bilatérale et multilatérale. Cela permettra une visibilité sur la scène internationale, d'une part et un apprentissage par la pratique, d'autre part.

Enfin, il faut mentionner qu'actuellement, de telles initiatives sont quasi-inexistantes dans la région. Nous avons pu identifier uniquement deux actions en cours au Maroc : le développement d'un NAMA sur le Programme Solaire Marocain et sur le programme éolien.

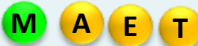

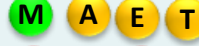



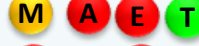

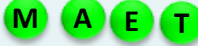







4.1. Les Barrières à l'investissement privé dans les ENRs

Compte tenu de l'ampleur des investissements requis, le secteur privé aura un rôle fondamental dans la contribution au financement de la mise en œuvre des programmes nationaux d'ENRs prévus par les Etats.

Toutefois, la participation du secteur privé se heurte à des barrières diverses dont l'ampleur varie selon le contexte de chaque pays. De manière générale, ces barrières sont de deux natures :

- Des contraintes réglementaires qui empêchent simplement les investisseurs de développer des projets. Il s'agit par exemple de l'interdiction de l'accès au réseau électrique pour les développeurs de production d'électricité à partir des énergies renouvelables.
- Des contraintes de marché qui se résument essentiellement dans :
 - La faible rentabilité des certains filières d'énergie renouvelable pour les investisseurs du fait de la forte subvention aux énergies conventionnelles
 - Le coût élevé d'accès au financement pour les investisseurs
 - Le risque pays élevé pour les filières capitalistiques dans certains pays, etc.

Le schéma suivant présente l'amplitude de ces contraintes, selon les pays et selon les types de filière.

Type de filière	Contraintes Réglementaires	Contraintes Marché
Production d'électricité au réseau MT HT	 	 
Toits solaire	 	 
Electricité décentralisée	 	 
Production de chaleur	 	 



Pas de contrainte



Contrainte modérée



Contrainte forte

A	E	M	M	L	S
Algérie	Egypte	Maroc	Mauritanie	Libye	Soudan

VI. Conclusions et recommandations

Des obstacles d'abord réglementaires

Le développement des ER dans la région de l'Afrique du Nord se heurte d'abord aux insuffisances des cadres réglementaires dans les pays de la région. Ce problème se pose particulièrement pour les projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelable injecté au réseau. En effet, mise à part peu de pays comme le Maroc, l'accès au réseau électrique pour la vente d'électricité produite est souvent limité, voir même prohibé. Dans ce cas, même avec les conditions de rentabilité les plus intéressantes, les projets ne peuvent pas voir le jour. C'est ce qui explique le faible développement des projets éoliens dans la région, malgré la parité avec le réseau dans plusieurs pays où des sites de haute qualité existent.

Nécessité de mécanismes de financement spécifiques

En plus de cette contrainte majeure, vient s'ajouter les contraintes de rentabilité des projets des ER, compte tenu de la subvention aux énergies conventionnelles instaurées par les Etats au titre de la protection des couches sociales pauvres et les opérateurs économiques nationaux. Cela concerne aussi bien les grands projets de production d'électricité renouvelable que les projets diffus (chauffe-eau solaire, PV individuel, etc.).

Dans de telles conditions, les systèmes de financement conventionnels (banque, etc.) sont souvent insuffisants pour lancer le marché des ER dans les pays de la région, d'où la nécessité de mesures de financement spécifique permettant de tenir compte des caractéristiques propres de ces projets.

Pour aborder ces mécanismes, il y a lieu de distinguer les deux familles de projets d'ER, à savoir les grands projets capitalistiques nécessitant des investissements concentrés (éolien de grande puissance, centrales solaires, etc.) les petits projets d'investissement diffus (CES, PV individuel, etc.).

Pour les projets capitalistiques, l'expérience dans la région a montré les limites de l'approche de financements publics purs dans le changement d'échelle dans ces filières (Tunisie, Egypte, etc.). En effet, le processus de développement de projet se trouvera tôt ou tard bloqué par les contraintes de finances publiques (endettement de l'Etat, limitation du budget public, etc.).

Certaines expériences dans la région (Maroc et Algérie notamment) montrent cependant l'intérêt d'une approche de financement basée sur le Partenariat Public Privé. En effet, plus de 1000 MW de projets éolien ont été lancés au Maroc sur la base de cette approche en plus des 125 MW de CSP à Ouarzazate.

Encore, mieux pour le développement de ce marché, l'approche privée pure qui peut se traduire par deux variantes :

- La variante de l'autoproduction d'électricité par les énergies renouvelables (cas de la Tunisie et Maroc)
- La variante de tarif d'achat affiché (feed in tariff)

L'approche PPP ou privé peut être soutenue par des fonds d'investissement dédiés comme celui géré par la Société d'Investissement Energétique au Maroc qui a pour rôle d'amorcer les projets à travers la prise de participation dans le capital de projets capitalistiques.

Enfin, les tarifs d'achats appliqués doivent être bien définis afin de permettre d'une part d'attirer les investisseurs, mais d'autre part d'assurer des retombées positives pour la collectivité.

Pour les projets diffus, leur caractère implique la nécessité de mettre en place des mécanismes financiers innovants associant de manière pertinente plusieurs mesures particulières. Ces mécanismes se basent souvent sur trois composantes essentielles, à savoir :

- Des réductions de taxes indirectes (TVA, TIC, etc.) pour réduire le coût de l'équipement et le rendre plus rentable

- L'octroi de subventions publiques à l'achat d'équipement d'énergie renouvelable en vue de baisser leurs coûts pour le consommateur
- L'accès au crédit à des conditions favorables afin de dépasser la contrainte de la capacité d'investissement limitée des consommateurs
- Un système de distribution de crédit adapté permettant l'accès au plus grand nombre de consommateurs, tout en limitant les risques et les coûts de transaction.

L'Intégration industrielle, un moyen de maximiser la rentabilité économique du développement des ER.

Les subventions publiques à accorder aux ER que ce soit à travers les tarifs d'achat attractifs, les subventions directes ou réductions de taxes doivent être justifiées sur le plan économique. Outre, les subventions évitées par l'Etat grâce à l'énergie primaire consommée, la stratégie de développement des énergies renouvelables dans les pays de la région devrait se justifier aussi par la création d'emplois directs et indirects généré par l'intégration des filières considérées.

Pour cette raison les stratégies de développement des ER devraient être conçues dans une approche globale tenant compte des possibilités d'intégration industriel dans le pays. Cela nécessite la mise en place de tout un volet de transfert technologique et de renforcement des compétences locales dans les différents métiers requis.

Les finances carbone

Les stratégies de développement des ER dans les pays de la région devraient être définies dans le cadre d'une politique global de développement à bas carbone. Mis à part le mécanisme de développement propre qui atteint son échéance en fin 2012, de nouveaux financements dans le cadre de la CCNUCC sont en train de se mettre en place et qu'il convient d'en tirer profit. Il s'agit particulièrement des NAMAs (Nationally Appropriate Mitigation Action). Il s'agit de toutes actions, mesures, programmes ou politiques permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans les pays en développement. Deux types de NAMAs sont distingués : les NAMAs appuyées sur le plan international avec un support financier provenant des pays industrialisés et les NAMAs unilatérales sans appui financier.

Pour soutenir les pays en développement dans la lutte contre les changements climatiques notamment les NAMAs, les pays industrialisés se sont engagés à mobiliser dans le cadre d'un nouveau fonds (Fond Vert) 100 milliards de \$ par an d'ici 2020.

VII. Bibliographie

- Rapports nationaux sur les indicateurs de maîtrise de l'énergie dans les pays arabes, Plan Bleu / RCREEE, 2012.
- Rapport régional sur les indicateurs de maîtrise de l'énergie dans les pays arabes, Plan Bleu / RCREEE, 2012.
- Organismes de statistiques dans les pays de l'Afrique du Nord
- Commission Européenne — Eurostat: <http://europa.eu.int/comm/eurostat/>
- Agence International de l'Energie: <http://www.iea.org/statist/>
- Banque mondiale : www.worldbank.org/data/
- Conseil Mondial de l'énergie: www.worldenergy.org
- Base de données ENERDATA : <http://www.enerdata.net>
- OCDE: www.stats.oecd.org
- US Energy Information Administration: www.eia.gov
- Stratégie du mix électrique en Tunisie 2012-2030, ANME/GIZ, 2012
- ANME (2009): Données communiquées par la Direction des Etudes et de la Planification (DEP) dans le cadre du CIEDE, 2010
- ANME (2010): Production d'électricité renouvelable en Tunisie- Perspectives et opportunités à l'horizon 2030. Octobre 2010, Tunis.
- ANME (2011) : Chiffres Clés de la Maîtrise de l'Energie en Tunisie, Tunis, juin 2011
- AUPIDE (2007): Electrical power stations in the Arab countries. Arab Union of Producers, Transporters and Distributors of Electricity (AUPIDE, Amman 2007
- Brand, B., Missaoui, R. (2011): The cost-efficient integration of CSP plants into the electricity system of Tunisia. Proceedings of 17th International Solar PACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies. Granada, 2011.
- CESI (2010): Etude pour l'Évaluation, dans le cadre du Projet ELMED, de la capacité maximale de production d'électricité de sources d'énergie renouvelables (« RES ») non programmables, connectables au réseau transport de la Tunisie. CESI report n° B0028457, Milan, 2010.
- IEA [International Energy Agency] (2010c): World Energy Outlook (WEO) 2010. France, 2010.
- IEA [International Energy Agency] (2011): World Energy Outlook (WEO) 2011. France, 2011.
- NEEDS (2008): The “Impact Pathway Approach” – so called, “ExternE Methodology” to Estimate Impacts and External Costs. Application in North Africa. Presentation by Philipp Preiss, January 2008, Cairo. www.needs-project.org
- NEEDS (2009): The External and Social Costs of Energy Technologies. Presentation by Rainer Friedrich, Brussels, February 2009. www.needs-project.org
- STEG (2011) : Statistiques rétrospectives d'électricité 2000-2010, Direction des Etudes et de la Planification (DEP-STEG 43/DPPDE/09/00), Tunis, Septembre 2011

- STEG (2010): Etude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie. Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz, Projet centrale électronucléaire & Direction des Etudes et de la Planification., Tunis. Octobre 2010
- WWEA (2011) : World Wind Energy Report 2010. World Wind Energy Agency, Bonn, April 2011. www.windea.org
- Stratégie nationale énergétique au Maroc, MEMEE, 2010
- Stratégie nationale énergétique de l'Algérie, Ministère de l'énergie, 2010.

VIII. Annexes

Annexe 1 : Compendium des bonnes pratiques dans la région



Tunisie

Le mécanisme PROSOL pour le développement du chauffe-eau solaire dans le secteur résidentiel

Le mécanisme PROSOL est aujourd'hui le déterminant majeur du marché du CES en Tunisie, par la nature même de ses incitations, ses procédures et ses acteurs. Le mécanisme PROSOL est une solution intégrée qui vise à lever les principales barrières à l'encontre du développement du marché des CES d'ordre financier, technique et organisationnel. Le mécanisme est basé sur :

- L'octroi d'une subvention publique de 20% du prix du CES avec un plafond de 100 TND par m² de capteurs sur chaque achat de CES de sorte à faire baisser le temps de retour pour le consommateur final. Cette subvention est accordée par l'ANME sur les ressources du Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie (FNME) ;
- L'octroi au consommateur d'un crédit bancaire remboursable sur une durée de cinq ans, avec un recouvrement assuré via la facture de la STEG. Quatre niveaux de crédits sont mis en place (550 DT, 750 DT, 950 DT et 1150 DT) dans le cadre de la convention STEG/Attijari Bank signée en date du 23 janvier 2007, permettant l'accès direct au financement bancaire moyennant l'engagement d'adhérer au programme PROSOL (Signature légalisée du formulaire d'adhésion au PROSOL) ;
- Un système de qualité basé sur un contrôle, par l'ANME, en amont et en aval des fournisseurs et de leurs produits commercialisés dans le cadre du programme. Le système de contrôle qualité en amont est basé sur un ensemble d'exigences relatives aux performances du CES, aux garanties et au SAV et traduites dans le cahier des charges d'éligibilité au programme PROSOL, publié en 2005 et révisé en 2007. Le système de contrôle qualité en aval est assuré par l'ANME à travers des visites de vérification effectuées sur la base d'un échantillon représentatif issu de l'application informatique de gestion du PROSOL ou/et des réclamations reçues de la part des acquéreurs de CES.

Les acteurs clés du programme PROSOL

Le schéma organisationnel du PROSOL repose sur cinq acteurs clés, comme suit :

- **L'Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie** dont le rôle se résume essentiellement dans ce qui suit :
 - La gestion de la subvention publique au CES
 - Agrémentation des opérateurs et contrôle de qualité des opérations ;
 - Négociation avec les bailleurs de fonds internationaux pour la mobilisation des financements ;
 - Formation des acteurs, sensibilisation des citoyens et promotion du programme ;
 - Suivi et évaluation périodique du mécanisme.
- **La banque**

La banque du mécanisme (actuellement Attijari Bank) contribue dans le programme en mettant à la disposition de la STEG une ligne de crédit à taux intéressant pour la distribuer aux consommateurs pour l'acquisition du CES,

• **La STEG**

La STEG joue un rôle fondamental dans le mécanisme en assurant :

- Le versement du montant du crédit versé directement auprès de la banque du fournisseur
- La facturation des remboursements des crédits et leur recouvrement via la facture d'électricité sur une période de 5 ans.
- La garantie du remboursement du crédit par la déconnexion du client du service électrique en cas de non paiement
- Le transfert des fonds collectés à la banque du programme
- et le recouvrement se fait sur la facture STEG sur une période de 5 ans.

En contrepartie de son intervention, la STEG perçoit le montant d'environ 13 € par dossier traité au titre de frais de gestion. Ce montant vient d'être augmenté de 5 €.

- **La Chambre Syndicale Nationale des Energies Renouvelables veille à l'amélioration de la** qualité des équipements et des services d'installation par la formation des intervenants et leur labellisation. Elle joue aussi un rôle important dans l'information et de communication et la coordination entre les professionnels pour protéger le marché contre les malfaçons et la mauvaise qualité.
- **Les fournisseurs et les installateurs qui doivent être agréés** par l'ANME et fournir une garantie des équipements et services aux clients de CES.
- **Le consommateur** qui doit formellement adhérer au mécanisme et respecter ses règles en signant un contrat d'adhésion au programme

Les Procédures de gestion du mécanisme

Le mécanisme PROSOL est géré par un ensemble de procédures consignées dans le manuel de procédures de l'unité de gestion du programme à l'ANME. De manière simplifiée, ces procédures sont décrites par le schéma de principe suivant :

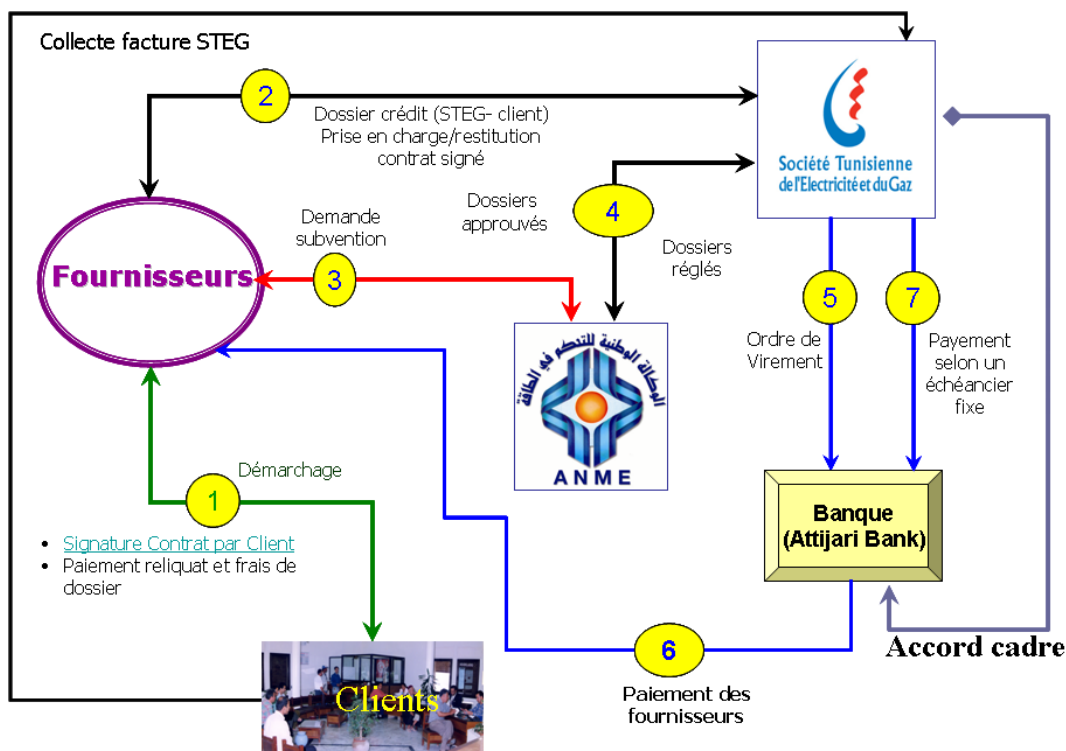


FIGURE 16: Schéma de principe des procédures du mécanisme PROSOL

La gestion du mécanisme est basée sur un « Management Information System » (MIS) qui gère l'ensemble des flux financiers ainsi que les flux d'informations et de décisions relatifs à l'intervention des acteurs.

La mise en œuvre des procédures inter et intra acteurs régissant le programme, génère des délais de traitement des dossiers qui imposent le rythme de paiement des différents acteurs et notamment les fournisseurs.

La règle générale des délais de paiement de la subvention par l'ANME et du crédit par la STEG est la suivante :

- La subvention de l'ANME est débloquée au profit du fournisseur au 15^{ème} jour du mois $m+1$; m étant la date de dépôt du dossier client à l'ANME par le fournisseur.
- Le crédit est débloqué par la STEG au fournisseur au 3^{ème} jour du mois $m+3$; m étant la date de dépôt du dossier client à l'ANME par le fournisseur.

Le schéma suivant présente un exemple des délais contractuels de déblocage de la subvention par l'ANME et du versement des montants du crédit au fournisseur.

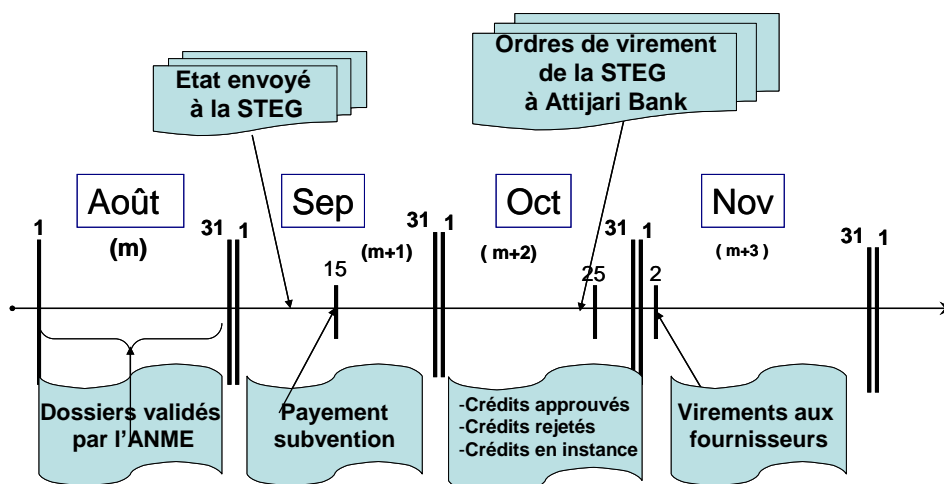


FIGURE 17: Délais contractuels de déblocage de la subvention par l'ANME
(Source : ANME)

Impact du mécanisme

L'expérience tunisienne en matière de diffusion des chauffe-eau solaires (CES) est très ancienne. Elle a démarré au début des années 80, avec une fabrication nationale à travers la société publique Serept Energie Nouvelle (SEN). Cette fabrication était relayée par une commercialisation basée sur un système de crédit au consommateur sur une durée de 7 ans dont le recouvrement est assuré via la facture d'électricité. Toutefois, pour des raisons de maîtrise technologique, le marché a connu de sérieuses difficultés passant d'environ 5000 m² par an à la fin des années 80 à quelques centaines de m² au milieu des années 90.

Le marché a été ensuite relancé grâce au projet GEF basée sur la subvention du prix d'achat à hauteur de 35% ainsi que la mise en place des procédures de contrôle de qualité afin de rétablir la confiance du consommateur. Le projet a permis de relancer le marché, de rétablir l'image de la technologie solaire et de créer un véritable tissu d'opérateurs locaux. Toutefois, le projet s'est arrêté en fin 2001 avec l'épuisement du fonds prévu pour la subvention (6,6 Millions USD). Le marché a connu ensuite un déclin notable pour atteindre moins de 8000 m² en 2004.

Il faudra attendre ensuite l'année 2005 pour voir une tendance franchement croissante du marché, grâce à la mise en place du programme de promotion du chauffage de l'eau par l'énergie solaire

adossé au mécanisme PROSOL, lancé par l'ANME avec la contribution et l'appui du PNUE, MEDREP et la GTZ-ER, ce mécanisme est basé sur :

- L'octroi d'une subvention publique de 100 dinars par m² de capteurs sur chaque achat de CES de sorte à améliorer le temps de retour pour le consommateur final ;
- L'octroi au consommateur d'un crédit remboursable sur une durée de cinq ans, avec un recouvrement assuré via la facture de la STEG.
- Un système de qualité basé sur un contrôle en amont et en aval des fournisseurs et de leurs produits

Le « PROSOL-Tunisie », a permis de créer un véritable marché de CES en Tunisie, puisqu'il a fait évoluer le rythme des installations de 7 000 m² en 2004 à plus de 80 000 m² en 2012. La réussite de la version initiale du PROSOL dans le secteur résidentiel a constitué une base pour l'extension du mécanisme aux deux secteurs tertiaire (en 2009) et industriel (en 2012). Le développement actuel du marché de CES en Tunisie qui s'établi à plus de 80000 m² en 2010 doit son essor **au mécanisme PROSOL**, comme le montre le graphique suivant :

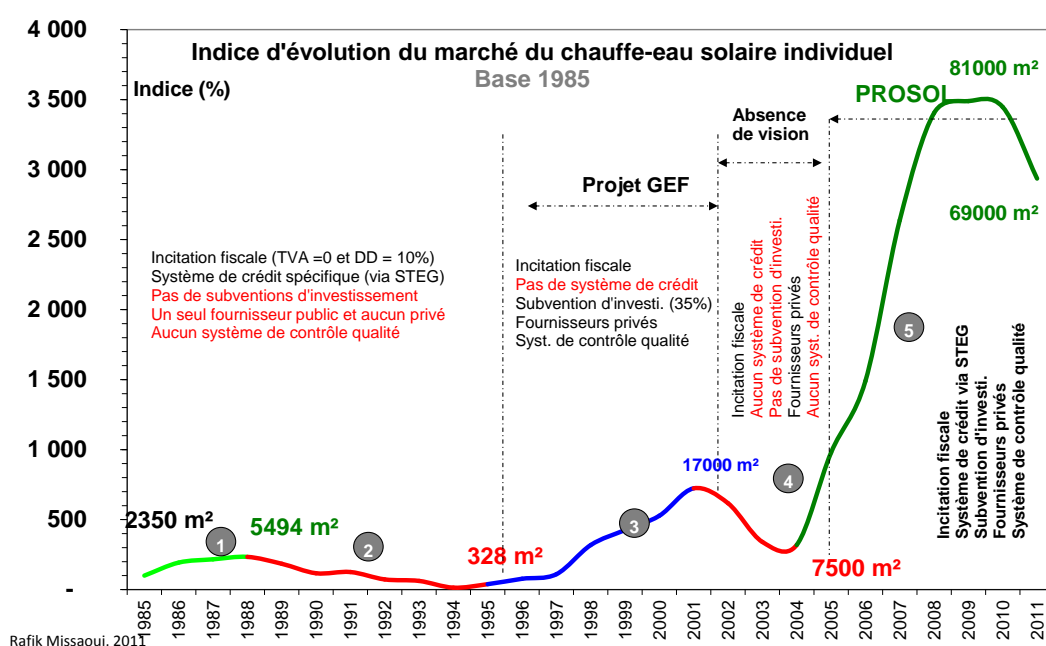


FIGURE 18: Evolution du marché du CES en Tunisie depuis 1985
(Source : Rafik Missaoui, 2012)

Les impacts énergétiques et économiques ne sont pas négligeables, comme le montre le tableau suivant :

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Total 2000-2011
Capacité installée (m ²)	22 000	33 362	60 000	80 000	82 000	81 000	69 000	427 362
Capacité cumulée (m ²)	22 000	55 362	115 362	195 362	277 362	358 362	427 362	427 362
Economie d'énergie annuelle (tep)	1 230	3 094	6 448	10 919	15 502	20 029	23 885	81 106
Economie d'énergie sur la durée de vie (tep)	18 444	27 969	50 301	67 068	68 745	67 906	57 846	358 279
Investissement total (MDT)	11,7	15,6	28,7	38,9	39,8	40,9	34,9	211
Dépenses FNME (MDT)	1,9	2,9	5,0	7,0	6,9	7,3	6,7	38
Subvention évitée annuellement par l'Etat (MDT)	0,6	1,7	4,2	7,9	8,1	18,3	21,3	62
Coût total de la tep évitée (DT)	633	559	570	580	579	603	603	588
Coût de la tep évitée pour le FNME (DT)	101	103	99	104	100	108	116	105

TABLEAU 17: Principaux impacts du programme PROSOL
(Source : Rafik Missaoui)

Sur la période 2005-2011, le montant total de la subvention publique versée à la filière de CES est évalué à près de 38 MDT en même temps la subvention publique au GPL évitée par le programme est estimée à environ 62 MDT⁶. Ainsi, sur la période 2005-2011, Prosol a permis de faire gagner à l'Etat environ 1,6 fois le montant de la subvention qu'il a accordé à la filière de CES. Ce chiffre ne tient pas compte des économies future générée par le CES sur sa durée de vie. Dans ce cas, l'effet de levier de Prosol serait de 5,7 fois (subvention évitée de 213 MDT⁷).

Une autre manière d'évaluer l'intérêt de Prosol pour l'Etat Tunisien est de calculer le temps nécessaire à l'Etat pour couvrir totalement la subvention accordée via le FNME par le montant des subventions évitées grâce à la consommation déplacée de GPL (temps de retour pour l'Etat).

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Moyenne 2005-2011
Subvention moyenne FNME/m ² de CES	85	87	83	88	84	90	97	88
Subvention moyenne de GPL évitée /an/m ² de CES	25	31	36	40	29	51	50	38
Temps de retour moyen de la subvention FNME pour l'Etat	3,4	2,8	2,3	2,2	2,9	1,8	1,9	2,3

TABLEAU 18: Indicateur de rentabilité de PROSOL pour l'Etat

(Source : Rafik Missaoui)

Le tableau précédent montre que, sur la période 2005-2011, **le temps de retour moyen de de la subvention FNME varie entre 3,4 et 1,8 ans selon les années. Il est en moyenne de 2,3 ans, ce qui reste un excellent « investissement » pour l'Etat.**

Vu de côté de la collectivité, le coût total de la tep évitée s'établit en moyenne à 588 DT à comparer à 780 USD de la tep GPL sur le marché international. La contribution publique dans la couverture de ce coût est estimée seulement à 105 DT par tep évitée, en plus des frais de gestion de Prosol au niveau de l'ANME. Les autres impacts au niveau de la collectivité peuvent être mesurés à travers plusieurs paramètres, tels que : les opportunités d'affaires créées, l'intégration industrielle et la création d'emplois.

- Montant des investissements : 211 MDT dont une participation de l'Etat d'environ 38 MDT, soit un effet de levier d'investissement d'environ 6.
- Emplois directs créés sur la période 2005-2011 : environ 1500 emplois
- Plus de 40 fournisseurs en 2012, contre 6 fournisseurs en 2004.
- 6 fabricants en 2012 (contre 1 en 2005) qui couvre 80% du marché et qui exporte vers le Maroc, l'Egypte, l'Afrique du Sud, France, etc.
- Plus de 120 modèles de CES commercialisés sur le marché en 2012 contre une vingtaine 20 de modèles en 2004.

Prosol constitue donc un réel mécanisme gagnant-gagnant entre les différents acteurs, ce qui prouve sa pérennité et sa durabilité.

Le mécanisme PROSOL tertiaire

Le mécanisme est basé sur :

- L'octroi d'une subvention publique de 30% du prix du CES avec un plafond de 150 TND par m² de capteurs sur chaque achat de CES de sorte à faire baisser le temps de retour pour le promoteur. Cette subvention est accordée par l'ANME sur les ressources du Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie (FNME) ;

⁶ Subvention par tep = (Prix moyen d'importation - prix moyen de reprise du GPL+ Taxes collectés par l'Etat) X quantités d'énergie primaire économisée.

⁷ En supposant que l'écart entre le prix moyen d'importation et celui de reprise reste égale à celui de l'année d'installation et ce pendant toute la durée de vie du CES.

- Une surprime de 10% financée sur la coopération Italienne à travers le MEDREP sert pour la bonification du taux d'intérêt de 2 points pour les crédits accordés aux hôteliers, et la bonification du coût de la maintenance sur 4 ans au-delà d'année de garantie.
- Un système de contrôle qualité basé sur l'éligibilité des produits et des fournisseurs sur la base de critères préétablis et sur la structuration de la filière et la qualification des opérateurs (bureaux d'études, bureaux de contrôle, installateurs,...)

Le programme a permis d'installé environ 5000 m² depuis sa mise en œuvre en 2008.

Le mécanisme PROSOL-Elec

Suite à la réussite du mécanisme de financement PROSOL, l'Etat tunisien a mis en place en 2010 un mécanisme similaire pour le développement du solaire PV raccordé au réseau BT dans le secteur résidentiel.

Ainsi, afin d'assurer les conditions permettant la diffusion des bâtiments solaires dans le secteur résidentiel, la Tunisie a mis en place un programme PROSOL ELEC qui s'appuie sur un mécanisme de financement innovant basé sur une combinaison judicieuse de subvention d'investissement et de crédit.

Description

Dans sa première phase pilote qui vise à initier le marché et dont l'objectif est d'installer 1,5 MW sur la période 2010-2011, le mécanisme de financement programme PROSOL ELEC est basé sur les incitations suivantes:

- **Une subvention du Fonds National de la Maîtrise de l'Energie (FNME)** représentant 30% du coût de l'investissement de l'installation photovoltaïque et plafonnée à 3 000 TND par kWc et 15 000 DT pour toute l'installation photovoltaïque;
- **Une prime supplémentaire de 10% du coût de l'investissement** accordée par le Ministère Italien de l'Environnement et de Territoire (MIET) à travers le MEDiterranean Renewable Energy Centre (MEDREC);
- **La prise en charge par la STEG du coût de l'onduleur ;**
- **Un crédit bonifié à taux 0% d'une durée de 5 ans**, pouvant atteindre 3000 DT par kWc et plafonné à 6000 DT, remboursable sur la facture STEG. Ce crédit est accordé dans le cadre d'une ligne de crédit mise à disposition à la STEG par une banque privée choisie par voie de concurrence (ATTIJARI BANK). La STEG assure de son côté le recouvrement des créances au profit de la banque ainsi que la garantie des paiements en déconnectant le client en cas de défaut de paiement.

Dans sa deuxième phase (actuellement en mise en place), le PROSOL ELEC fournit la subvention prévue par le FNME telle que décrite ci-dessus et un crédit d'une durée de 7 ans au taux de TMM+1,2 ; soit environ 4,5%.

La facturation est établie par la STEG sur la base du principe du « **net metering** », soit sur la base du solde si la quantité de l'énergie fournie (par la STEG) est supérieure à l'énergie livrée (par le producteur) et sur la base du tarif en vigueur fixé par décision du Ministre chargé de l'énergie.

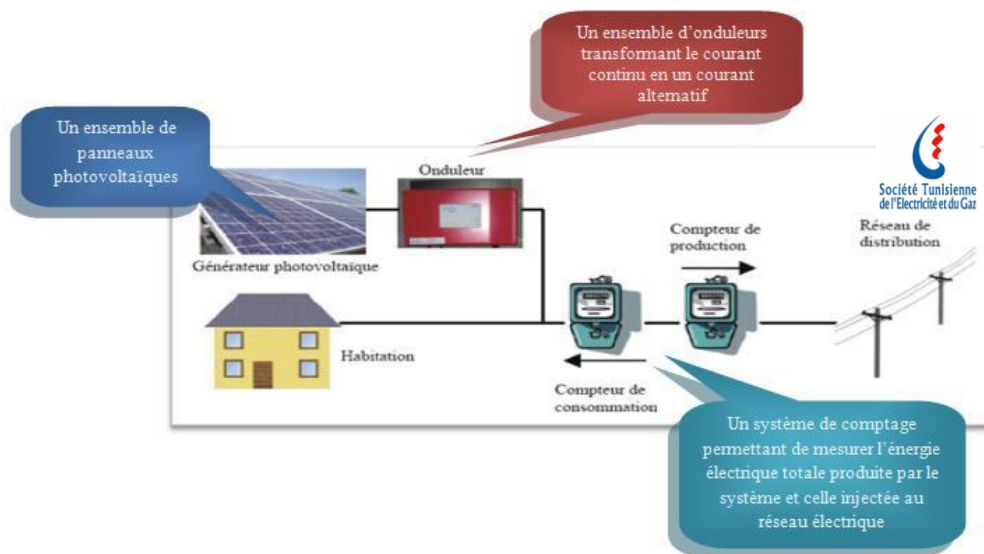


FIGURE 19: Schéma de principe du Prosol-Elec
(Source : ANME)

Si au contraire, la quantité d'énergie livrée est supérieure à l'énergie fournie, l'écart sera reporté sur la facture du Producteur pour le cycle de facturation suivant.

Impact

Depuis la mise en place du programme PROSOL ELEC, le marché du photovoltaïque raccordé au réseau a connu une véritable dynamique en Tunisie. En effet, le nombre de demandes de raccordements au réseau national d'électricité a atteint sur la période du programme, 1400 demandes totalisant ainsi une puissance de 2,4 MW. Le graphique ci-dessous illustre l'évolution mensuelle de ces réalisations.

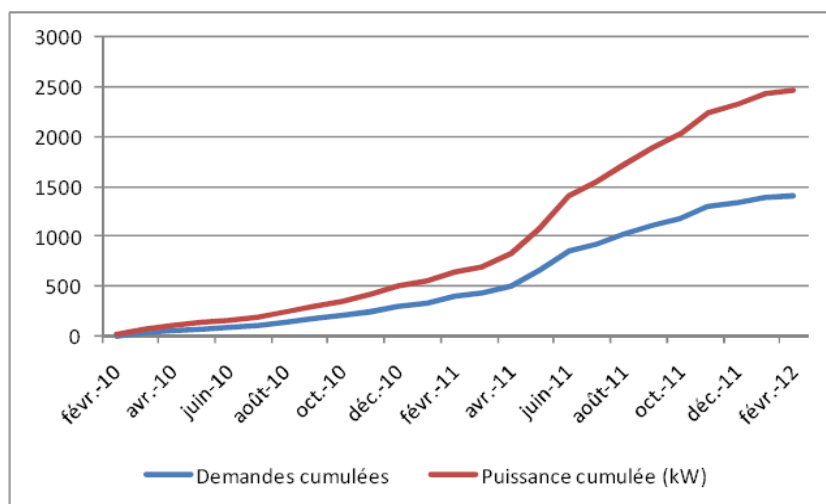


FIGURE 20: Evolution du programme PROSOL ELEC
(Source : ANME)

La phase pilote de Prosol-Elec a permis d'installer 739 installations totalisant près de 1300 kWc. Sur cette période le programme a permis d'éviter environ 900 tep d'énergie primaire ou 12700 tep sur la durée de vie des installations.

De plus, ce programme a permis l'émergence d'un noyau de 30 sociétés installatrices spécialisées dans le domaine et la mise en place de la première unité de fabrication des modules photovoltaïques en Tunisie avec une capacité annuelle de production de 25 MWc.

Le Fonds National de Maîtrise de l'Énergie

Le Fonds National de Maîtrise de l'Énergie (FNME), créé en 2005, constitue l'instrument de soutien financier de la politique de maîtrise de l'énergie en Tunisie. Le FNME est alimenté par des taxes affectées provenant d'une part de la taxation due à la première immatriculation des voitures de tourisme dans une série tunisienne et d'autre part, la taxation due à l'importation ou à la production locale des appareils pour le conditionnement de l'air.

Du point de vue utilisation, le FNME sert à financer les avantages financiers directs accordés dans le cadre de la loi sur la maîtrise de l'énergie et des textes qui lui sont associés. Plusieurs mesures d'efficacité énergétique dans les différents secteurs ainsi que certaines filières d'énergies renouvelables sont éligibles au FNME. Pour les énergies renouvelables, les avantages accordés sont les suivants :

Mesures	Plafond
Eclairage et pompage solaire et éolien dans les fermes agricoles	✓ 40% plafonné à 20 000 DT
Production d'électricité à partir de biogaz	✓ 40% plafonné à 100 000 DT
Production d'électricité par les ménages à partir de l'énergie solaire photovoltaïque raccordée au réseau BT	✓ 30% plafonné à 2300 DT / kWc avec un plafond de 15 000 DT/foyer
Chauffe-eau solaire individuel	200 DT pour les chauffe-eau solaires de surface de capteur de 1 à 3 m ² . 400 DT pour les chauffe-eau solaires de surface de capteur de 3 à 7 m ² .
Chauffe-eau solaire tertiaire	Selon la taille de l'installation la subvention est une composition des primes suivantes : <ul style="list-style-type: none"> - Subvention de 30% plafonnée à 150 DT/m² de capteur - 10% de surprime financée par la coopération italienne. - 10% de surprime pour la bonification du taux d'intérêt (2 pts) et la subvention dégressive de la maintenance sur 4 ans.

L'instrument fiscal

Les aides directes octroyées par le FNME sont complétées par des avantages fiscaux spécifiques à la maîtrise de l'énergie :

- Application de droits de douane minimum et suspension de la TVA sur les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l'énergie et qui n'ont pas d'équivalents fabriqués localement.
- Suspension de la TVA sur les biens d'équipement et les produits économiseurs en énergie acquis localement.

Ces avantages s'ajoutent au régime général régi par le code des investissements et qui accorde un certain nombre d'avantages et d'aides à l'investissement selon les secteurs et les zones d'investissement.



Maroc

Le Fonds de garantie FOGEER

Description

Pour surmonter les barrières au développement de la filière solaire thermique, l'Etat Marocain a lancé en 2001 le programme PROMASOL basé, entre autre, sur la mise en place d'un Fonds de Garantie de l'Efficacité Energétique et des Energies Renouvelables « FOGEER » pour la garantie des sociétés de leasing qui finance des projets solaire collectif (hôtels notamment).

Lancé avec l'appui du Ministère Italien de l'Environnement / MEDREP, le FOGEER est doté de 10 MDh, et est géré par Dar Ad-Damane (organisme de garantie). Le fonds sert à garantir les sociétés de leasing sur 70% du montant du leasing, avec un plafond de 1,5 MDh par projet. Les projets éligibles auront une enveloppe finançable se situant entre 300 000 Dh et 1,5 MDh.

Impacts

Le FOGEER vise initialement comme objectif de garantir 50 à 70 opérations d'installation collective de CES. A la fin de projet (2009), les réalisations sont inférieures aux attentes, soit environ une vingtaine d'installation totalisant quelques 3500 m².

La Société d'Investissement Energétique

La SIE (Société d'Investissements Énergétiques) est une société d'investissement publique anonyme d'un capital de un milliards de DH (100 M\$)⁸ qui a été créée en 2010 par le décret N°2-09-410 pour soutenir les efforts de l'Etat dans la mise en œuvre de sa politique de maîtrise de l'énergie. Elle est considérée comme un opérateur majeur dans le financement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

Objectif

Elle a comme objectif essentiel d'accompagner le plan national de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale à travers :

- La contribution en tant qu'investisseur au développement du Programme éolien intégré de 1000 MW, en partenariat avec l'ONE
- L'investissement dans les projets éoliens de promoteurs privés (incl. Programme EnergiPro de 1000 MW)
- L'accompagnement de la réalisation du Plan Solaire Marocain de 2000 MW en partenariat avec MASEN
- L'investissement dans des projets d'EE et soutenir l'action de l'ADEREE en tant qu'investisseur

⁸ Les actionnaires sont essentiellement l'Etat et le Fonds Hassen II.

Mode d'intervention

La SIE intervient en tant **fond d'investissement** par des prises de participation minoritaires actives dans des sociétés menant des projets concrets, rentables et dont la faisabilité industrielle est démontrée. Ses prises de participation sont formalisées par l'établissement d'un protocole d'associés prévoyant les modalités de gouvernance transparent et accompagnées d'une stratégie de sortie claire.

La SIE n'intervient que dans des projets rentables et applique une politique de répartition diversifiée des capitaux investis par secteur d'énergie renouvelable afin de limiter ses risques.

Afin d'augmenter l'effet de levier de ses ressources, la SIE privilégie le partenariat avec d'autres investisseurs privés et cherche à favoriser les synergies et la complémentarité avec ses partenaires institutionnels, comme l'ONE, l'ADEREE et la MASEN. Enfin, la SIE entend réinvestir l'intégralité de ses revenus dans de nouveaux projets, ce qui augmente d'avantage l'effet de levier de sa contribution au développement du secteur.

Montage de partenariat public privé : cas des projets de la MASEN

Les projets seront développés selon une approche IPP par appel d'offres. Dans ce cas, le producteur indépendant produit et vend l'électricité à la MASEN avec un prix fixé par voie de concurrence, mais permettant sans doute la rentabilité pour les investisseurs.

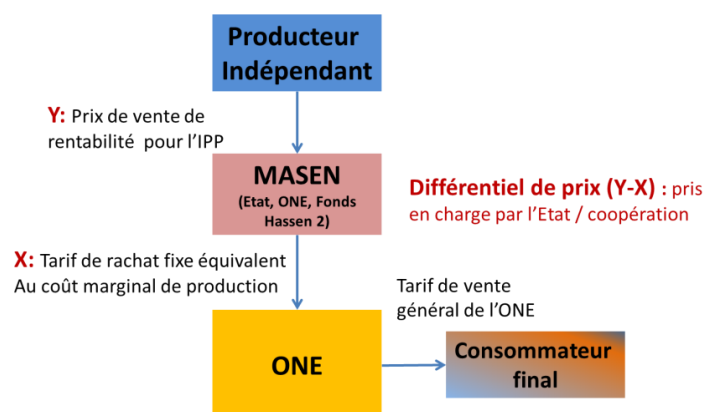


FIGURE 21: Organisation de l'intervention de la MASEN dans le financement des projets solaire dans le cadre du plan solaire marocain
(Source : ANME)

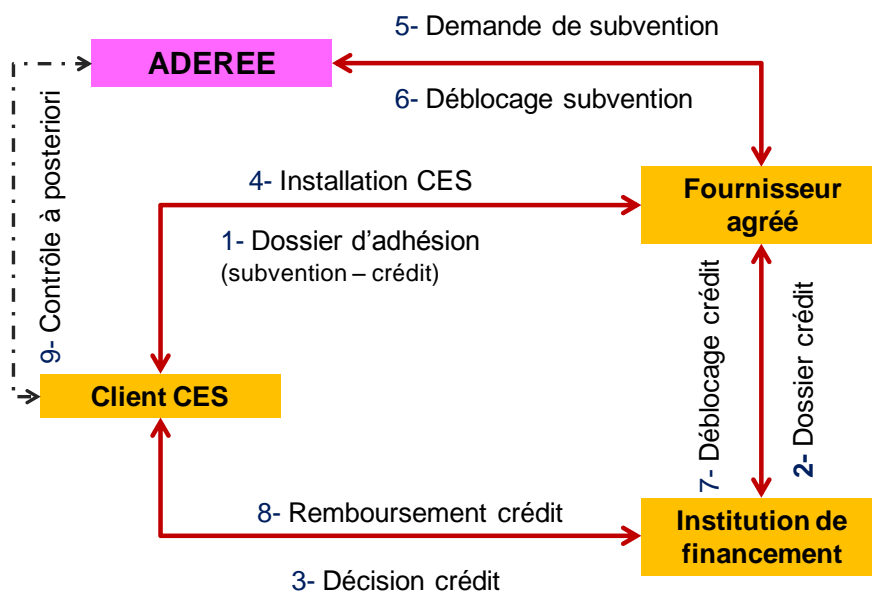
La MASEN assure l'intermédiaire et revend ensuite cette électricité à l'ONE avec le tarif de rachat fixé par ce dernier à un niveau reflétant ses coûts économiques (Cost recovery approach), qui pourrait être estimé au coût marginal moyen de production. Ce coût de rachat sera répercuté sur le consommateur final dans le tarif général de l'ONE.

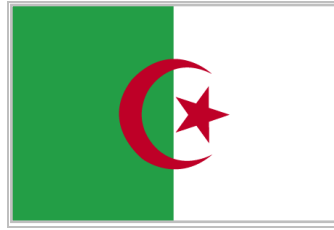
Mécanisme pour le financement du CES

Le Maroc est en cours de mise en place d'un mécanisme spécifique pour le développement du CES individuel. Il est probable que ce mécanisme s'appuiera sur les éléments suivants :

- Subvention au prix du CES dimensionnée de manière à rendre le CES attractif pour les consommateurs. Cette subvention sera certainement limitée dans le temps.
- Crédit à la consommation pour la partie restante du coût du CES. Le crédit sera sur une période de 3 à 4 ans avec un taux d'intérêt de 9 à 10%.
- Contrôle qualité avec la mise en place d'un système strict de contrôle de qualité (en amont et aval).
- Management Information System qui soit partagé entre les différents acteurs pour faciliter la gestion du mécanisme.
- Communication et information par le lancement de campagnes massives de communication en faveur du CES (spot TV, foire, etc.) tout en utilisant la subvention comme argument de vente.

Le mécanisme s'appuierait sur les principes suivants :





Algérie

Le financement en Projet (Project Finance) : cas de la centrale de Hassi R'Mel

Description

Le financement de projet ou Project finance consiste à rassembler, combiner et structurer les divers apports de fonds nécessaires à des investissements de grande envergure (i.e. infrastructure de transport, nouveau complexe industriel, centrales de production d'énergie...), privés, publics ou mixtes, en s'assurant de leur viabilité financière.

Le financement de projet se différencie d'autres méthodes de financement (notamment le financement "corporate") par le fait que les apports de fonds seront majoritairement rémunérés par les cash flows générés par le projet lui-même.

L'intérêt est multiple pour l'investisseur du projet en question, en comparaison d'un financement "corporate" ou "sur bilan" :

- déconsolider le montant de l'investissement de son bilan propre, étant donné l'importance des sommes mises en jeu.
- faire porter l'essentiel des risques inhérents au projet à un véhicule de financement portant le projet (société ad-hoc, société-projet, ou SPV pour *Special Purpose Vehicle*) : concept de *financement sans recours*.
- optimiser les apports de fonds sous forme d'une combinaison de fonds propres (capital actionnaire, ou *equity*) et de dette bancaire : cette optimisation veille à maximiser la rentabilité des fonds propres de l'actionnaire ou *sponsor* du projet, tout en assurant le remboursement de la dette bancaire dans des conditions acceptables pour les prêteurs en cas de scénarios dégradés.

Le concept de financement de projet ou de financement sans recours requiert ainsi de la part des banques maîtrisant cette expertise une analyse approfondie de tous les paramètres financiers, techniques, contractuels, réglementaires et juridiques inhérents au projet. Cette analyse est communément appelée phase de Due Diligence, et fait intervenir des consultants externes et des cabinets d'avocats d'affaires.

La notion de financement sans recours implique que les prêteurs ne pourront pas se retourner vers le sponsor du projet en cas de cash-flows générés moindres que prévu. La performance économique propre du projet concerné (par exemple : trafic conforme aux prévisions pour une autoroute, tarif de vente d'électricité conforme aux études de marché, performance opérationnelle d'une centrale éolienne...) est capitale pour assurer le bon remboursement de la dette et une rémunération acceptable des fonds propres de l'actionnaire. Les prêteurs disposent à ce titre de sûretés de premier rang sur les actifs et contrats du véhicule portant le projet en cas de défaut déclaré de ce dernier.

L'approche de Project Finance sert souvent pour le financement des grands projets d'énergie renouvelables pour la production d'électricité par le secteur privé dans le cadre de Partenariat Public Privé (PPP).

L'Algérie a utilisé cette approche pour financer le projet de la **Centrale Thermo-solaire (CSP) hybride de Hassi R'Mel** dont le coût était de 315 M€. Cette centrale est d'une capacité totale de 150 MW dont 25 MW CSP.

Le développeur de ce projet est la société NEAL dont les actionnaires sont Sonelgaz et Sonatrach (à hauteur de 45% chacun) et SIM (10% des actions). Un contrat de type **BOOT (Built Own Operate and Transfer)**, c'est-à-dire concevoir, construire, exploiter et transférer, a été attribué à la compagnie à un consortium constitué de la société espagnole ABENER (51%), NEAL (20%), SONATRACH (14%) et COFIDES (15%). Ce consortium a apporté 20% du financement et le reste financé par crédit bancaire auprès des banques locale.

Impact

Le projet de Hassi R'Mel devrait permettre :

- Une production électrique d'origine solaire d'environ 65 GWh par an
- Une économie d'énergie primaire de 16 ktep/an
- Des émissions évitées de gaz à effet de serre de l'ordre de 37 teCO₂/an

Les aides financières directes : le Fonds National de Maîtrise de l'Energie

Le Fonds National de Maîtrise de l'Energie (FNME), a été institué par la loi des finances de 2010 pour appuyer la politique Algérienne de maîtrise de l'énergie en général et le programme national de maîtrise de l'énergie (PNME) 2010-2014 et notamment ces activités d'énergies renouvelables (loi de promotion des énergies renouvelables, août 2004)

Le FNME a pour objet de contribuer à l'impulsion et au développement, à terme, d'un marché de l'efficacité énergétique à travers, notamment :

- L'octroi de crédits en concours définitif,
- L'octroi de prêts non rémunérés ou à taux réduits,
- La garantie des emprunts.

Le FNME a des ressources stables provenant essentiellement de :

- Taxes sur la consommation d'énergie;
- Les subventions de l'État;
- Le produit des taxes sur les appareils énergétiques;
- Les amendes prévues dans le cadre de la LME;
- Le produit des remboursements des prêts;
- Autres ressources ou contributions.



Egypte

Mécanisme pour le développement du solaire thermique pour le chauffage de l'eau dans les hôtels

Le programme EGYSQL appuyé par le Ministère italien de l'Environnement est un mécanisme pilote de financement des installations de chauffage de l'eau par énergie solaire dans le secteur tertiaire, ce mécanisme est basé sur:

- L'octroi de 25% de subvention pour les installations collectives de solaire thermique et une subvention dégressive du coût de la maintenance sur 4 ans après la première année de garantie,
- La sensibilisation et la formation des acteurs impliqués en vue d'améliorer leurs connaissances et qualifications
- L'assistance pour l'établissement des standards de qualité des CES.

Jusqu'à fin 2011 le programme a permis d'équiper 9 unités hôtelières par une capacité de 1120 m² de CES, le temps de retour moyen est d'environ 4,5 ans

Ce programme pilote dont les ressources sont assez limitées (0,5 M\$) devrait être poursuivi grâce à un mécanisme spécifique appuyé par les ressources du Fonds de Développement Touristique, ce qui devrait permettre sa pérennisation. A ce propos, l'Egypte se propose d'initialiser un mécanisme basé sur une approche progressive de développement du marché des CES et qui commencera par le secteur touristique qui, compte tenu des tarifs énergétiques appliqués, présente des conditions intéressantes de rentabilité.

Le mécanisme d'appui au marché des CES dans le secteur touristique en Egypte serait basé sur la combinaison des incitations financières directes et d'un dispositif de crédits à taux d'intérêt optimisé.

Le mécanisme de financement est basé sur les principes suivants:

- Faciliter l'accès au CES à travers un système de crédit souple, rapide et attractif mis en place avec la banque nationale d'Egypte.
- Améliorer la rentabilité pour les hôtels par l'effet de la prime d'acquisition des CES octroyée sur les ressources d'EGYSOL au début et sur d'autres ressources à mobiliser ultérieurement.
- Appuyer financièrement la réalisation des études de dimensionnement
- Contribuer financièrement au coût d'opération et de maintenance (O&M) et exiger une garantie des équipements de 5 ans et une qualité du SAV (service après-vente)
- Accompagner le programme par :

- Le contrôle des équipements et des services commercialisés dans le cadre du programme via des conditions d'éligibilité au programme.
- La qualification des acteurs (installateurs, fournisseurs).
- La communication et la sensibilisation sur l'utilisation des CES en vue de faire connaître leurs avantages.

Le mécanisme de financement s'appuierait sur l'architecture suivante:

Annexe 2 : Benchmark des expériences internationales

BENCHMARK INTERNATIONAL POUR LES FILIERES RENOUVELABLES POUR LA PRODUCTION ELECTRIQUE

Pays	Objectifs	Organisation du marché de l'électricité	Mécanismes de soutien
Allemagne	<ul style="list-style-type: none"> • Accroissement de la part des ER dans la consommation finale brute de 18% en 2020; 30% en 2030; 40% en 2040 et 60% en 2050; • Accroissement de la part des ER dans la consommation brute de l'électricité de 35% en 2020; 50% en 2030; 65% en 2040 et 80% en 2050 	<ul style="list-style-type: none"> • Les marchés du gaz et de l'électricité sont totalement ouverts depuis 1998; • Une loi a été adoptée en 2005 pour la création d'un organe régulateur et pour le renforcement des règles de séparation des activités de production, transport, distribution et fourniture; • 1 100 fournisseurs d'électricité sont recensés en Allemagne. Toutefois, le marché est toujours largement dominé par les 4 opérateurs intégrés historiques (E.on, RWE, Vattenfall et EnBW) qui se partagent les quatre zones du réseau de transport et disposent tous ensemble de 70% de la capacité totale de production et produisent 67% de toute l'électricité consommée (82% de l'électricité non renouvelable); • Les réseaux de distribution sont gérés par 900 opérateurs qui disposent d'un monopole dans leur zone de desserte, dont 40% sont des entreprises municipales. Ces dernières produisent environ 10% de la consommation totale. 	<ul style="list-style-type: none"> • La 1ère loi portant sur l'obligation d'achat a été votée en 1991. Elle imposait l'achat de l'électricité d'origine renouvelable à 90% du prix de détail de l'électricité au consommateur final; • En 2000, un système complet de tarifs différenciés selon les filières a été mis en place (Loi EEG). Ce système a été révisé en 2004, 2009 et 2012 suivant les principes suivants: la garantie de la rentabilité de l'investissement à travers des contrats d'achat d'une durée suffisante, la répartition des surcoûts entre les consommateurs selon le principe de "pollueur/payeur et la réduction des tarifs d'achat en fonction du degré d'industrialisation et d'innovation de la filière. <p>Niveaux de tarifs :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eolien terrestre : entre 89 et 130 €/MWh pendant 5 ans, puis entre 35 et 38,5€/MWh pendant 10 ans; • PV injecté: entre 215,6 et 391,4 €/MWh suivant la puissance et la catégorie sur 20 ans; • PV auto-consommé: entre 94,8 et 123,6 €/MWh suivant puissance sur 20 ans; • Gaz de décharges, d'eaux usées et de mines: entre 40 et 127,3 €/MWh suivant technologies sur 20 ans; • Biomasse/Biogaz: entre 136,3 et 250 €/MWh suivant sources et technologies sur 20 ans.
Espagne	<p>Porter la part d'électricité renouvelable à 40% de la consommation finale brute à l'horizon 2020</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Le marché de gros espagnol de l'électricité a été ouvert à la concurrence en 1998; • Le processus d'intégration avec le marché portugais, engagé depuis 2004, est pratiquement achevé: l'opérateur espagnol étant chargé du marché spot et l'opérateur portugais du marché dérivé; • Le marché de détail au sein duquel subsiste un tarif régulé inférieur aux prix de marché pour les puissances de moins de 10 kW reste fortement concentré entre les mains des opérateurs historiques ENDESA, IBERDROLA et UNION FENOSA qui se partagent à eux trois 60% du marché. 	<ul style="list-style-type: none"> • En vertu de la loi de 1997 portant sur l'ouverture du marché de l'électricité, un objectif de 12% de sources renouvelables dans la consommation d'énergie primaire en 2010 a été instauré. Il est ensuite décliné par filières par le plan de développement des ER en décembre 1999; • Un nouveau plan d'actions pour la période 2005-2010 a été mis en place en 2004. Ce plan a été concrétisé par la mise en place en 2007 d'un système de soutien optionnel: Les producteurs ont la possibilité de choisir pour une durée d'un an au minimum soit un tarif d'achat à prix garantis inspiré du modèle allemand, soit un système de prime s'ajoutant à la vente de leur production sur le marché. Ce système a été très efficace pour la filière éolienne qui a doublé sa production d'électricité entre 2005 et 2010 principalement sous le régime "prix de marché+prime". <p>Niveaux de tarifs:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eolien terrestre : 81,27 €/MWh pendant 20 ans, puis 67,92 €/MWh + prime=20,14 €/MWh pendant 20 ans. • Hydraulique (< 10 MW): 86,56 €/MWh + Prime = 22,8€/MWh pendant 25 ans puis 78 €/MWh + prime = 14,9/MWh; • Hydraulique entre 10 et 50 MW: Pas de tarif, prime=23,3€/MWh pendant 25 ans, puis 14,9€/MWh; • PV sur bâtiment (< 20 kW): 266,2 €/MWh, > 20 kW: 193,1 €/MWh pendant 20 ans; • PV au sol: 121,72 €/MWh pendant 20 ans; • CSP: 299 €/MWh pendant 25 ans + Prime = 28,19 €/MWh

BENCHMARK INTERNATIONAL POUR LES FILIERES RENOUVELABLES POUR LA PRODUCTION ELECTRIQUE

Pays	Objectifs	Organisation du marché de l'électricité	Mécanismes de soutien
Portugal	Atteindre une part des renouvelables dans la consommation d'énergie finale de 31% à l'horizon 2020	<ul style="list-style-type: none"> • Avant 2006, le secteur de l'électricité est composé d'un service public régulé et fourni par des productions sous contrat exclusif avec l'opérateur de transport et de distribution de l'électricité et un secteur totalement privé. • En 2006, ce cadre législatif a été révisé de manière à ce que la distribution et la fourniture ont été découplées et un système de fournisseur de "dernier recours" a été créé. Les productions ont donc commencé à être vendues à la bourse de l'électricité au spot et produits futurs en 2007 et le Gouvernement portugais a de ce fait encouragé la concurrence par des programmes de mise aux enchères de capacités de production et d'appels d'offres pour des nouvelles capacités de production. <p>La production et la fourniture de l'électricité sont désormais libres et seul le transport et la distribution sont publics.</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'accès au réseau électrique est régie par les principes de priorité d'utilisation des énergies renouvelables et de non-discrimination du type de production. • Si le réseau est disponible sur le site, le gestionnaire est obligé d'accepter la connexion du producteur, sinon, il partagera avec le producteur, le coût de l'extension du réseau; • Afin d'assurer la stabilité du réseau, le gestionnaire doit placer en priorité d'investissement l'accroissement des capacités. En revanche, les producteurs doivent s'engager à fournir au moins 50% de la production prévue. 	<p>Il existe un mécanisme d'obligation d'achat pour tous les producteurs d'énergie renouvelable. Le tarif d'achat est constitué de 2 parties: Une base de prix fixe et un montant variable dépendant de plusieurs facteurs; à savoir le type de production, l'impact environnemental évité et la taille de l'installation. De plus, la fourniture d'énergie renouvelable est soutenue par un taux réduit de TVA.</p> <p>Niveaux de tarifs:</p> <p>Eolien: 75 €/MWh à concurrence de 33 GWh/MW ou 15 ans; Hydro: 93 €/MWh à concurrence de 52 GWh/MW ou 20 ans; PV: 257 €/MWh à concurrence de 21 GWh/MW ou 15 ans;</p>
Maroc	Porter la part des énergies renouvelables à 42% de la puissance électrique installée à l'horizon 2020	<ul style="list-style-type: none"> • En 1963: création de l'ONE en tant que établissement public à caractère industriel et commercial, titulaire du monopole de la production, du transport et de la distribution de l'électricité; • Depuis 1997, la concurrence s'ouvre progressivement sur les segments de la production et de la distribution. En revanche, l'ONE conserve son monopole pour acheter l'électricité aux producteurs et la revendre aux clients finaux; • Une loi relative aux ER a été adoptée et publiée en 2010. Elle introduit 4 innovations majeures, à savoir: l'ouverture à la concurrence de la génération d'électricité d'origine renouvelable, l'accès au transport de l'électricité via le réseau national, la possibilité d'exporter de l'électricité via le réseau national et la possibilité pour un promoteur de construire sa propre ligne de transport direct. Les promoteurs privés titulaires d'une autorisation peuvent ainsi produire l'électricité pour leurs propres besoins, la commercialiser au Maroc ou l'exporter. • La réalisation des centrales électriques renouvelables est confiée à des opérateurs nationaux et internationaux qui seront sélectionnés sur appel d'offres par la société "MASEN" créée pour développer les projets correspondant à la mise en oeuvre du Plan Solaire Marocain 	<p>Il n'existe pas de tarif d'achat proprement dit pour l'électricité renouvelable au Maroc. La commercialisation de l'électricité à l'ONE se fait à un prix fixé à 60% du tarif MT pratiqué par l'ONE.</p>

BENCHMARK INTERNATIONAL POUR LES FILIERES RENOUVELABLES POUR LA PRODUCTION ELECTRIQUE

Pays	Objectifs	Organisation du marché de l'électricité	Mécanismes de soutien
Turquie	Accroître la capacité de production par les ER pour atteindre 30% du parc à l'horizon 2023	<ul style="list-style-type: none"> • La loi de 2001 a permis de créer un véritable marché de l'électricité. Les activités de commerce et de gestion des réseaux ont été séparées et des règles d'accès au réseau ainsi qu'un tarif d'utilisation du réseau non discriminatoire ont été mises en place; • La loi ainsi que la réglementation secondaire établie par le régulateur ont permis de mettre en place un système fondé sur des contrats bilatéraux, un mécanisme d'ajustement et d'équilibre et l'accès des tiers au réseau; • En 2012, la Turquie a été divisée en 21 régions de distribution d'électricité. 13 d'entre elles sont aujourd'hui gérées par des sociétés privées, et le processus de privatisation est en cours dans les 8 autres régions. La consommation des 13 régions actuellement gérées par des sociétés privées représente plus de la moitié de la consommation totale d'électricité en Turquie; • En 2012, plus de la moitié de l'électricité produite est issue d'outils de production privatisés ou privés; • Une bourse de l'électricité a vu le jour en 2006. Elle a permis de stimuler la concurrence et représente actuellement 20% de la consommation totale d'électricité. Plus de 100 entreprises sont aujourd'hui enregistrées sur ce marché de gros; • Le marché spot spot de l'électricité est opérationnel en Turquie depuis décembre 2011. 	<ul style="list-style-type: none"> • Chaque fournisseur agréé doit acheter un quota d'électricité verte matérialisé par des certificats d'origine. Ce quota est déterminé par le Gouvernement (8% en 2011); • Le marché détermine le prix de cette électricité ou des certificats si le fournisseur ne peut contracter pour des volumes suffisants en accords bilatéraux; <p>Niveaux des tarifs d'achat: Après des années d'échec de la politique de développement dû à des tarifs de rachat trop bas, le gouvernement a décidé de fixer les nouveaux prix en 2011 pour 10 ans ou à concurrence d'une capacité installée de 600 MW comme suit:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Solaire: 133 US\$/MWh; • Biomasse: 133 US\$/MWh; • Géothermie: 105 US\$/MWh; • Hydroélectricité: 73 US\$/MWh; • Energie éolienne: 73 US\$/MWh

LES FILIERES RENOUVELABLES POUR LA PRODUCTION THERMIQUE : LE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU SANITAIRE

Les mesures réglementaires

Exemple	Application	Avantages	Limites
<p>Règlementations nationale, régionale ou municipale pour l'obligation du solaire thermique</p> <p>Exemples: Israël, Espagne, Portugal, Italie, Inde, Brésil, Mexique, Allemagne</p> <p>D'autres pays dans des proportions plus limitées (Syrie)</p>	<p>Applicable, lorsqu'il s'agit d'un marché mature des CES et une culture d'efficacité énergétique dans le secteur des bâtiments</p> <p>Sans considération de la faisabilité économique du CES dans le pays.</p>	<p>Peut être à l'origine du développement du marché de CES si la réglementation est accompagnée par des mesures de contrôle de mise en œuvre, de qualité, de communication et de sensibilisation, etc.</p>	<p>Exige un système transparent d'inspection effective pour l'application de la réglementation</p> <p>Peut ne pas être utile pour les pays à faible capacité d'inspection et de contrôle.</p> <p>Taux d'évasion qui peut être important dans l'habitat passant par la promotion immobilière formelle.</p>

Les incitations financières

Exemple	Application	Avantages	Limites
<p>Incitations financières directes (subvention directe)</p> <p>Exemples: Canada, France, Hollande, Suède and Californie, Thaïlande, Tunisie, Afrique du Sud</p>	<p>Applicable pour la majorité des pays à condition d'avoir la volonté politique pour promouvoir les CES.</p> <p>Nécessité d'une forte volonté politique en faveur des énergies renouvelables.</p> <p>Nécessité de disposer de ressources financières suffisantes et pérennes pour le dispositif d'incitation.</p>	<p>Améliorer la rentabilité du CES pour le consommateur final, banaliser l'accès du consommateur au CES et structurer le marché en Assurant son contrôle</p> <p>Développer rapidement le marché en considérant les besoins réels des ménages</p> <p>Avoir d'autres impacts sociaux comme la création d'emplois</p>	<p>Accoutumance du marché de CES aux incitations accordées et risque de retournement du marché dans le cas de la suppression de l'aide, d'où la nécessité de disposer de ressources stables pour l'aide. En Tunisie, il s'agit du Fonds National de Maîtrise de l'Energie alimenté par des taxes affectées.</p> <p>Instauration de la culture de la subvention chez les consommateurs</p> <p>Coût de transaction de la gestion de l'aide directe souvent élevées.</p>

Incitations fiscales

Exemple	Application	Avantages	Limites
<p>Incitation fiscales indirect : exonération de droit de douane et surtout de la TVA sur le CES et même sur les composantes et les matières premières entrant dans sa fabrication locale.</p> <p>Exemples : Tunisie, Uruguay, Portugal DD : Tunisie, Maroc, Chypre, Uruguay</p>	<p>Applicable pour tous pays ayant un système de taxes indirectes (TVA, TIC, etc.).</p> <p>Nécessité d'une forte volonté politique.</p>	<p>Mesure très efficace pour réduire le coût final du CES (14% dans le cas marocain sur les équipements et 20% sur l'installation).</p> <p>Mesures n'impliquant pas une pression directe sur le budget de l'Etat, notamment dans le cas d'un marché émergeant comme celui du CES.</p> <p>Nettement plus facile à gérer que la subvention directe, avec des coûts de transaction presque nuls.</p> <p>Encourage l'industrialisation locale, car elle permet des achats hors taxes des produits et matières premières pour la fabrication du CES.</p>	<p>Nécessité de mise en place d'un dispositif de suivi et contrôle efficaces quand il s'agit d'exonérer les composantes et les matières premières pour la fabrication locale du CES (établissement des listes des produits, élaboration de contrats-programmes avec les fabricants locaux) : voir réglementation tunisienne.</p> <p>Nécessité de généraliser la mesure sur l'ensemble des énergies renouvelables de même type (PV, petite éolienne, etc. Il est souvent peu acceptable de mettre en place cette mesure uniquement pour le CES.</p> <p>Difficultés de convaincre le ministère des finances.</p>
<p>Incitations fiscales directes : Crédits d'impôts</p> <p>Exemples: France, Italie, Portugal, Grèce, Chili, USA, etc.</p>	<p>Le dégrèvement sous forme de crédit d'impôt n'est pas applicable dans la majorité des pays en développement ou l'impôt sur le revenu est le plus souvent retenu à la source.</p>	<p>Simplicité de gestion et faible coût de transaction.</p>	<p>Difficultés de convaincre les autorités fiscales.</p> <p>L'impact réel de la mesure dépend du niveau de taxation dans le pays et surtout du taux d'évasion fiscale.</p>

Les systèmes de crédit dédié

Exemple	Application	Avantages	Limites
<p>Système de crédit à la consommation avec taux d'intérêt bonifié</p> <p>Exemples: Inde</p>	<p>Applicable pour les pays ayant un secteur bancaire assez mature pour les crédits à la consommation, mais où les taux d'intérêt sont très élevés.</p>	<p>Rapide à mettre en œuvre dans le pays où le crédit à la consommation est bien développé</p> <p>Peut faciliter un meilleur accès à des capitaux abordables pour l'achat de systèmes de CES.</p> <p>La pression sur le budget public en général inférieur à celle des incitations financières directes</p>	<p>Dépend des allocations budgétaires annuelles avec un risque d'arrêt à tout moment.</p> <p>Dans certains cas, les exigences de garanties des banques peuvent devenir un facteur limitant.</p> <p>Complexité possible de l'emprunt et des procédures de demande de subvention de taux d'intérêt, qui nécessitent d'être simplifiés pour rendre le système suffisamment attractif.</p> <p>Risque d'élimination d'une large frange de la population qui n'est pas bancarisée ou qui ne peut pas avoir accès aux banques</p> <p>La bonification du taux d'intérêt est de plus en plus rare, compte tenu de sa complexité d'une part et des réglementations bancaires qui interdisent assez souvent cette pratique, d'autre part</p>
<p>Système de crédit avec recouvrement sur la facture d'électricité</p> <p>Exemples: Tunisie, Afrique du Sud (municipalités de Cape Town et Johannesburg), en cours de mise en place.</p>	<p>Applicable pour les pays où le distributeur d'électricité est efficace, avec des taux d'impayés des factures d'électricité très faible.</p> <p>Plus facile à mettre en place quand le distributeur d'électricité est public.</p> <p>Nécessité d'une forte volonté politique.</p>	<p>Accès ouvert à tout ménage ayant un compteur électrique et qui n'a pas de contentieux avec le distributeur. Cible nettement plus large que le crédit à la consommation.</p> <p>Une garantie efficace du remboursement du crédit (coupure du service électrique en cas de non paiement), d'où la minimisation du risque d'impayés.</p> <p>Possibilité de négocier des taux d'intérêt bancaires bas grâce à la garantie de recouvrement.</p> <p>Coût de recouvrement marginal du crédit</p> <p>Introduire la culture de la maîtrise de l'énergie chez les opérateurs électrique.</p>	<p>Difficultés de convaincre les distributeurs électriques, surtout quand ils sont privés.</p> <p>Nécessité d'aménager le système de gestion de la clientèle au niveau des distributeurs</p> <p>Coût de transaction relativement élevé, mais qui reste tout de même plus faible que le crédit à la consommation</p> <p>Délais de versement des crédits aux fournisseurs de CES relativement long (3 à 4 mois), ce qui augmente les besoins en trésorerie de ces derniers.</p> <p>Nécessité d'un système de contrôle de qualité efficace et ferme.</p>