

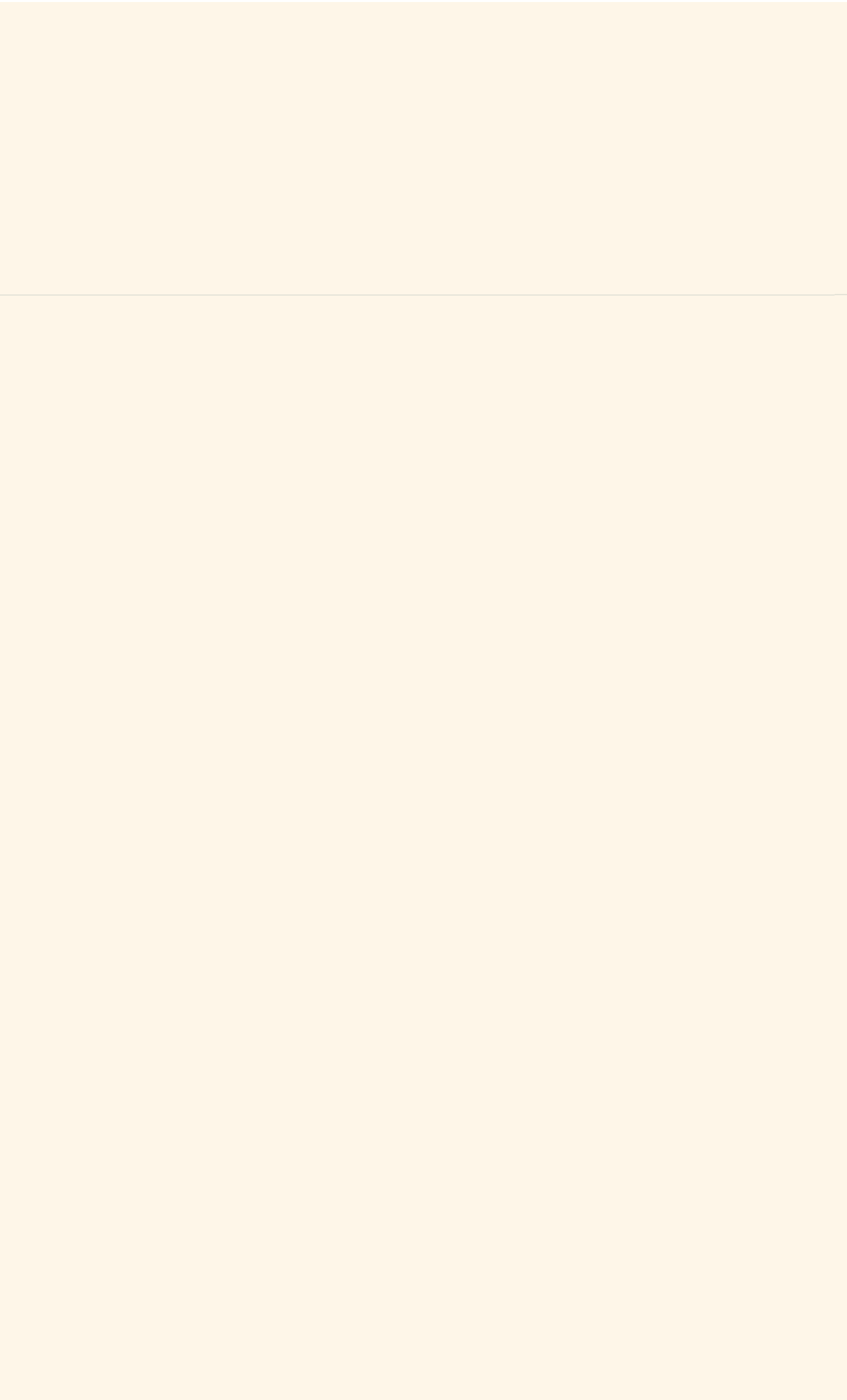
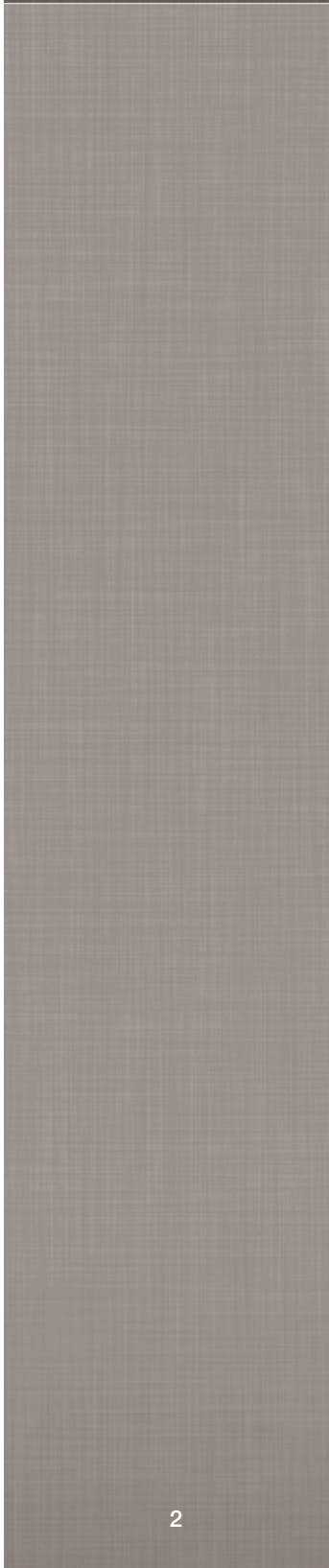
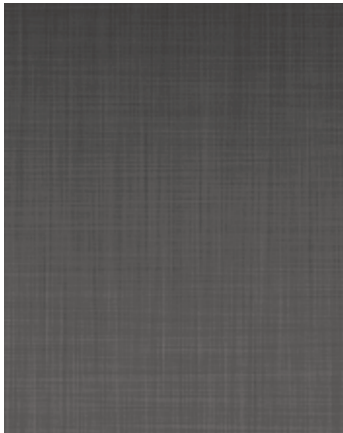


SEPTEMBRE 2013

# Plan d'action

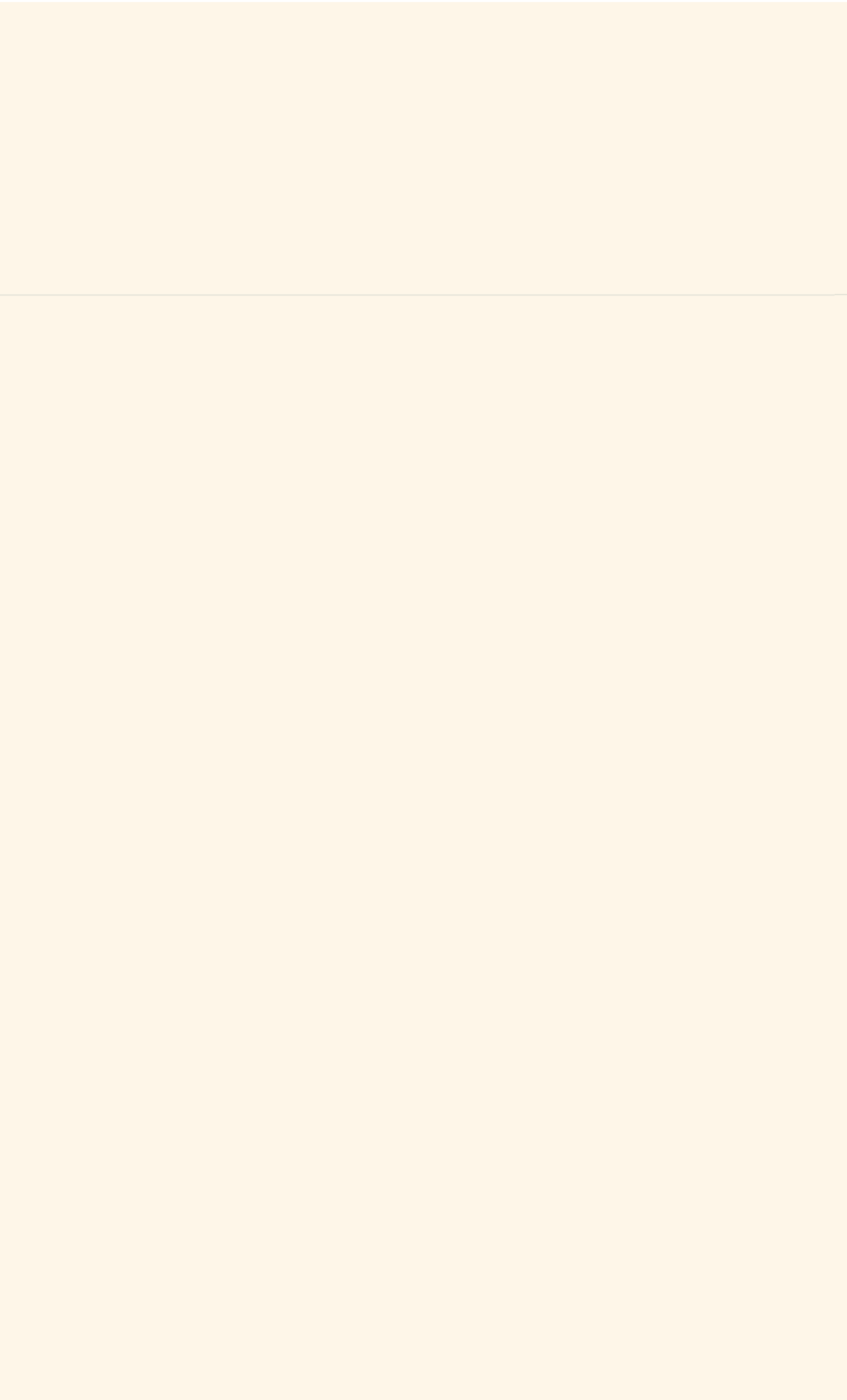
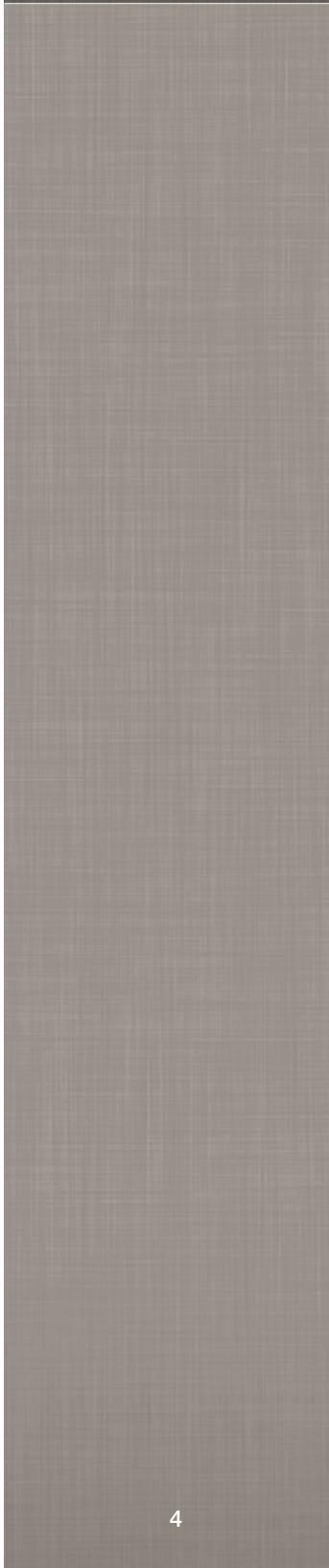
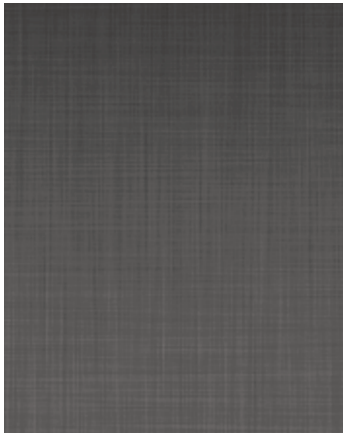
de développement  
des **énergies**  
**renouvelables**  
en Tunisie





## Liste des acronymes et abréviations

- ANME** : Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie  
**AIE** : Agence Internationale de l'Énergie  
**BT** : Basse tension  
**CES** : Chauffe-eau solaire  
**CSP** : Concentrated Solar Power (Solaire thermique à concentration)  
**ENRs** : Énergies renouvelables  
**FNME** : Fonds National de Maîtrise de l'Énergie  
**GWc** : Gigawatt-crête  
**HT** : Haute tension  
**Ktep** : Kilo tonne équivalent pétrole (1000 tep)  
**KtéCO<sub>2</sub>** : Kilo tonne équivalent CO<sub>2</sub>  
**KWh** : Kilo Watt-heure  
**MDT** : Million de Dinar Tunisien  
**Mm<sup>2</sup>** : Million m<sup>2</sup>  
**MT** : Moyenne tension  
**MW** : Mégawatt  
**MWc** : Mégawatt-crête  
**MWh** : Mégawatt-heure  
**ONE** : Observatoire National de l'Énergie  
**ONG** : Organisation Non Gouvernementale  
**PIB** : Produit Intérieur Brut  
**PROSOL** : Programme solaire thermique  
**PROSOL élec** : Programme solaire photovoltaïque (toits solaires)  
**PST** : Plan Solaire Tunisien  
**PV** : Photovoltaïque  
**STEG** : Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz  
**Tep** : Tonne équivalent pétrole



## Sommaire

Avant Propos

### Partie I. Pourquoi une nouvelle stratégie d'énergies renouvelables en Tunisie ?

### Partie II. Etat de développement des énergies renouvelables en Tunisie

A. Les dispositifs réglementaire et incitatif

B. Bilan des réalisations

- L'éolien
- Le solaire thermique pour le chauffage de l'eau
- Le solaire photovoltaïque

### Partie III. Axes stratégiques du plan d'action

A. Scénarios de développement de chaque filière

- Les énergies renouvelables pour la production électrique centralisée
- Le solaire photovoltaïque raccordé au réseau BT
- Le solaire thermique pour le chauffage de l'eau
- La biomasse
- Le pompage photovoltaïque

B. Impacts de la stratégie

- Investissements requis & gains pour la collectivité
- Gains pour l'Etat

## Avant Propos

Malgré les efforts déployés depuis plus de deux décennies, la contribution des énergies renouvelables dans le bilan énergétique en Tunisie reste encore peu significative. En effet, la politique publique en matière de développement des énergies renouvelables a été relativement modeste jusqu'en 2009 où elle a été renforcée par la mise en place d'instruments réglementaires et incitatifs plus volontaristes.

Toutefois, les réalisations dans ce domaine sont restées globalement en dessous des opportunités offertes par le potentiel de développement de ces ressources énergétiques dans le pays. L'attitude des pouvoirs publics s'est caractérisée par une certaine prudence, qui n'a pas permis le développement de certaines filières renouvelables, notamment la production d'électricité.

Face à une situation énergétique marquée par l'aggravation du déficit énergétique et une dépendance à l'égard des énergies fossiles, la Tunisie doit s'engager sur la voie d'une transition énergétique basée sur le développement à grande échelle des énergies renouvelables.

Pour ce faire, l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie "ANME" a lancé en 2012, avec l'appui de l'Union Européenne\*, une étude stratégique sur le développement des énergies renouvelables. Cette étude a permis d'adopter un plan d'action sur la période 2014-2020 et définir les orientations stratégiques à l'horizon 2030, en cohérence avec les choix déjà établis dans le cadre de la stratégie du mix électrique et du Plan Solaire Tunisien, qui prévoient une pénétration des énergies renouvelables dans la production électrique de 20% en 2020 et 30% en 2030.

Le présent document présente de manière succincte :

- Le bilan des réalisations de la Tunisie en matière d'énergies renouvelables ;
- Le scénario de développement pour chaque filière sur la base d'une évaluation de son potentiel technico-économique ;
- Les impacts énergétiques, économiques et environnementaux associés aux objectifs de développement fixés, ainsi que les mesures d'accompagnement nécessaires pour réaliser le plan d'action.

\*«La présente publication a été élaborée avec l'aide de l'Union Européenne. Le contenu de la publication ne peut aucunement être considéré comme reflétant le point de vue de l'Union Européenne.»

## Partie I. Pourquoi une nouvelle stratégie d'énergies renouvelables en Tunisie ?

### • Aggravation du déficit énergétique

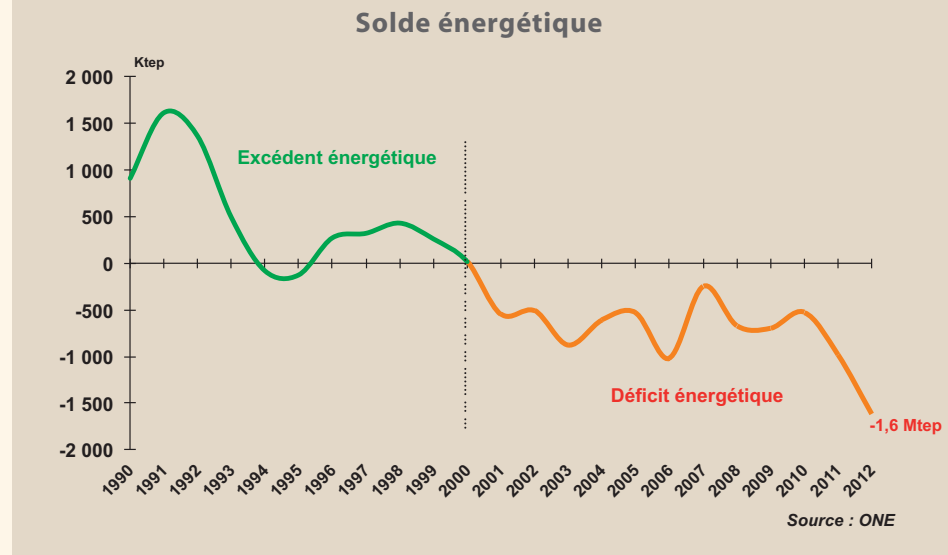
La croissance économique soutenue de la Tunisie, l'augmentation de la consommation d'énergie et la stagnation des ressources en hydrocarbures, sont à l'origine d'une dépendance énergétique croissante et un déficit énergétique structurel qui s'est accentué depuis le début des années 2000.

Ce déficit qui représente actuellement environ 20% de la consommation d'énergie primaire pourrait atteindre selon les scénarios 40% à 60% de la demande en 2030.

Il va de soi que cette situation rendrait la Tunisie économiquement et socialement vulnérable à la volatilité des prix internationaux de l'énergie qui présentent inévitablement une tendance à la hausse, selon tous les scénarios établis.

### • Augmentation des dépenses énergétiques

Les dépenses énergétiques du pays se situent autour de 14% du PIB ce qui est de nature à affecter fortement la compétitivité de l'économie tunisienne.



Par ailleurs, les subventions directes aux prix intérieurs de l'énergie qui ont atteint 2500 MDT en 2012, soit environ 10% du budget de l'Etat, pèsent lourdement sur les finances publiques et exercent un effet d'éviction sur le budget public d'investissement.

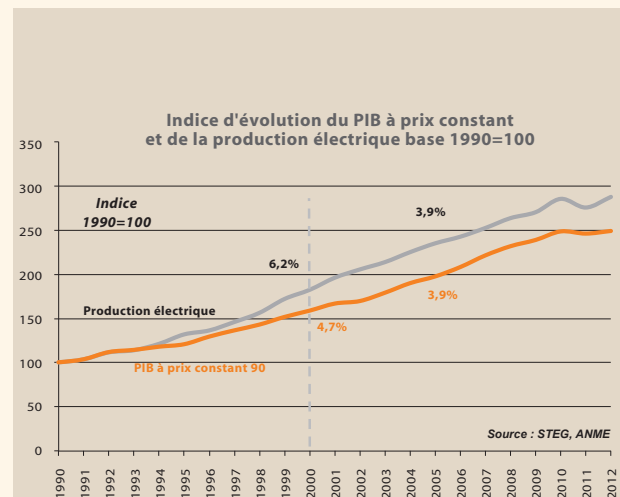
### • Croissance de la demande électrique

La consommation d'électricité a augmenté à un rythme nettement plus élevé que la croissance économique dans les années 1990, soit 6,2% en moyenne par an. Durant les années 2000, cette demande a presque augmenté au même taux que le PIB, soit 3,9% en moyenne par an.

\* PST, ANME/GIZ, 2013

En conséquence, il n'y pas eu jusqu'à maintenant un réel découplage entre croissance économique et demande électrique.

En effet, cette demande appellerait des besoins colossaux d'investissement dans les centrales électriques qui pourraient atteindre environ 11800\* Millions €<sub>2012</sub> entre 2013 et 2030.

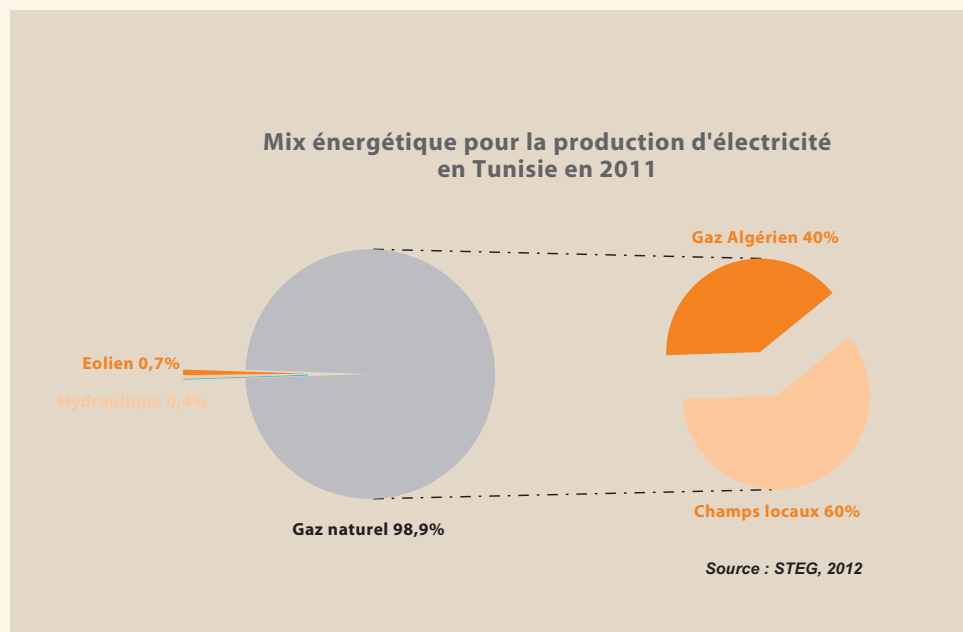


## Partie I. Pourquoi une nouvelle stratégie d'énergies renouvelables en Tunisie ?

- **Forte dépendance de la production électrique au gaz naturel**

Le mix électrique est très peu diversifié avec une forte dépendance au gaz naturel qui représente actuellement plus de 99% de la consommation d'énergie primaire du secteur.

Cette dépendance au gaz naturel risque de poser un sérieux problème de sécurité de production électrique, compte tenu de la limite des ressources gazières du pays.





## Partie II. Etat de développement des énergies renouvelables en Tunisie

### A. Les dispositifs réglementaire et incitatif :

#### • Le dispositif réglementaire

Sur le plan réglementaire, la loi n° 2009-7 du 9 février 2009 et les textes annexes, même s'ils ont tenté d'ouvrir une brèche pour l'ouverture du marché au producteur d'électricité à partir des énergies renouvelables, ils sont restés sans impacts réels. Les points saillants de ce dispositif concernent essentiellement les éléments suivants :

- Le droit à l'autoproduction électrique à partir des énergies renouvelables pour tout établissement ou groupement d'établissements exerçant dans les secteurs industriel, agricole ou tertiaire pour sa consommation propre;
- Le droit de transporter l'électricité produite par le réseau national jusqu'à ses points de consommation, moyennant le paiement d'un droit de transport fixé par arrêté;
- Le droit de vente des excédents de l'électricité exclusivement à la STEG dans les limites de 30 % de l'électricité produite annuellement (sans limite pour les projets de biomasse dans la limite d'une puissance installée maximale de 15 MW);

- La fixation du prix de vente de l'excédent de l'électricité produite à la STEG à un prix équivalent au tarif de vente HT avec quatre postes horaires de la STEG.

Quatre ans après, ce dispositif n'a pas permis de développer les filières concernées.

#### • Le dispositif incitatif

Le système incitatif aux énergies renouvelables est basé d'une part sur les privilèges fiscaux et d'autre part, sur l'octroi d'aides directes à l'investissement accordées par le Fonds National de Maîtrise de l'Energie créé en 2005. Les avantages fiscaux résident dans l'application

de droits de douane minimum sur les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l'énergie et qui n'ont pas d'équivalents fabriqués localement ainsi que la suspension de la TVA sur les biens d'équipement et les produits économes en énergie.

#### Incitations financières octroyées par le FNME

Domaine	Incitation
Chauffage solaire de l'eau dans les secteurs résidentiel et petits métiers	200 DT pour les CES de capteur entre 1 m <sup>2</sup> et 3 m <sup>2</sup> 400 DT pour les CES de capteur entre 3 m <sup>2</sup> et 7 m <sup>2</sup> .
Chauffage solaire de l'eau dans les secteurs industriel et tertiaire	30% du coût de l'investissement avec un plafond de 150 DT par m <sup>2</sup> .
Production de l'électricité dans le secteur agricole (éclairage PV et pompage PV et éolien)	40% du coût de l'investissement, avec un plafond de 20 000DT
Production du biogaz	40% du coût de l'investissement avec un plafond de 20000 DT pour la production du biogaz ; 20% du coût de l'investissement, avec un plafond de 100 000DT
Production de l'électricité dans les bâtiments solaires	30% du coût de l'investissement avec un plafond de 3 000 DT pour 1 kWc et 15 000 DT pour un bâtiment solaire. Le plafond de la subvention a été révisé à 1450 DT à partir du premier janvier 2013.

## Partie II. Etat de développement des énergies renouvelables en Tunisie

En plus des aides directes, des mécanismes de financement pertinents basés sur un système de crédit octroyé et remboursé via la STEG, ont été mis en place pour le chauffe-eau solaire individuel (PROSOL) puis pour les toits solaires (PROSOL élec).

Ces mécanismes innovants de financement se sont avérés très efficaces en terme de développement de ces deux filières.

Mis à part Prosol thermique et Prosol élec, l'appui a été limité à la subvention d'investissement, or certaines filières nécessitent plutôt d'autres mécanismes d'appui (capital risque, tarif d'achat, crédit, etc.).

### B. Bilan des réalisations :

Le tableau ci-après présente une synthèse des réalisations physiques en matière des énergies renouvelables en Tunisie, qui restent encore très faibles par rapport au potentiel de développement de chaque filière.

Filières	Réalisations jusqu'en 2012
Eolien	245 MW
Solaire PV raccordé au réseau (Toits solaires)	4 MWc
Electrification rurale	1,5 MWc
Pompage PV	0,25 MWc
Bio-méthanisation	0,4 MW
Solaire thermique résidentiel	0,634 Mm <sup>2</sup>
Solaire thermique tertiaire	0,010 Mm <sup>2</sup>

### • L'éolien

Le développement de l'éolien a commencé au début des années 2000 par la STEG à travers la réalisation d'un parc d'une capacité initiale de 10 MW à Sidi Daoud en 2001, puis son extension à 20 MW en 2003 pour atteindre 55 MW en 2008. Cette capacité a été portée à 175 MW en 2011 puis 245 MW en 2012, avec le nouveau parc de Kchabta à Bizerte. Ces réalisations restent largement en dessous du potentiel réel du développement de cette filière en Tunisie. Rappelons que jusqu'ici, l'éolien a été développé exclusivement par la STEG. Depuis 2009, la loi 2009-07 permet au secteur privé de

réaliser des parcs éoliens (et d'énergie renouvelables en général) mais exclusivement dans le cadre de l'autoproduction. Depuis la mise en place de cette loi, aucune installation éolienne pour l'autoproduction n'a été réalisée, malgré la volonté de nombreuses entreprises grosses consommatrices d'électricité, la multitude d'études de projets réalisés et l'assistance technique accordée par l'ANME et ses partenaires à ces entreprises. Cela témoigne de l'inadéquation de ce cadre réglementaire de l'autoproduction au développement de l'éolien dans le pays.

## Partie II. Etat de développement des énergies renouvelables en Tunisie

### • Le solaire thermique pour le chauffage de l'eau

Le développement actuel du marché du chauffe-eau solaire «CES» en Tunisie, doit son essor au programme de diffusion des CES dans le secteur résidentiel «PROSOL résidentiel» mis en place dès 2005.

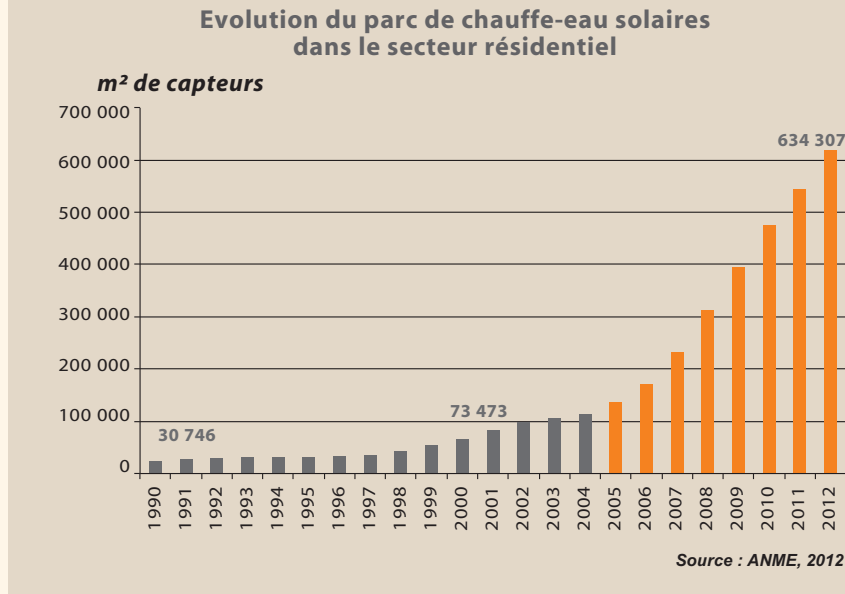
Basé sur une subvention du FNME, relayé par un crédit sur 5 ans accordé au consommateur via la STEG et remboursé sur la facture d'électricité, le programme PROSOL a permis une réelle transformation du marché du chauffage de l'eau en faveur de l'énergie solaire.

Cependant, malgré les bonnes performances enregistrées, la filière reste largement sous exploitée en comparaison à d'autres pays de la région. En effet, le taux de pénétration en Tunisie en 2012 se situe autour de 54 m<sup>2</sup>/1000 habitants (45 en 2010), loin derrière des pays comme Chypre et la Jordanie.

### • Le solaire photovoltaïque

#### Le PV décentralisé

La filière du solaire PV en Tunisie a démarré avec les installations décentralisées d'électrification rurale et le pompage pour l'adduction de l'eau potable.



Ces réalisations ont été entreprises dans une logique de soutien aux populations à faible revenu dans les zones rurales, avec de très fortes subventions.

Le nombre de stations de pompage installées pour l'irrigation est resté très limité avec environ une centaine de pompes installées notamment dans le sud du pays.

Fin 2011, la Tunisie compte environ 13200 ménages ruraux électrifiés par des systèmes PV, totalisant une capacité installée d'environ 1450 kWc.

#### Le PV connecté au réseau BT : le Programme Prosol élec

Le développement du PV connecté au réseau BT a démarré en 2010 avec le programme Prosol élec. Depuis son démarrage, la puissance totale des systèmes PV installés jusqu'à 2012, a atteint environ 4 MWc, permettant des économies d'énergie annuelles estimées à 6 GWh/an.

Bien que la Tunisie jouit de conditions d'ensoleillement favorables au développement du solaire photovoltaïque, l'investissement initial dans ces systèmes reste la contrainte majeure pour la diffusion de cette technologie à grande échelle.

## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action

La stratégie proposée vise à mobiliser une part non négligeable du potentiel, tout en tenant compte de la réalité du contexte tunisien et de la capacité de mise en œuvre des acteurs nationaux. Le tableau ci-après présente une synthèse du potentiel des principales filières ainsi que les objectifs physiques fixés par la stratégie.

Le plan d'action propose d'abord pour chaque filière des objectifs de réalisations physiques à moyen et long terme.

Pour atteindre ces objectifs, le plan d'action propose, sur la période 2014-2020, des mesures d'accompagnement d'ordre réglementaire, institutionnel, de renforcement de capacités et de communication. Toutefois, l'accent a été particulièrement mis sur les dispositifs incitatifs, capables d'induire une transformation effective du marché des énergies renouvelables en Tunisie.

### Potentiel et objectifs des principales filières

	Potentiel	Objectifs		
		2016	2020	2030
<b>Filières</b>				
Eolien	8000 MW	435 MW	835 MW	1755 MW
Solaire PV raccordé au réseau (dont toits solaires)	(5500 MW)	140 MW (60 MW)	540 MW (190 MW)	1510 MW (590 MW)
Solaire CSP			330 MW	460 MW
Pompage PV	24 MWc	0,55 MW	1,75 MW	8 MW
Bio-méthanisation	6 à 8 Mt de déchets par an	40 MW	140 MW	300 MW
Solaire thermique (Résidentiel, tertiaire et industriel)	4,1 millions de m <sup>2</sup>	0,98 Mm <sup>2</sup>	1,44 Mm <sup>2</sup>	2,85 Mm <sup>2</sup>

### A. Scénarios de développement de chaque filière :

#### • Les énergies renouvelables pour la production électrique centralisée

#### Objectifs de développement

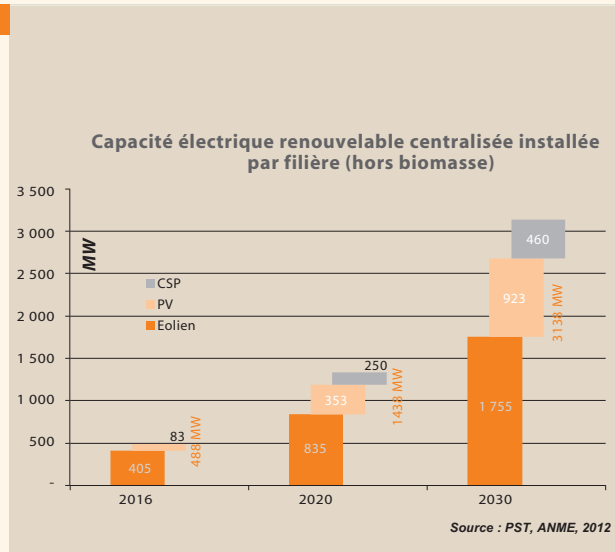
Les objectifs qualitatifs consistent à :

- Développer les filières renouvelables pour la production électrique centralisée au moindre coût

pour la collectivité et en optimisant les retombées socio-économiques positives;

- Permettre l'émergence d'opérateurs indépendants de qualité sur le marché;
- Doter la STEG des moyens nécessaires permettant de renforcer sa capacité à gérer la production intermittente de l'électricité et de supporter sans difficulté les quantités d'énergie qui seront produites par les puissances renouvelables prévues.

## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action



En terme quantitatif, les objectifs consistent à atteindre une capacité renouvelable, hors hydraulique, pour la production électrique en 2030 de l'ordre de 3140 MW, par rapport à une puissance installée à fin 2012 d'environ 250 MW, essentiellement d'origine éolienne (245 MW) et PV (5 MW).

La répartition de la puissance installée, selon les filières aux différents horizons, se présente comme indiqué par le graphique.

### Mesures à entreprendre

#### Mise en place de tarif d'achat affiché

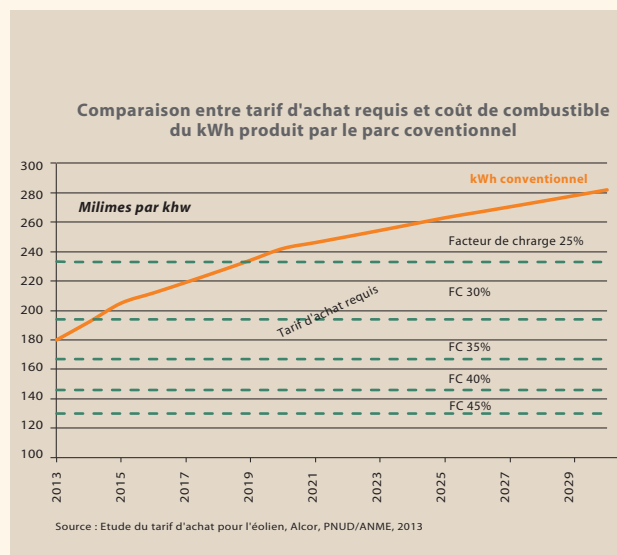
L'objectif consiste à donner le droit à tout développeur de centrale électrique à partir des énergies renouvelables de produire et de vendre l'électricité produite au seul acheteur (single buyer), la STEG. En contrepartie, la réglementation oblige la STEG à acheter la totalité de la quantité d'électricité produite à un prix de vente affiché et connu d'avance.

Les tarifs d'achat doivent être fixés de manière à établir un équilibre gagnant-gagnant entre l'intérêt de la collectivité (comparaison aux coûts réels de la production d'électricité conventionnelle) et la rentabilité requise pour les investisseurs.

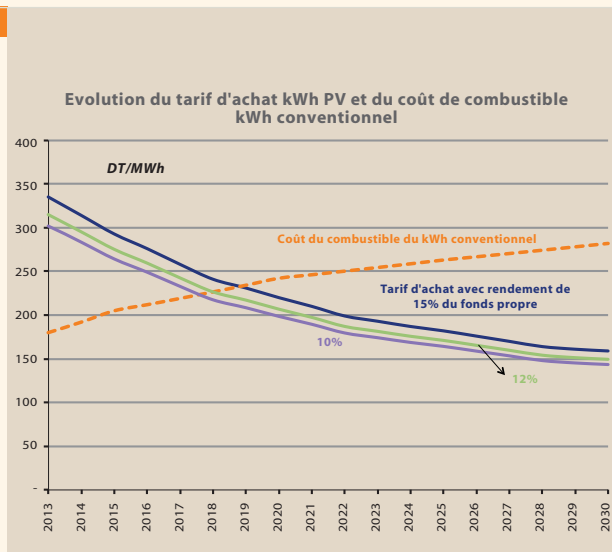
#### Tarif d'achat pour l'éolien

En ce qui concerne l'éolien, le tarif d'achat qui conserve aussi bien l'intérêt de la collectivité que la rentabilité du projet pour les investisseurs (rendement de 15% sur fonds propre) est d'ores et déjà atteint si l'on considère la croissance soutenue du prix du gaz naturel et si on commence à réaliser les projets sur des sites ayant un facteur de charge supérieur à 32%.

Il est possible aujourd'hui d'instaurer un tarif d'achat de l'éolien sans pour autant que cela implique un surcoût pour la collectivité, ni par conséquent pour l'Etat.



## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action



### ► Tarif d'achat pour les centrales photovoltaïques MT et HT

Pour la filière PV, malgré le profil de la baisse de la technologie, la parité entre le réseau et le tarif d'achat d'équilibre ne serait atteinte qu'entre 2017 et 2019 en fonction des hypothèses sur les exigences des rendements sur les fonds propres des investisseurs.

Il est de ce fait proposé que le FNME soutienne jusqu'à cette échéance le tarif d'achat, de manière à préserver les intérêts de la collectivité mais aussi des investisseurs privés qui souhaitent le développement de ce genre de projet. Le montant total de ce soutien est estimé à environ 43 MDT sur la période 2014-2020.

### ► Soutenir l'investissement citoyen

Le principe est de réunir, sur une région donnée, des particuliers, des entreprises, des associations et des collectivités au sein d'une Société Coopérative d'Intérêt Collectif (SCIC), afin de réaliser un projet pour la production électrique à partir des énergies renouvelables. Les principes d'actions de cette société, reposent sur les principes de l'économie sociale et solidaire.

Les programmes mis en place doivent réserver une place pour ce type d'investissements citoyens, c'est-à-dire des projets développés par des petits développeurs locaux, des groupements de personnes ou par les collectivités locales.

Pour ce type de projets et afin de créer la dynamique souhaitée, il est proposé que le FNME participe au coût du projet (éolien ou PV) en tant que tiers-investisseur et se fait rembourser sur une période suffisamment longue avec un taux de rémunération réduit.

En estimant qu'en 2030, les capacités installées seraient respectivement de 150 MW éolien et 190 MW PV, la contribution du FNME en tant que fonds d'investissement, serait d'environ 108 MDT sur la période 2013-2030.

### ► Elaboration du « Code des énergies renouvelables »

L'atteinte des objectifs annoncés reste absolument tributaire des réformes réglementaires relatives à la mise en place des régimes d'accès au réseau électrique et des mécanismes de soutien présentés plus haut.

Les réformes réglementaires doivent porter en particulier sur les éléments clés suivants :

- Le droit et les conditions d'accès au réseau électrique ;
- Les conditions d'obligation de l'achat de l'électricité d'origine renouvelable par l'opérateur électrique national ;
- Le mode d'instauration des tarifs d'achats de l'électricité d'origine renouvelable par l'opérateur électrique ;
- Les conditions d'accès aux différents régimes d'appui proposés ;
- Les aides et avantages accordés aux énergies renouvelables pour la production d'électricité ;
- Le cadre fiscal des différents régimes de production d'électricité renouvelable dans le cadre du PST.

### ► Mise en place d'un organe de régulation

Pour garantir l'impartialité et

## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action

la transparence dans le règlement des litiges entre les différents intervenants, une instance de régulation devra être créée. Cette instance doit être dotée de moyens financiers et de pouvoirs suffisants pour accomplir ses missions en matière de régulation, de réglementation et de règlement de litiges.

### ► Mise en place d'un « guichet unique »

Dans le but d'accélérer l'aboutissement des projets, il est proposé de créer une entité de type « guichet unique » qui représentera l'unique canal administratif pour prendre en charge les demandes de raccordement émanant des producteurs potentiels d'électricité verte mais aussi pour assurer et accélérer l'obtention de toutes les autorisations nécessaires applicables à ce genre de projets.

### ► Renforcement du réseau électrique

En vue d'améliorer l'intégration technique et économique des énergies renouvelables dans le système électrique national, il est recommandé que le programme de construction des nouvelles centrales conventionnelles prévoie suffisamment de technologies de flexibilité pour répondre aux fluctuations augmentées de la demande. De plus, il est proposé que l'ANME soutienne un programme de

recherche/développement, portant notamment sur les systèmes de prévision à court terme du gisement éolien et solaire et les systèmes intelligents permettant la gestion flexible du parc.

### Impacts du plan d'action

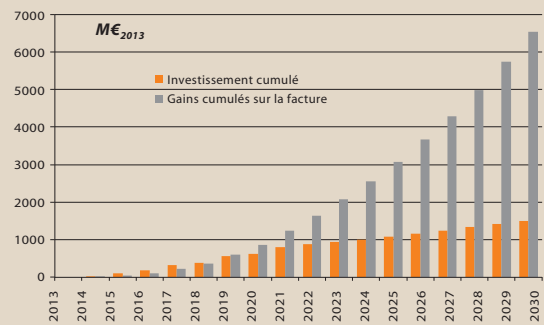
► **Sur le plan énergétique**, les parcs éoliens, PV (hors régime de Net Metering) et CSP installés devraient générer des économies d'énergie primaire sur la période 2013-2030 d'environ 13300 ktep. 58% provenant de l'éolien, 24% du PV (hors Net Metering) et 18% du CSP.

► **Sur le plan environnemental**, les parcs installés dans le cadre du plan d'action permettraient d'éviter en cumulé l'émission de 32 MtCO<sub>2</sub> en 2030.

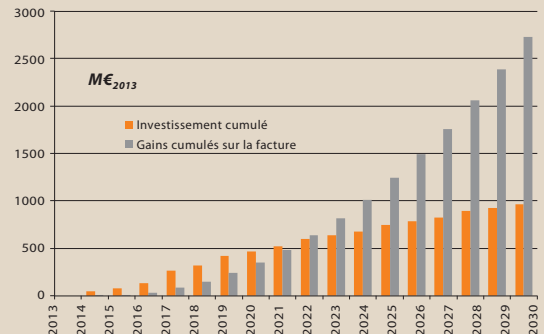
► **Sur le plan économique**, la mise en place des différents programmes éolien, PV (hors net metering) et CSP prévus sur la période 2013-2030, nécessiterait la mobilisation d'environ 4 141 millions €. Si on considère le scénario de l'AIE 2011, relatif à l'évolution des prix du gaz naturel, les gains sur la facture pour la collectivité induits par les économies d'énergie générées sur la période 2013-2030 s'élevaient à 11330 M€. Les graphiques, ci-après, présentent l'évolution des

investissements et des gains en dépenses énergétiques pour la collectivité (cumulés non actualisés) sur la période 2013-2030 pour l'éolien et le PV centralisé. Ils montrent que les gains cumulés dépassent les investissements cumulés à partir de 2018 pour l'éolien, et 2022 pour le PV centralisé.

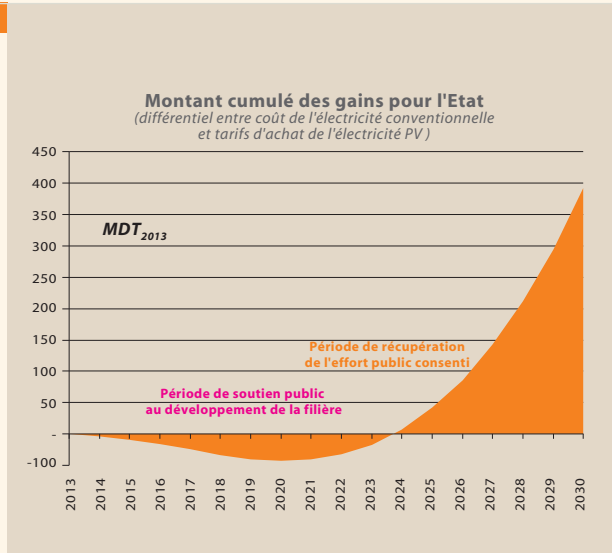
Evolution des investissements et des gains sur la facture :  
Filière éolienne (valeurs non actualisées)



Evolution des investissements et des gains sur la facture :  
Filière PV centralisé (valeurs non actualisées)



## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action



Enfin, dans une optique du soutien au tarif d'achat du kWh PV par le FNME, les efforts financiers consentis par ce dernier seront récupérés à partir de 2023, comme c'est indiqué dans le graphique.

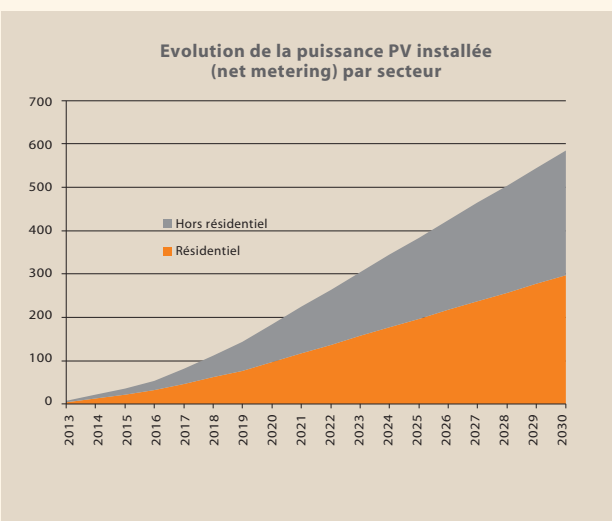
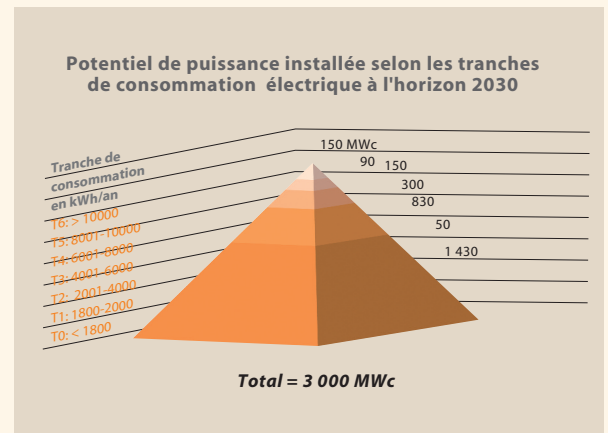
Sur le plan social, la mise en œuvre des différents programmes éolien, PV (hors Net metering) et CSP générerait environ 7750 emplois\* en phase de construction, et 2660 emplois pour l'exploitation et la maintenance des différentes installations en 2030 (en cumulé).

### Le solaire photovoltaïque raccordé au réseau BT

#### Potentiel brut

En termes d'effectifs, le nombre total des abonnés résidentiels potentiellement ciblés par le PV connecté au réseau BT s'élèverait à environ 3,7 millions de clients en 2030. Ainsi, en 2030, le potentiel économiquement possible serait de l'ordre de 3 GWc segmenté selon les tranches de consommation électrique résidentiel.

Pour les abonnés hors résidentiel, ciblés par le PV raccordé au réseau BT, le potentiel brut est estimé à 2,5 GWc en 2030.



#### Objectifs de développement

Pour le solaire PV raccordé au réseau BT (résidentiel et hors résidentiel), la stratégie prévoit un objectif de 60 MW, 190 MW et 590 MW respectivement aux horizons 2016, 2020 et 2030.

\* Etude sur l'impact de la maîtrise de l'énergie sur l'emploi : Hypothèses :  
 - Tous les systèmes complets sont importés ;  
 - Les travaux de construction se feront à 90% en Tunisie ;  
 - La planification est à 50% locale.



## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action

### Mesures à entreprendre

Compte tenu de l'évolution plausible des coûts de la technologie PV et des prix internationaux de l'énergie conventionnelle, la parité au réseau, pour la collectivité, pourrait être atteinte autour de 2015, comme le montre le graphique.

Toutefois, au niveau microéconomique, avec l'hypothèse d'augmentation des prix intérieurs de l'électricité de 5% annuellement, la rentabilité pour le consommateur final ne serait atteinte qu'à partir de 2019. Il ne serait donc pas possible de développer un marché autonome du PV raccordé au réseau BT dans le secteur résidentiel avant cette échéance.

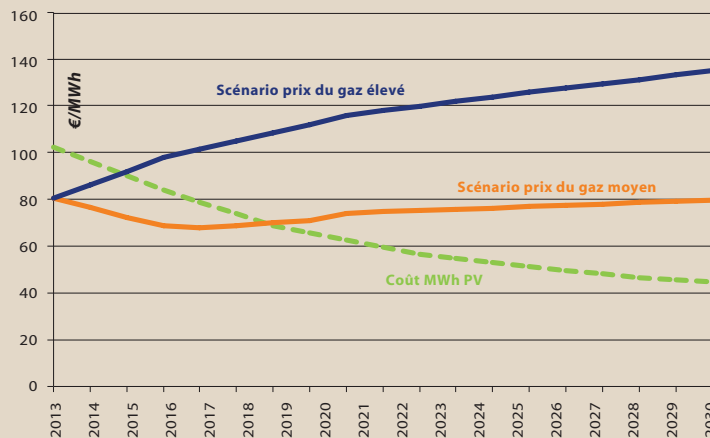
De ce fait, il est recommandé d'agir selon les phases suivantes:

- Phase 1 (2014-2016): Booster le marché et encourager le recours à la technologie PV par tous les abonnés au réseau BT;
- Phase 2 (2017-2020) : Préparer le marché vers son autonomie commerciale;
- Phase 3 (à partir de 2021) : Eliminer le soutien financier public (subvention FNME).

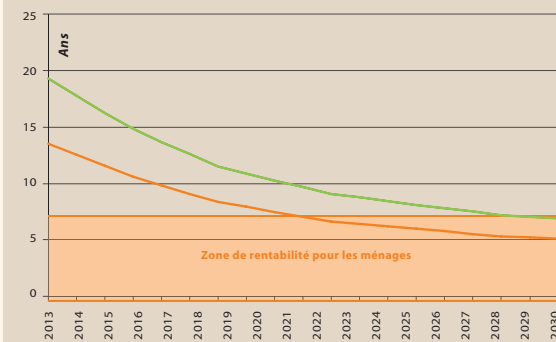
### ► Elargir le mécanisme Prosol élec aux couches de consommation électriques inférieures

Pour pouvoir mieux exploiter le potentiel technique, il est recommandé d'élargir l'accès au mécanisme Prosol élec à tous les

Comparaison du coût de l'électricité conventionnelle (Coût de combustible) et du prix de revient de l'électricité PV selon les scénarios



Temps de retour des systèmes PV pour les ménages (hors subvention)



abonnés de la STEG et supprimer ainsi la contrainte actuelle limitant l'éligibilité aux ménages dont la consommation est supérieure à 1800 kWh/an.

### ► Réduction progressive de la subvention d'investissement

Il s'agit de soutenir la filière PV raccordée en BT jusqu'à la maturation commerciale du marché. Ainsi la subvention initiale de 30% à l'investissement baissera progressivement pour disparaître en 2021.

### ► Faire participer le FNME à la ligne de crédit Prosol élec

Afin de substituer la baisse progressive de la subvention aux investissements dans les installations PV, il est proposé de faire participer le FNME dans le financement des crédits accordés, à hauteur de 50%, en tant que « revolving Fund ».

## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action

### Impacts du plan d'action

► **Sur le plan énergétique**, les économies d'énergie primaires sur la période 2013-2030 atteindraient 1900 ktep.

► **Sur le plan environnemental**, le parc installé permettrait d'éviter sur la période 2013-2030 l'émission de 4570 ktéCO<sub>2</sub>.

► **Sur le plan économique**, la mise en place du programme PV (régime net metering) prévu sur la période 2013-2030 nécessiterait la mobilisation d'environ 490 MDT<sub>2013</sub> sur la période 2013-2020.

Si on considère le scénario de l'AIE 2011, relatif à l'évolution des prix de gaz naturel, le gain sur la facture pour la collectivité induit par les économies d'énergie générées sur la période 2013-2030 s'éleverait à 3250 MDT<sub>2013</sub>.

► **Sur le plan social**, la mise en œuvre du programme PV connecté au réseau BT (régime Net metering)

générerait environ 810 emplois en phase de construction et 90 emplois pour l'exploitation et la maintenance des différentes installations en 2030 (en cumulé).

### • Le solaire thermique pour le chauffage de l'eau

#### Le secteur résidentiel

L'analyse du marché des chauffe-eau solaires en Tunisie montre, qu'en dépit des conditions climatiques favorables et les mécanismes d'encouragement mis en place pour le développement de cette technologie notamment dans les secteurs tertiaire et résidentiel, la quasi-totalité des réalisations (plus que 90%) ont eu lieu dans le secteur résidentiel. Ce constat démontre que, comme dans tous les pays ayant développé ce marché, le secteur résidentiel représente le socle principal pour le développement du marché des CES.

### Potentiel brut

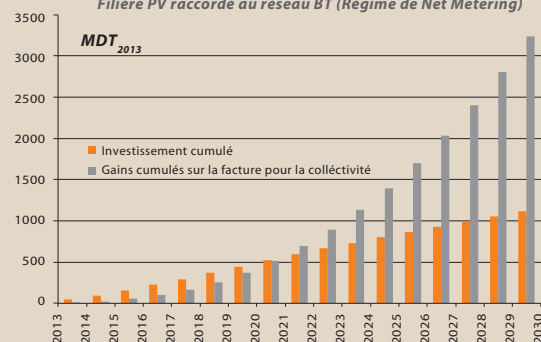
Le potentiel technique brut de CES en Tunisie dans le secteur résidentiel aux horizons 2016, 2020 et 2030 se situe respectivement autour de 1350, 1550 et 3500 mille m<sup>2</sup> de capteurs solaires.

### Objectifs de développement

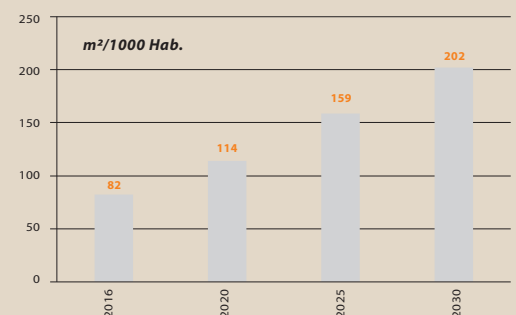
L'objectif qualitatif du plan d'action est de ramener progressivement le marché des CES vers une autonomie commerciale complète permettant ainsi de « banaliser » le produit, sur les quatre prochaines années. Pour ce faire, plusieurs mesures d'ordre technique et économique devraient être prises.

Sur le plan quantitatif, l'objectif proposé est de multiplier par un facteur de deux, le taux de pénétration actuel en 2020 et par quatre à l'horizon 2030. Pour cela, il est prévu d'atteindre respectivement en 2016 et 2020, un parc de 0,9 Mm<sup>2</sup> et 1,3 Mm<sup>2</sup>.

Evolution des investissements et des gains sur la facture :  
Filière PV raccordé au réseau BT (Régime de Net Metering)



Objectifs de pénétration du chauffe-eau solaire dans le secteur résidentiel



## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action

En conséquence, le taux de pénétration du marché du CES évoluerait de 54 m<sup>2</sup>/1000 habitants actuellement à environ 82 en 2016, 114 m<sup>2</sup> en 2020 et 202 m<sup>2</sup>/1000 habitants en 2030.

### Mesures à entreprendre

#### ► Réduction progressive de la subvention

Il est prévu que la subvention actuelle au CES individuel baissera progressivement pour disparaître totalement en 2017.

#### ► Révision des modalités du crédit

Afin d'absorber l'effet de la réduction de la subvention directe et de conserver la dynamique du marché, voire même la renforcer, il est recommandé de rallonger la durée de remboursement des crédits (de 5 à 7 ans) et de faire participer le FNME, en tant que « revolving Fund », dans le financement des crédits.

Le taux de rémunération des contributions du FNME devrait correspondre aux frais de gestion des fonds alloués, soit probablement autour de 2%.

#### ► Institution d'un label « Produit »

Le développement du marché des CES, durant cette nouvelle phase, passe incontestablement par la mise en place d'un système d'assurance-qualité des produits qui pourra être via l'institution d'un label « produit » à l'instar du label « Keymark » ou autres.

#### ► Prospection de nouveaux segments de marché

L'atteinte des objectifs visés nécessite de cibler de nouvelles niches de marché telles que le segment des classes sociales pauvres et l'habitat vertical. De ce fait, il est recommandé de :

- Mener une enquête sur terrain pour caractériser le marché des ménages à faible revenu (pouvoir d'achat, type de logement, besoin en eau chaude, potentiel technique...) et définir d'une manière plus précise les modèles de CES qui répondent au mieux à leurs besoins.

- Engager une réflexion avec les différentes parties prenantes pour examiner la possibilité d'introduire la technologie solaire pour le chauffage de l'eau dans l'habitat vertical. Il est à ce titre proposé de mener des projets pilotes à échelle significative afin de tester les aspects techniques, sociaux et culturels essentiels.

### Impacts du plan d'action

► **Sur le plan énergétique,** les économies d'énergie primaire sur les périodes 2013-2016 et 2013-2020 sont estimées respectivement à environ 50 et 190 ktep.

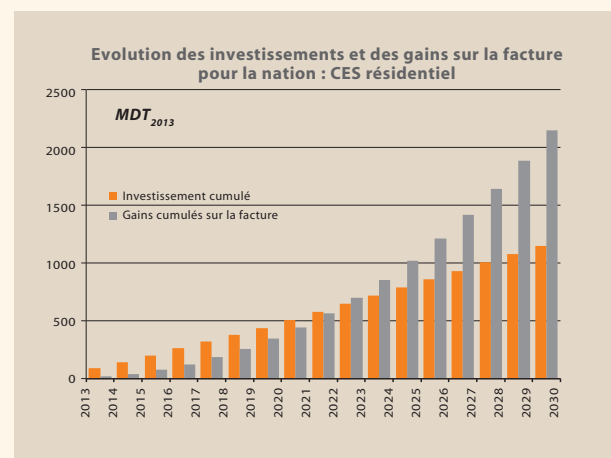
Sur la durée de vie, le parc de CES installé aux horizons de 2016 et 2020 permettrait des économies d'énergie primaire respectivement de l'ordre de 280 et 530 ktep.

#### ► Sur le plan économique,

la mise en place du programme « Prosol résidentiel » prévu sur la période 2013-2020 nécessiterait la mobilisation d'environ 485 MDT.

Les gains sur la facture pour la nation, induits par les économies d'énergie générées sur la période 2013-2016 s'éleveraient à 80MDT et à 345MDT sur la période 2013-2020.

Le graphique ci-après présente l'évolution des investissements et des gains cumulés sur la facture sur la période 2013-2030 (en valeurs non actualisées).



## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action

Par ailleurs, si l'on suppose que l'Etat conserve, dans les années à venir, le même niveau de subvention de l'électricité, de GPL et du gaz naturel, la réalisation du programme de diffusion de CES « Prosol résidentiel » permettrait à l'Etat d'éviter des subventions aux horizons 2020 et 2030 respectivement de l'ordre de 280 et 1680 MDT accordées au titre de la consommation du GPL et du gaz naturel.

### • Le secteur tertiaire et industriel

Le potentiel technique brut des chauffe-eau solaires dans le secteur tertiaire est estimé à 600 000 m<sup>2</sup> à l'horizon 2030.

Les objectifs proposés sont d'atteindre une capacité installée de l'ordre de 30000 m<sup>2</sup> en 2016, 60000 m<sup>2</sup> en 2020 et 200 000 m<sup>2</sup> en 2030, soit environ le 1/3 du potentiel identifié.

Afin de consolider ce marché, il est proposé de maintenir le même mécanisme d'incitation actuel, tout en mettant l'accent sur l'amélioration des procédures de gestion de Prosol tertiaire, la formation des intervenants et la communication ciblée, notamment au niveau des hôtels n'ayant pas accès au gaz naturel.

En ce qui concerne le secteur industriel, l'étude menée par l'ANME montre un potentiel technique réalisable d'environ 360 000 m<sup>2</sup>.

Les objectifs proposés visent 15.000, 45.000 et 150.000 m<sup>2</sup> respectivement aux horizons 2016, 2020 et 2030.

L'incitation proposée s'articule essentiellement autour d'une subvention d'investissement accordée par le FNME de l'ordre de 30% et de surprime additionnelle (5% à 10%) à rechercher au niveau des bailleurs de fonds internationaux pour soutenir le décollage de ce marché.

La réalisation de ces objectifs permettrait d'économiser environ 5 ktep et 27 ktep respectivement sur les périodes 2013-2016 et 2013-2020.

### • La biomasse

#### Potentiel brut

Selon les études menées par le Ministère de l'Environnement, les quantités de déchets organiques produites à l'échelle nationale en 2009 sont estimées à environ 6 millions de tonnes de déchets solides et 2 millions de tonnes de boues de stations d'épuration par an.

Ces quantités de déchets évolueraient en 2020 et 2030 pour atteindre respectivement environ 7 et 8 millions de tonnes.

#### Objectifs de développement

Il serait possible de viser une capacité électrique installée de 300 MW à l'horizon 2030 :

- 2016 : 40 MW, essentiellement à travers la valorisation des fientes de volailles et des grignons d'olives.
- 2020 : 140 MW, dont la bio-méthanisation des boues des STEP, la margine et les déchets agroalimentaires (poissonnerie, conserverie, etc.)
- 2030 : 300 MW, dont la valorisation des décharges des ordures ménagères.

## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action

### Mesures à entreprendre

Les ressources nationales en matière de biomasse et leur répartition géographique ainsi que leur rythme de consommation restent peu connus jusqu'à nos jours. Le caractère très diffus de ces ressources d'une part et l'absence de réseaux de collecte des déchets formels et de centres de tri représentent une difficulté supplémentaire pour la détermination du coût des matières premières et par conséquent la rentabilité économique des centrales électriques à partir de la biomasse.

De ce fait, il est fondamental, avant de proposer un plan d'action pour le développement de projets pour la production électrique à partir de la biomasse, de prendre les dispositions nécessaires d'ordre réglementaire, institutionnel et technique qui garantissent :

- La mise en place d'un tarif d'achat spécifique à la génération de l'électricité d'origine biomasse ;
- L'information régulière sur la disponibilité des ressources par type, leur répartition et leur taux de croissance ;
- L'information sur les coûts d'approvisionnement des matières premières ;
- Le renforcement de la coordination entre les différentes institutions concernées ;
- Le renforcement des

réseaux de collecte formels des déchets (présentant un potentiel énergétique important) ;

- L'acquisition du savoir-faire nécessaire en matière d'installation, d'exploitation et de maintenance des stations.

### • Le pompage photovoltaïque

#### Objectifs de développement

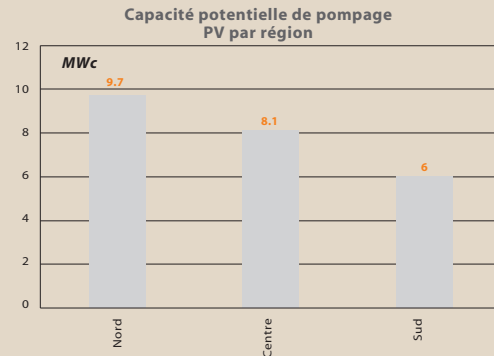
Sur la base des statistiques sur le nombre de puits de surface et leur taux d'équipement en motopompes, le potentiel de capacités installées de pompe PV est estimé à environ 24 Mwc.

Sur cette base, l'objectif proposé est d'atteindre une capacité installée d'environ 0,6 Mwc en 2016, 1,8 Mwc en 2020 et 8 Mwc en 2030. Ces installations seront utilisées essentiellement pour la petite irrigation de 1 à 2 hectares maximum.

### Mesures à entreprendre

L'ANME a instauré en 2009 une prime à l'investissement de 40% avec un plafond de 20 000 DT pour surmonter le problème d'investissement initial qui reste nettement supérieur au coût des moteurs « diesel ».

Toutefois, cette mesure semble ne pas encourager les agriculteurs qui demeurent indifférents par rapport à la technologie photovoltaïque.



De ce fait, il est recommandé de mener une réflexion approfondie avec les différentes parties concernées (banques, ONGs de micro-finance,...) pour mettre en place un mécanisme de financement qui sera basé sur une composante « subvention » et un autre « crédit » dont les conditions prennent en considération les spécificités de la cible.

## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action

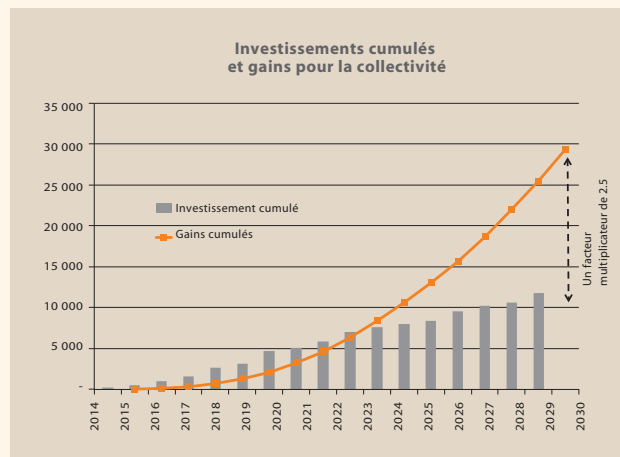
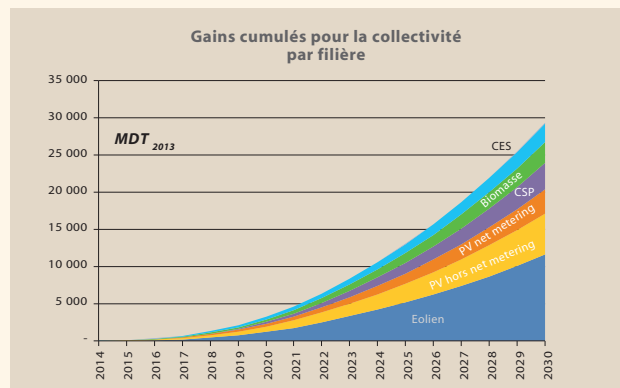
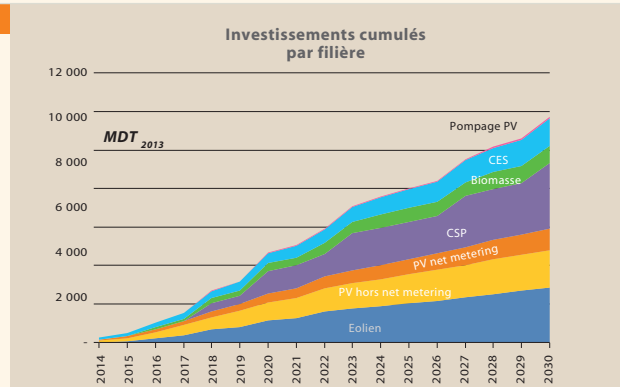
### B. Impacts de la stratégie

- Investissements requis & gains pour la collectivité : Un effet multiplicateur important à long terme

La mise en œuvre de la stratégie requière des investissements lourds estimés à environ 11,75 milliards de dinars (constant 2013) sur la période 2014-2030 et environ 4,67 milliards de dinars sur la période 2014-2020. L'éolien et le CSP constituent les investissements les plus importants, soit environ 55% de l'ensemble des investissements cumulés sur la période 2014-2030.

Les gains pour la collectivité, calculés comme la valorisation de l'énergie primaire économisée au prix international, sont estimés à environ 29,3 milliards de dinars sur la période 2014-2030 et 3,3 milliards de dinars sur la période 2014-2020.

Sur la période 2014-2030, l'effet multiplicateur de la stratégie se situe autour de 2.5.



## Partie III. Axes stratégiques du plan d'action

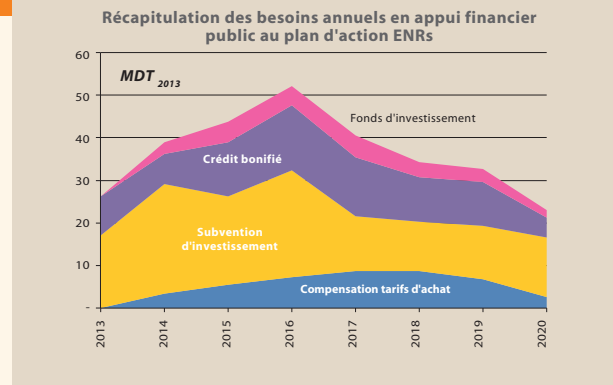
### • Gains pour l'Etat

#### Besoins en soutien financier public

La mise en œuvre de la stratégie nécessite des mesures d'accompagnement d'ordre réglementaire, institutionnel, de renforcement de capacités et de communication.

Toutefois, comme il a été mentionné, les mesures les plus importantes à entreprendre par les pouvoirs publics sont d'ordre incitatif. Rappelons que les incitations sont de quatre natures :

- Des subventions publiques à l'investissement limitées dans le temps et qui servent à soutenir les filières lors de leur phase de lancement ;
- Des subventions publiques sous forme de compensation des tarifs d'achat du solaire PV centralisé pendant la période de « non rentabilité » de ces projets ;
- Des crédits à taux réduits, notamment pour les ménages pour le solaire thermique et PV afin de leur permettre un accès facile au crédit et dépasser de ce fait la contrainte de l'investissement initial ;
- Des apports en capital sous forme de fonds d'investissement pour soutenir le développement citoyen des petits projets centralisés de PV et d'éolien.

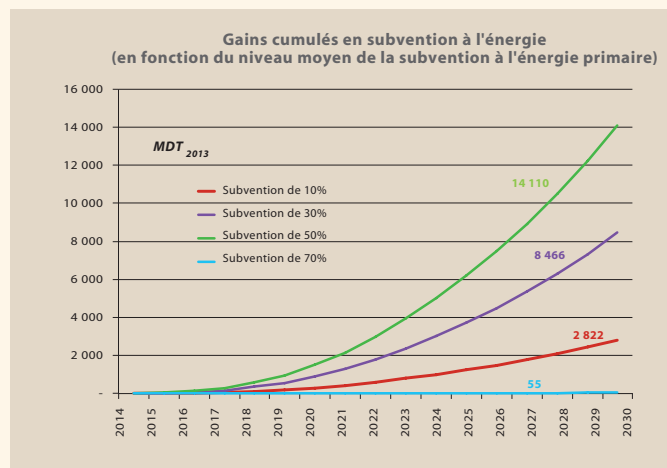


Il est proposé que ces ressources proviennent du FNME qui doit être restructuré en conséquence et qui doit devenir en mesure de mobiliser des fonds autres que ceux provenant des taxes affectées. Les besoins totaux sont estimés à environ 340 MDT sur la période 2014-2030 et 265 MDT sur la période 2014-2020, soit respectivement 38 MDT et 20 MDT en moyenne par an.

#### Gains en subventions publiques à l'énergie

L'Etat pourrait gagner sur les subventions aux énergies conventionnelles. Ce gain dépendra de la politique tarifaire qui sera adoptée par l'Etat dans les années à venir.

A titre d'illustration, les gains cumulés pour l'Etat pourraient atteindre 14 milliards de dinars<sup>2013</sup> entre 2014 et 2030.





# Plan d'action

de développement  
des **Energies**  
**renouvelables**  
en Tunisie

SEPTEMBRE 2013

Conception, réalisation et impression SIMPACT [www.simpact.com.tn](http://www.simpact.com.tn) - 09/2013

