



# Enabling PV dans la région MENA

## Analyse du marché solaire photovoltaïque en Tunisie

**Publié par:**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn, Allemagne  
T +49 (0) 6196-79-0  
F +49 (0) 6196-79-7291

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)

**Crédits photos/sources**

BSW-Solar / eclareon GmbH / fotolia.com / shutterstock.com

**Responsable:**

Anita Richter, GIZ

**Auteurs:**

Jörg Mayer, Céline Najdawi  
Avec le soutien de: Ali Ben Hmid, Christian Grundner

Bundesverband Solarwirtschaft e.V.  
Quartier 207  
Friedrichstrasse 78  
10117 Berlin  
Tel. 030 2977788-0  
Fax 030 2977788-99  
[info@bsw-solar.de](mailto:info@bsw-solar.de)  
[www.solarwirtschaft.de](http://www.solarwirtschaft.de)

**Design:**

Diamond media GmbH, Miria de Vogt, Cheryl Juhasz

**Date et lieu de publication:**

Berlin, 09/12/2014



# Sommaire

<b>Graphiques</b>	<b>6</b>
<b>Images</b>	<b>7</b>
<b>Tableaux</b>	<b>7</b>
<b>Liste des abréviations</b>	<b>8</b>
<b>1. Objectifs du projet « ENABLING PV »</b>	<b>9</b>
<b>2. Introduction</b>	<b>11</b>
a. Evolution et profil actuel du marché solaire photovoltaïque en Tunisie	13
Le photovoltaïque non connecté au réseau	13
Le photovoltaïque connecté au réseau BT : le Programme PROSOL ELEC	13
Le photovoltaïque connecté au réseau MT	13
Facteurs généraux susceptibles de freiner le développement du photovoltaïque en Tunisie	13
<b>3. Modèles commerciaux viables identifiés en Tunisie</b>	<b>14</b>
a. Introduction	15
b. Net-metering dans le cadre du programme PROSOL ELEC	18
Description du modèle commercial	18
Mécanisme de soutien	19
Étapes de réalisation des projets	20
Barrières et recommandations	25
c. Net-metering dans le cadre du programme « Bâtiments solaires »	28
Description du modèle commercial	28
Mécanisme de soutien	28
Étapes de réalisation des projets	28
Barrières et recommandations	31
d. Autoproduction en basse tension	33
Description du modèle commercial	33
Mécanisme de soutien	33
Étapes de réalisation des projets	33
Barrières et recommandations	36
e. Autoproduction en moyenne et haute tension	38
Description du modèle commercial	38
Mécanisme de soutien	38
Étapes de réalisation des projets	39
Barrières et recommandations	42
<b>4. Simulation de la rentabilité des modèles</b>	<b>45</b>
a. Variables d'entrée (paramètres) et méthode de calcul de la rentabilité	46
b. Présentation des résultats du cas n°1: PV Résidentiel (2kWc)	50
Résultats	52
Analyse de sensibilité	53
c. Présentation des résultats du cas n°2: Petit tertiaire	55
Résultats	56
Analyse de sensibilité	57
d. Présentation des résultats du cas n°3: Bâtiment agricole	59
Résultats	60
Analyse de sensibilité	61
e. Présentation des résultats du cas n°4: Grand système	63
Résultats	64
Analyse de sensibilité	65
f. Conclusions	66

<b>5.</b>	<b>Entrée des entreprises sur le marché</b>	<b>68</b>
a.	Opportunités et risques du marché PV en Tunisie	69
	Opportunités	70
	Risques	70
b.	Premières étapes de prospection et de préparation à l'établissement sur le marché	71
	Catégories d'entreprises actives dans le secteur énergétique	72
c.	Contacts utiles en Tunisie et en Allemagne	74
d.	Recommandations politiques	75
	Optimisation du mécanisme de soutien PROSOL ELEC	75
	Exploitation de nouveaux segments de marché	75
	Renforcement du cadre juridique	76
	Renforcement du réseau électrique	76
	Renforcement des compétences	76
	Elimination des restrictions commerciales	76
<b>6.</b>	<b>Perspectives</b>	<b>77</b>
a.	Nouvelle loi pour les énergies renouvelables	78
b.	Contrat d'achat de l'électricité pour les installations PV connectées au réseau MT	78
<b>7.</b>	<b>Conclusions</b>	<b>79</b>
<b>8.</b>	<b>Annexes</b>	<b>81</b>
a.	Méthodologie	81
	Déroulement du projet	81
	Calendrier et étapes du projet	82
b.	Situation générale du PV en Tunisie	83
	Situation énergétique et ressources existantes	83
	Le secteur de l'électricité	84
c.	Cadre juridique pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables	87
	Objectifs énergétiques du gouvernement tunisien	87
	Cadre juridique actuel relatif au photovoltaïque	88
d.	Conditions d'éligibilité des installateurs au programme PROSOL ELEC	90
<b>9.</b>	<b>Bibliographie</b>	<b>102</b>
	Etudes et rapports	102
	Entretiens	102

## Graphiques

Graphique 1:	Aperçu des modèles commerciaux analysés dans le rapport	15
Graphique 2:	Etapes de l'arrangement financier concernant la subvention de l'ANME et le crédit Attijari bank (Source : Graphique fondé sur les informations de la STEG)	19
Graphique 3:	Étapes de réalisation des installations éligibles au programme PROSOL ELEC (Source : Informations de la STEG)	20
Graphique 4:	Procédure de réalisation des installations éligibles au programme PROSOL ELEC (Source : Informations de la STEG)	21
Graphique 5:	Étapes de réalisation des projets PV éligibles au programme «Bâtiments solaires» Source : Graphique fondé sur les informations de la STEG, ainsi que sur les entretiens avec les acteurs du secteur)	29
Graphique 6:	Etapes de réalisation des installations d'autoproduction en basse tension (Source : entretiens avec les acteurs du secteur)	34
Graphique 7:	Etapes de réalisation des installations d'autoproduction en moyenne et haute tension (Source : entretiens avec les acteurs du secteur)	39
Graphique 8:	Aperçu des quatre installations-types et du mécanisme de soutien correspondant	47
Graphique 9:	Produits d'exploitation et service de la dette pour une installation de 2 kWc	52
Graphique 10:	Investissement et flux de trésorerie de capitaux propres pour une installation de 2 kWc	52
Graphique 11:	Augmentation du prix de l'électricité pour une installation PV de 2 kWc	53
Graphique 12:	Consommation mensuelle d'électricité pour une installation PV de 2 kWc	53
Graphique 13:	Taux d'intérêt pour une installation PV de 2 kWc	53
Graphique 14:	Rendement spécifique pour une installation PV de 2 kWc	54
Graphique 15:	Subvention ou baisse du prix des systèmes pour une installation PV de 2 kWc	54
Graphique 16:	Produits d'exploitation et service de la dette pour une installation de 15 kWc	56
Graphique 17:	Investissement et flux de trésorerie de capitaux propres pour une installation de 15 kWc	56
Graphique 18:	Augmentation du prix de l'électricité pour une installation PV de 15 kWc	57
Graphique 19:	Consommation mensuelle d'électricité pour une installation PV de 15 kWc	57
Graphique 20:	Rendement spécifique pour une installation PV de 15 kWc	57
Graphique 21:	Subvention ou baisse du prix des systèmes pour une installation PV de 15 kWc	58
Graphique 22:	Part de la dette pour une installation PV de 15 kWc	58
Graphique 23:	Produits d'exploitation et service de la dette pour une installation de 150 kWc	60
Graphique 24:	Investissement et flux de trésorerie de capitaux propres pour une installation de 150 kWc	60
Graphique 25:	Augmentation du prix de l'électricité pour une installation PV de 150 kWc	61
Graphique 26:	Taux de consommation directe d'électricité pour une installation PV de 150 kWc	61
Graphique 27:	Rendement spécifique pour une installation PV de 150 kWc	61
Graphique 28:	Subvention ou baisse du prix des systèmes pour une installation PV de 150 kWc	62
Graphique 29:	Part de la dette pour une installation PV de 150 kWc	62
Graphique 30:	Produits d'exploitation et service de la dette pour une installation de 500 kWc	64
Graphique 31:	Investissement et flux de trésorerie de capitaux propres pour une installation de 500 kWc	64
Graphique 32:	Augmentation du prix de l'électricité pour une installation PV de 500 kWc	65
Graphique 33:	Taux de consommation directe d'électricité pour une installation PV de 500 kWc	65
Graphique 34:	Rendement spécifique pour une installation PV de 500 kWc	65
Graphique 35:	Subvention ou baisse du prix des systèmes pour une installation PV de 500 kWc	66

Graphique 36: Taux d'intérêt pour une installation PV de 500 kWc	66
Graphique 37: Calendrier et étapes du projet « ENABLING PV dans la région MENA »	82
Graphique 38: Evolution de l'exploitation des ressources énergétiques et de la consommation en énergie primaire en Tunisie (ANME, 2012)	83
Graphique 39: Evolution du solde énergétique tunisien en Ktep (ANME, 2013)	84
Graphique 40: Mix électrique de la Tunisie en 2011 (source: STEG, 2012)	85
Graphique 41: Subventions accordées au secteur électrique pour le combustible en million de Dinar Tunisien (MDT) (DGE, STEG, 2012)	86
Graphique 42: Coût de revient vs. Coût de vente de l'électricité et du gaz en millions de Dinars Tunisiens (ANME)	86
Graphique 43: Objectifs de capacité PV raccordé au réseau d'après le plan d'action national (ANME 2013)	88

## Images

Image 1: Installation PV réalisée par la société Shams Energy Access aux Jardins d'El Manzah, à Tunis (Source: Shams Energy Access)	11
Image 2: Installation PV réalisée par la société WS.Energy (Source: WS.Energy)	12
Image 3: Installation PV réalisée par la société Spectra - Energies Renouvelables à Sfax (Source: Spectra)	12
Image 4: Installation PV en cours de réalisation par la société d'installation Volta PV (Source: Volta PV)	12
Image 5: Installation PV réalisée par la société S.A.T.E.R Solar (Source: S.A.T.E.R Solar)	12

## Tableaux

Tableau 1: Aperçu comparatif des principales caractéristiques des quatre modèles commerciaux analysés	17
Tableau 2: Aperçu des variables d'entrée considérées pour les calculs de rentabilité	47
Tableau 3: Tarifs de l'électricité en basse tension, valables à compter du 1er Mai 2014 (Source: STEG)	48
Tableau 4: Calcul des tarifs d'électricité avec et sans installation PV (source: calculs effectués à partir des tarifs de l'électricité en basse tension de la STEG en vigueur depuis le 1er Mai 2014)	49
Tableau 5: Tarifs de l'électricité en moyenne tension, valables à compter du 1er Mai 2014	50
Tableau 6: Paramètres pour une installation PV de 2 kWc	51
Tableau 7: Paramètres pour une installation de 15 kWc	55
Tableau 8: Paramètres pour une installation de 150 kWc	59
Tableau 9: Paramètres pour une installation PV de 500 kWc	63
Tableau 10: Synthèse des résultats principaux issus des analyses de sensibilité et des calculs de rentabilité	67
Tableau 11: Résultats de l'Indice Arabe de l'Énergie Future (Source: AFEX 2013)	69
Tableau 12: Contacts utiles en Tunisie et en Allemagne	74
Tableau 13: Nombre de clients de la STEG depuis 2008 (STEG, 2014)	84

## Liste des abréviations

<b>AFEX:</b>	Arab Future Energy Index – Indice Arabe de l'Énergie Future
<b>AHK:</b>	Auslandshandelskammer – Chambre tuniso-allemande de l'industrie et du commerce
<b>ANC:</b>	Assemblée Nationale Constituante
<b>ANME:</b>	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie
<b>BMUB:</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit – Ministère fédéral allemand de l'environnement, de la protection de la nature, du bâtiment et de la sûreté nucléaire
<b>BSW:</b>	Bundesverband Solarwirtschaft - Association de l'industrie solaire allemande
<b>BT:</b>	Basse tension
<b>CTC:</b>	Commission Technique Consultative
<b>DT:</b>	Dinar Tunisien
<b>FNME:</b>	Fonds National de Maîtrise de l'Energie (devenu le FTE)
<b>FTE:</b>	Fonds de Transition Énergétique
<b>GIZ:</b>	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit – Agence Allemande de Coopération Internationale
<b>HAT:</b>	Haute tension
<b>IIC:</b>	Initiative Internationale sur le Climat
<b>kWc:</b>	Kilowatt-crête
<b>kWh:</b>	Kilowatt-heure
<b>MENA:</b>	Middle East and North Africa - Moyen-Orient et Afrique du Nord
<b>MT:</b>	Moyenne tension
<b>PSM:</b>	Plan Solaire Méditerranéen
<b>RCREE:</b>	Regional Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency – Centre Régional pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique
<b>STEG:</b>	Société tunisienne de l'électricité et du gaz
<b>Tep:</b>	Tonne d'équivalent pétrole
<b>TRI:</b>	Taux de Rendement Interne



# 1 Objectifs du projet «ENABLING PV»

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est sur le point d'atteindre la parité réseau dans de nombreux pays de la région MENA. Dans le même temps, de plus en plus de gouvernements promeuvent des projets solaires à grande échelle et favorisent l'installation décentralisée de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. Dans ce contexte, l'objectif global du projet « ENABLING PV » est de contribuer au déploiement durable de l'énergie solaire photovoltaïque dans la région MENA. Le projet se concentre dans un premier temps sur l'analyse de deux marchés distincts, à savoir la Jordanie et la Tunisie.

Le projet « ENABLING PV » est dirigé par l'Agence Allemande de Coopération Internationale (GIZ) dans le cadre du projet régional « Plan Solaire Méditerranéen (PSM) - Coopération Technologique ». Il est financé par l'Initiative Internationale sur le Climat (IIC) du Ministère fédéral allemand de l'environnement, de la protection de la nature, des bâtiments et de la sûreté nucléaire (BMUB). L'association de l'industrie solaire allemande (BSW-Solar) en coopération avec la société de conseil eclareon, est chargée de mener à bien le projet « ENABLING PV » en Jordanie et en Tunisie. Le projet est mené dans une perspective de soutien aux associations locales d'énergie renouvelable dans les pays de la région MENA.

Le projet « ENABLING PV » prévoit la mise en œuvre de plusieurs activités en Jordanie et en Tunisie :

- Identification des modèles commerciaux viables pour l'énergie solaire photovoltaïque, sur la base d'expériences pratiques de promoteurs de projets et d'investisseurs locaux et étrangers
- Analyse des procédures juridiques et administratives pour chaque modèle commercial identifié et mise à disposition des résultats pour les investisseurs locaux et internationaux
- Identification des obstacles existants qui entravent la mise en œuvre des modèles commerciaux
- Formulation de recommandations concrètes pour l'élimination des obstacles et discussion avec les décideurs
- Simulation de la rentabilité de chaque modèle commercial, comprenant également des calculs de sensibilité
- Renforcement de la coopération et du transfert de connaissances entre les parties concernées, en particulier pour les acteurs du secteur privé en Jordanie, en Tunisie et en Allemagne

## 2 Introduction





La Tunisie est un marché photovoltaïque en pleine expansion dans la région MENA. Les conditions économiques du pays sont relativement favorables tandis que les conditions naturelles d'ensoleillement sont idéales pour le photovoltaïque, permettant aux installations une production d'électricité annuelle de plus de 1.700 kWh / kWc / an. Concernant le soutien public, le programme PROSOL thermique, introduit dès 2005, soutient l'investissement dans les systèmes solaires thermiques. Le programme PROSOL ELEC, conçu pour les installations photovoltaïques, existe quant à lui depuis 2010. Jusqu'à présent, ce mécanisme de soutien a contribué à l'installation d'une capacité totale PV de 6 MWc.

Près de 150 installateurs tunisiens sont certifiés par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME). Ces installateurs réalisent surtout des installations de petits systèmes photovoltaïques, en particulier dans le secteur privé. L'installation photovoltaïque des Jardins d'El Manzah à Tunis est un exemple d'installation réalisée dans le

cadre du programme PROSOL ELEC. Cette installation fournit une puissance de 2,16 kWc et permet au ménage propriétaire de consommer 100% de sa propre production photovoltaïque à travers le mécanisme de net-metering, ou de compenser sa production par l'électricité prélevée du réseau à travers la facture d'électricité.

La production annuelle d'électricité de l'installation est estimée à 3600 kWh. L'installation a été réalisée par la société Shams Energy Access et a bénéficié d'une subvention à hauteur de 2600 DT dans le cadre du programme PROSOL ELEC.

La même société a également réalisé une installation à une échelle commerciale d'une capacité de production de 15 kWc, avec un rendement annuel de 25.250,4 kWh par an, correspondant à une performance de 1670 kWh/kWc/a. L'installation a été financée grâce à une subvention de l'État de 15.000 DT.



*Image 1: Installation PV réalisée par la société Shams Energy Access aux Jardins d'El Manzah, à Tunis (Source: Shams Energy Access)*

Dans le cadre du programme «Bâtiments Solaires», la société WS.Energy a installé un système composé de plusieurs parties, d'une capacité totale de 7,05 kWc. En mai 2013, la partie d'une capacité de 5,88 kWc a produit 8.983 kWh, dont environ 30% étaient destinés à la consommation propre. Les 70% restants étaient comptabilisés selon le net-metering avec l'achat de l'électricité.

Une autre installation a été réalisée à Sfax pour une société de transformation des métaux. La société Spectra – Energies Renouvelables a dimensionné le système photovoltaïque à 30 kWc.

La société Volta PV est actuellement en train de réaliser une installation de 60 kWc dans la région de Tunis, destinée à être connectée au réseau électrique en moyenne tension. Les panneaux sont installés sur la toiture d'un poulailler.

Enfin, la société S.A.T.E.R Solar a réalisé la première grande installation photovoltaïque connectée au réseau électrique en moyenne tension, d'une capacité totale de 149 kWc. La surface totale de l'installation est de 1010 m<sup>2</sup> avec un rendement annuel spécifique de 1637 kWh/kWc. L'installation a été réalisée pour une ferme à Sfax.

Le marché photovoltaïque tunisien, tout comme de nombreux marchés internationaux, suit la tendance vers des modèles commerciaux fonctionnant sans mécanismes de soutien financier. Ces modèles réunissent pour la plupart les conditions suivantes:

- Le coût du PV baisse continuellement jusqu'à atteindre la parité réseau, avec la perspective d'atteindre aussi la parité avec la génération électrique de centrales conventionnelles
- Les consommateurs d'électricité sont de plus en plus nombreux à être soumis à des tarifs non subventionnés
- Les installations photovoltaïques bénéficient d'un accès non-discriminatoire au réseau électrique

La Tunisie est en bonne voie de répondre à toutes ces conditions pour permettre au PV d'être compétitif. Cependant à ce jour, plusieurs facteurs restent susceptibles de freiner le développement du PV en Tunisie. Ceux-ci sont abordés en détail dans ce rapport.



Image 2: Installation PV réalisée par la société WS.Energy  
(Source: WS.Energy)



Image 3: Installation PV réalisée par la société Spectra - Energies Renouvelables à Sfax (Source: Spectra)



Image 4: Installation PV en cours de réalisation par la société d'installation Volta PV (Source: Volta PV)



Image 5: Installation PV réalisée par la société S.A.T.E.R Solar  
(Source: S.A.T.E.R Solar)

## a. Evolution et profil actuel du marché solaire photovoltaïque en Tunisie

### L'essentiel

- Les installations PV non connectées au réseau représentaient en 2012 une capacité totale de 1450 kWc
- Le territoire de la Tunisie est presque entièrement couvert par le réseau électrique national
- Fin 2013, le programme PROSOL ELEC pour les installations PV connectées au réseau BT a permis une capacité totale installée de 4 MWc
- Les projets PV connectés au réseau MT ne sont pas encore bien développés en Tunisie. En juin 2014, seules deux installations ont pu être recensées.

### Le photovoltaïque non connecté au réseau

La filière du solaire PV en Tunisie a démarré dans les années 80 afin de subvenir aux besoins électriques de la population n'ayant pas accès au réseau électrique national. Les installations photovoltaïques étaient destinées aux populations à faibles revenus afin de réduire la précarité énergétique, d'où une implication financière importante de la part de l'Etat. Jusqu'en 2013, les installations photovoltaïques non connectées au réseau ont permis entre autre l'électrification de 13 500 ménages et 200 écoles rurales (DER 2014).

Aujourd'hui, les exploitations agricoles sont la principale cible pour les installations photovoltaïques non connectées au réseau. En effet, au-delà du pompage de l'eau, celles-ci font face à la nécessité d'améliorer leur performance énergétique afin de réduire leur besoin en eau pour l'irrigation.

### Le photovoltaïque connecté au réseau BT : le Programme PROSOL ELEC

Le PV raccordé au réseau a été amorcé grâce au programme PROSOL ELEC. Une première phase pilote pour la préparation de la filière et des différents intervenants a été lancée sur la période 2010-2011. L'objectif de cette phase pilote était d'atteindre une capacité installée de 1,5 MW.

Suite au succès de la phase pilote, l'Etat tunisien a décidé de reconduire le programme PROSOL ELEC. Fin 2013, le programme PROSOL ELEC avait équipé près de 1650 ménages pour une capacité totale installée avoisinant les 4 MWc (ANME 2013).

### Le photovoltaïque connecté au réseau MT

Le mécanisme de l'autoproduction pour les installations connectées en moyenne tension, qui s'adresse aux entreprises des secteurs industriel et tertiaire, a vécu un démarrage timide depuis la promulgation de la loi du 9 février 2009. En effet à la fin de l'année 2013, seules deux installations avaient vu le jour. A cette même période, une dizaine de demandes de connexion ont été officiellement transmises à la commission technique consultative, totalisant une capacité d'environ 900 kWc (DER 2014).

### Facteurs généraux susceptibles de freiner le développement du photovoltaïque en Tunisie

Plusieurs éléments ont été identifiés comme étant des freins au déploiement du secteur photovoltaïque. Ces facteurs relèvent du cadre général mis en place en Tunisie.

1. La note souveraine de la Tunisie a été dégradée à plusieurs reprises par les agences de notations, principalement à cause de l'augmentation des risques politiques et économiques du pays. Les notes des banques locales ont aussi été dégradées. En conséquence, les lettres de crédit à paiement différé (90 jours) ne sont plus acceptées par les banques du pays de l'exportateur. A titre d'exemple, Attijari Bank doit passer par la société mère au Maroc pour réduire les coûts dus au risque pays.
2. En temps normal, le déblocage de la subvention par l'ANME prend entre 1 et 3 mois. Or dans certains cas, le versement de la subvention intervient dans des délais beaucoup plus longs. Ceci entraîne l'augmentation de manière considérable des charges financières des entreprises et parfois même l'arrêt momentané de l'activité de certaines entreprises qui ne disposent plus des fonds nécessaires pour payer leurs fournisseurs.



### 3 Modèles commerciaux viables identifiés en Tunisie



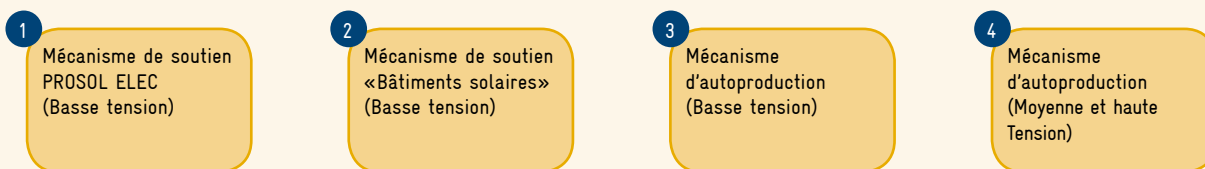
## a. Introduction

Du fait du caractère monopolistique du secteur électrique en Tunisie, les modèles commerciaux identifiés pour la production d'électricité photovoltaïque relèvent tous de l'autoproduction. En effet, l'activité de production d'électricité autre que nationale à partir d'énergies renouvelables est très encadrée et limitée à la couverture des besoins en électricité du consommateur. Le système d'autoproduction en Tunisie a donc été conçu uniquement pour permettre à des consommateurs de produire l'électricité nécessaire à leur propre consommation. Pour les consommateurs connectés au réseau basse tension, la production d'élec-

tricité excédentaire est « troquée » avec la STEG contre de l'électricité du réseau national.<sup>1</sup> Etant donné que les flux d'argent ne sont pas prévus dans ce type de contrat, l'excédent d'électricité cumulé n'est pas rémunéré. La production d'électricité excédentaire cumulée d'installations connectées au réseau moyenne et haute tension est vendue à la STEG à un prix fixé annuellement par décision du Ministre chargé de l'Energie.

Nous avons choisi de présenter ici quatre modèles commerciaux fonctionnant suivant le principe de l'autoproduction et conformes à la législation en vigueur :

### Graphique 1: Aperçu des modèles commerciaux analysés dans le rapport



■ **Le mécanisme de soutien PROSOL ELEC**, destiné exclusivement aux consommateurs résidentiels connectés au réseau basse tension et souhaitant alléger leur facture d'électricité grâce à l'acquisition d'un système photovoltaïque pour couvrir leurs besoins en électricité. Le mécanisme financier de PROSOL ELEC est composé d'une part d'une subvention accordée par le FNME qui représente 30% du coût de l'investissement, plafonnée à 1800 DT/kWc pour les installations d'une puissance de 1 kWc et 1450 DT pour les installations d'une puissance de 2 kWc et plus. D'autre part, l'aide financière prévoit l'accès à un crédit à taux bonifié de TMM+1,2 remboursable

sur une durée de 7 ans à travers la facture d'électricité de la STEG. Le modèle commercial PROSOL ELEC est un des plus exploités en Tunisie. Cependant du point de vue des installateurs photovoltaïques, ce modèle n'est pas le plus rentable étant donné les lourdes procédures administratives employées pour le financement.

<sup>1</sup> La législation actuellement en vigueur ne prévoit pas l'achat du surplus de production de l'électricité photovoltaïque par la STEG pour les installations connectées au réseau basse tension. La production d'électricité excédentaire est reportée sur la facture de la période postérieure à la période de production du système photovoltaïque.

■ **Le mécanisme « bâtiment solaire »**, en dehors du programme PROSOL, est destiné aux installations de taille moyenne connectées au réseau basse tension. Les clients résidentiels, tertiaires et industriels sont éligibles au soutien financier offert par le FNME dans le cadre de ce programme. La puissance installée de l'installation PV doit être au plus égale à la puissance souscrite par le producteur auprès de la STEG. La production d'électricité excédentaire n'est pas rémunérée. La subvention du FNME correspond également à 30% du coût de l'investissement, avec un plafond de 15 000 DT par bâtiment. Cependant, le programme « bâtiments solaires » ne prévoit pas l'accès à un crédit à taux bonifié. Du point de vue des installateurs, ce modèle est très intéressant car il touche un grand nombre de clients du secteur résidentiel et commercial, souhaitant installer des systèmes photovoltaïques d'une puissance entre 3 et 25 kWc, voire plus. Un autre avantage pour les installateurs réside dans le fait que 70% du financement est versé directement par le client, ce qui évite les nombreuses procédures administratives et donc les délais de paiement. Enfin, ce modèle est avantageux non seulement pour les installateurs, mais aussi pour le client. En effet, son installation photovoltaïque connectée en BT lui permet de réduire fortement sa facture d'électricité de la STEG, étant donné que cette gamme de clientèle est soumise à la tranche de tarifs d'électricité la plus élevée.<sup>2</sup>

■ **Le mécanisme d'autoproduction pour des installations photovoltaïques connectées au réseau basse tension.** La puissance de l'installation ne peut pas dépasser la puissance souscrite par le client basse tension. Ces installations peuvent bénéficier d'une prime de 20% du coût des investissements avec un plafond de 100 000 DT à 250 000 DT en fonction de la consommation annuelle d'électricité du producteur. Dans la pratique, ce mécanisme reste actuellement très peu utilisé. En effet, la plupart des grands consommateurs en BT se tourne plutôt vers le modèle « bâtiment solaire », tandis que les installations PV de puissances plus importantes sont plutôt alimentées sous moyenne tension. Le fait que ce mécanisme existe, mais qu'on y ait très peu recours soulève la question de l'efficacité des mécanismes de soutien mis en place actuellement en Tunisie pour le photovoltaïque.

■ **Le mécanisme d'autoproduction pour des installations connectées au réseau moyenne et haute tension.** Dans ce cas, la législation autorise le producteur d'électricité photovoltaïque à vendre exclusivement à la STEG jusqu'à 30% de son électricité produite annuellement (en excédent). Le tarif d'achat de l'électricité excédentaire est fixé par une décision du Ministre en charge de l'Energie. Ces installations peuvent également bénéficier d'une prime de 20% du coût des investissements avec un plafond de 100 000 DT à 250 000 DT en fonction de la consommation annuelle d'électricité du producteur. En juin 2014, ce modèle commercial, était encore très peu mis en application, principalement dû à un du kWh consommé encore trop bas et un cadre réglementaire non adapté. En effet, seules deux installations étaient alors recensées en MT. Selon les installateurs, ce modèle commercial est très prometteur vu l'augmentation des prix du kWh consommé et peut potentiellement permettre l'explosion du PV en Tunisie. En effet, les consommateurs raccordés au réseau MT sont de plus en plus intéressés par le photovoltaïque, qui leur permet de réduire leur facture d'électricité de la STEG. Cependant, le développement de ce modèle commercial est actuellement freiné par plusieurs obstacles dus principalement à la lourdeur des procédures et au manque d'expérience dans ce type de projets.

Au-delà de ces quatre modèles commerciaux, on peut évoquer en Tunisie l'existence depuis de nombreuses années de systèmes photovoltaïques non connectés au réseau électrique. Ces installations sont principalement utilisées pour le pompage de l'eau à des fins d'irrigation dans les régions agricoles. Selon le plan d'action pour le développement des énergies renouvelables, « le potentiel de capacités installées de pompes PV est estimé à environ 24 MWc » (ANME 2013). En 2012, la capacité totale installée de pompes PV correspondait à 0,25 MWc. Le plan d'action prévoit un objectif de capacité installée de 0,6 MWc en 2016, 1,8 MWc en 2020 et 8 MWc en 2030. Les installations de production d'électricité PV dans le secteur agricole bénéficient d'une subvention correspondant à 40% du montant de l'investissement, plafonné à 20 000 DT. Cependant, étant donné le taux d'électrification du pays de 99,6%, nous avons choisi de nous concentrer dans ce rapport sur les installations photovoltaïques connectées au réseau.

Le programme PROSOL ELEC a permis le développement d'un nouveau secteur d'activité, à travers la création

<sup>2</sup> Vous trouverez plus d'information sur le fonctionnement des tarifs d'électricité de la STEG au chapitre 4 sur la simulation de la rentabilité des modèles



d'un tissu d'entreprises installatrices de systèmes photovoltaïques. Au 13 février 2014, l'ANME comptait 148 sociétés installatrices agréées, dont 61 actives. De manière générale, la STEG voit d'un bon œil le développement de petits systèmes photovoltaïques sur le réseau basse tension. L'électricité produite par ces installations n'étant pas subventionnée par la STEG, elle permet à la STEG d'alléger sa facture énergétique, tout en ne menaçant pas la stabilité du réseau. Le développement d'installations photovoltaïques de plus grande ampleur, connectées au réseau moyenne tension, est quant à lui plus problématique. Le manque de clarté du cadre juridique concernant l'autoproduction PV de clients tertiaires et industriels est caractéristique de la frilosité des décideurs politiques à cet égard.

Le tableau suivant présente un aperçu comparatif des principales caractéristiques des quatre modèles commerciaux analysés :

veloppement des énergies renouvelables en Tunisie. Créée en 1985, l'ANME est chargée de mettre en œuvre la politique énergétique de l'État dans un but de diversification des sources d'énergie, à travers la promotion de l'efficacité énergétique et le soutien aux énergies renouvelables. C'est une institution publique placée sous l'autorité du Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines. Outre la promotion des mécanismes de soutien existants pour la production d'électricité photovoltaïque, l'ANME est chargée d'agréer les sociétés installatrices de systèmes photovoltaïques ainsi que d'établir la liste des équipements PV éligibles aux programmes de soutien. L'ANME est aussi responsable de la gestion du Fonds de Transition Énergétique (FTE), qui octroie les subventions aux investissements destinés à promouvoir les énergies renouvelables et l'utilisation rationnelle de l'énergie. Ce fonds est « financé par une taxe spécifique due à l'occasion de la première immatriculation des voitures acquis par les particuliers » (Cessac 2014). Enfin, l'ANME

**Tableau 1: Aperçu comparatif des principales caractéristiques des quatre modèles commerciaux analysés**

	Prosol Elec	Bâtiment solaire	Autoproduction	Autoproduction
Tension		BT		MT + HT
Client cible	Residentiel	Residentiel * Tertiaire+Industriels et Autres	Industriels, Tertiaire, Agricole Disposant d'un matricule fiscal	Industriels, Tertiaire, Agricole Disposant d'un matricule fiscal
Net metering	Oui	Oui	Oui	Oui
Tarif d'achat de l'excédent	Non	Non	Non	Oui (max 30%)
Subvention FTE (en % du coût de l'investissement)	30%	30%	20%	20%
Plafond de la subvention	1.800 DT / kWc 1.450 DT / kWc (2+)	1.800 DT / kWc 1.450 DT / kWc (2+)	Selon la loi tunisienne de la ME	Selon la loi tunisienne de la ME
Crédit Attijari	Oui	Non	Non	Non
Crédit conventionnel	Non	Oui	Oui	Oui

Les acteurs participant aux modèles commerciaux cités ci-dessus sont au nombre de quatre :

### 1. Agence Nationale pour la Maitrise de l'Énergie

L'Agence Nationale pour la Maitrise de l'Énergie (ANME) est une des principales institutions responsables du déve-

préside la Commission Technique Consultative (CTC) chargée de se prononcer sur l'octroi des primes prévues par le décret n° 2009-362 du 9 février 2009. Les membres de la CTC sont désignés par décision du Ministre en charge de l'Industrie; la composition de la commission peut être modifiée à tout moment.

## 2. Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz

La Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) est une entreprise de droit public à caractère industriel et commercial créée en 1962. Elle est en charge de la production, du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz sur tout le sol tunisien. Concernant le photovoltaïque, c'est la STEG qui établit les contrats d'accès et de connexion au réseau public national, après avoir évalué et approuvé les dossiers techniques de demande de connexion. La STEG siège également à la Commission Technique Consultative (CTC), présidée par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME), chargée de rendre un avis sur les projets d'autoproduction connectés au réseau de moyenne et haute tension.

## 3. Installateurs

Au 13 février 2014, la Tunisie comptait 148 sociétés installatrices de systèmes photovoltaïques agréées par l'ANME.<sup>3</sup> Ces sociétés sont incontournables pour les secteurs résidentiels et tertiaires, puisqu'elles donnent l'accès au programme de soutien PROSOL ELEC. Elles accompagnent leurs clients dans toutes les étapes de réalisation des projets photovoltaïques, depuis la demande de connexion au réseau jusqu'à l'obtention des subventions. De plus, ce sont les installateurs qui sont les destinataires directs de la subvention du FNME ainsi que du crédit octroyé par Attijari bank pour les installations de 1 et 2 kWc dans le cadre du programme PROSOL ELEC. Cette procédure permet au producteur PV de réduire le montant de son apport initial pour l'investissement dans l'installation photovoltaïque.

Concernant l'éligibilité des installateurs, il existe un cahier des charges spécifique qui définit les critères et les exigences pour obtenir l'agrément d'installateur dans le cadre du programme PROSOL ELEC.<sup>4</sup>

## 4. Attijari bank

Attijari bank est la seule banque tunisienne ayant signé une convention cadre avec la STEG pour le développement d'un mécanisme de crédit bancaire sous la forme d'un crédit bonifié à un taux de 5,94% d'une durée de

7 ans, destiné aux installations photovoltaïques de 1 ou 2 kWc. Le budget alloué est de l'ordre de 40 millions DT et couvre une période de quatre années de 2012 à 2016.

## b. Net-metering dans le cadre du programme PROSOL ELEC

### Description du modèle commercial

Dans le cadre des réglementations en vigueur autorisant la production d'électricité pour couvrir ses propres besoins en énergie, le gouvernement tunisien a mis en place le système incitatif PROSOL ELEC. Ce programme vise à promouvoir le développement d'installations photovoltaïques connectées au réseau basse tension à des fins d'autoproduction, principalement dans le secteur résidentiel. Le réseau basse tension correspond à 230/400V à la fréquence de 50 Hz. La taille du système photovoltaïque pouvant être installé par le client est déterminée en fonction de sa consommation annuelle d'électricité, afin de limiter au maximum l'injection de l'électricité excédentaire dans le réseau. En cas de production excédentaire, un compteur bi-directionnel calcule le nombre de kWh injectés et notifie le volume d'électricité pouvant être consommé sur le réseau, sur le principe du net-metering. Le système de facturation d'électricité de la STEG est unique pour tous les clients résidentiels : La relève des compteurs électriques se fait tous les 4 mois et les factures sont éditées tous les 2 mois. Une facture est estimée tandis que la suivante est basée sur la relève du compteur. Chaque facture fait le bilan des kWh produits et des kWh consommés. Le reliquat de kWh produits et non consommés est reporté sur la facture suivante.

D'un point de vue économique, le mécanisme PROSOL ELEC est avant tout intéressant pour les clients résidentiels raccordés au réseau basse tension et ayant une consommation électrique de plus de 200 kWh par mois. En effet, les tarifs d'électricité pour les ménages modestes étant les plus subventionnés, le montant de la facture d'électricité épargné grâce à la consommation de l'électricité photovoltaïque produite par un client résidentiel consommant moins de 200 kWh sera moins élevé que celui des clients mentionnés ci-dessus.

Une autre particularité du programme PROSOL ELEC réside dans la possibilité pour le producteur PV de réduire le montant de son capital propre dans l'investissement initial de l'installation PV. En effet, le financement de l'installation photovoltaïque est composé de trois apports différents :

<sup>3</sup> La liste actuelle des sociétés installatrices éligibles au programme PROSOL ELEC est disponible à l'adresse suivante : [http://www.steg.com.tn/dwll/Societe\\_eligibles\\_prosol\\_elec.pdf](http://www.steg.com.tn/dwll/Societe_eligibles_prosol_elec.pdf)

<sup>4</sup> Au moment de la publication de ce rapport, ce cahier des charges n'était pas adéquat pour les installations de plus grande taille non éligibles au programme PROSOL ELEC.

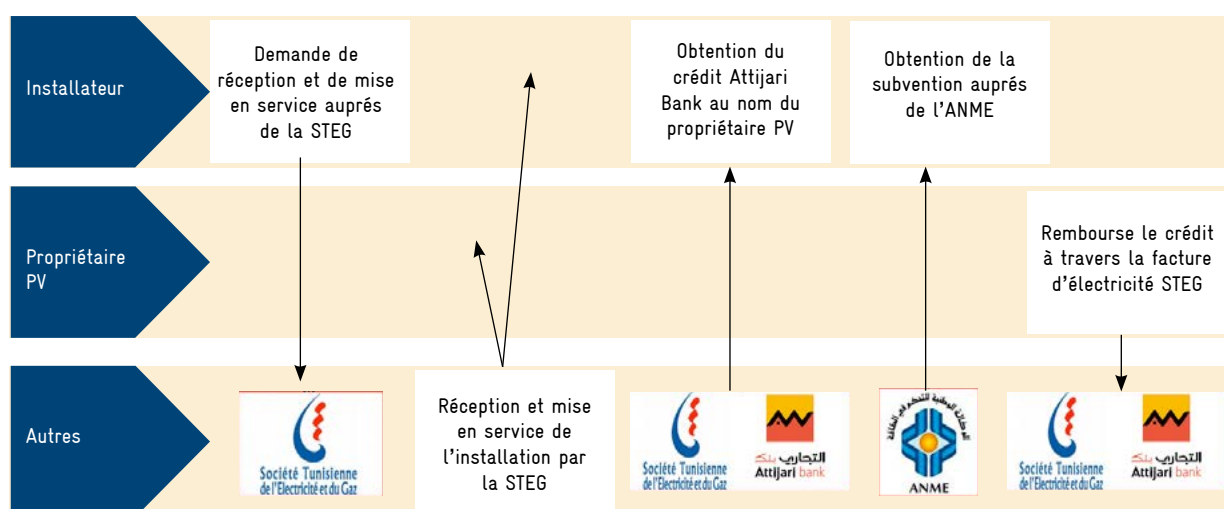
- L'apport propre de l'acquéreur
- La subvention de l'Etat
- Le crédit Attijari bank

La prise en charge financière initiale est assurée en majeure partie par l'installateur, qui perçoit le montant de la subvention du FNME ainsi que le montant du crédit Attijari bank pour acquérir et réaliser l'installation au nom du producteur. Une fois l'installation mise en service, le producteur rembourse l'intégralité du crédit sur sa facture d'électricité sur une période de 7 ans. Le montant des mensualités à régler pour le remboursement du crédit est

fixé dans le formulaire de souscription au crédit bancaire d'Attijari bank et dépend de la capacité de l'installation (1 ou 2 kWc).<sup>5</sup> Le principe consiste à ce que les économies d'électricité et les remboursements du crédit du client s'équilibrent. La restitution du montant du crédit à Attijari bank par la STEG conduit ainsi à une péréquation financière entre la STEG et Attijari bank.

Les étapes de l'arrangement financier dans le cadre du programme PROSOL ELEC sont illustrées dans le graphique ci-dessous :

**Graphique 2: Etapes de l'arrangement financier concernant la subvention de l'ANME et le crédit Attijari bank (Source : Graphique fondé sur les informations de la STEG)**



Selon le plan d'action national pour le développement des énergies renouvelables en Tunisie, le programme PROSOL ELEC vise à atteindre une puissance globale photovoltaïque de 190 MW en 2020 (ANME 2013). Afin d'atteindre cet objectif, ce mécanisme de soutien prévoit deux aides distinctes:

- Une prime de 30% du coût de l'investissement, limitée à 15 000 DT par projet, octroyée par le Fonds National de la Maîtrise de l'Energie (FNME). Suite à la baisse des prix des panneaux photovoltaïques sur le marché international, le plafond du montant de la subvention a été revu en juin 2012. Depuis le 1er janvier 2013, cette subvention est ainsi plafonnée à 1800 DT pour les installations dont la puissance installée est de 1kWc et 1450 DT par kWc pour les installations dont la puissance installée est de 2kWc et plus.

- Un crédit d'une durée de 7 ans au taux de TMM+1,2 et sans garantie, accordé par Attijari bank et remboursable sur la facture STEG.<sup>6</sup> Le montant du crédit est fixé en fonction du nombre de kWc de l'installation:
  - Installations de 1 kWc : 3500 DT
  - Installations de 2 kWc : 6500 DT
 En théorie, les installations d'une capacité supérieure à 2kWc peuvent obtenir le crédit Attijari bank pour

<sup>5</sup> Le formulaire de souscription au crédit bancaire est disponible sur le site de la STEG dans la rubrique « téléchargements » : [https://www.steg.com.tn/fr/prosol\\_elec/Demandes\\_Formulaires.html](https://www.steg.com.tn/fr/prosol_elec/Demandes_Formulaires.html)

<sup>6</sup> Pour déterminer le TMM actuel, on peut se référer au site de la banque centrale de Tunisie : [http://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/tableau\\_statistique\\_a.jsp?params=PL203105](http://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/tableau_statistique_a.jsp?params=PL203105)

les deux premiers kWc de l'installation. Cependant en pratique, les dossiers de demande de crédit pour les installations supérieures à 2kWc sont refusés par la STEG.

Les critères d'éligibilité au mécanisme de soutien PROSOL ELEC sont les suivants :

- La puissance photovoltaïque à installer doit être de 1 ou 2 kW
- Le demandeur doit être le propriétaire du local à équiper
- Le demandeur doit avoir un abonnement basse tension STEG en son nom et en cours de validité
- Le demandeur doit avoir une consommation annuelle minimale d'électricité s'élevant à :
  - 2000 kWh pour les installations de 1 kWc
  - 4000 kWh pour les installations de 2 kWc

Enfin, l'installation photovoltaïque peut bénéficier de certains avantages fiscaux. Tout d'abord, les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l'énergie et qui n'ont pas d'équivalents fabriqués en Tunisie bénéficient du droit de douanes minimum à hauteur de 15%.<sup>7</sup> De plus, les biens d'équipement et les produits économiseurs d'énergie bénéficient de la suspension de la TVA.

### Étapes de réalisation des projets

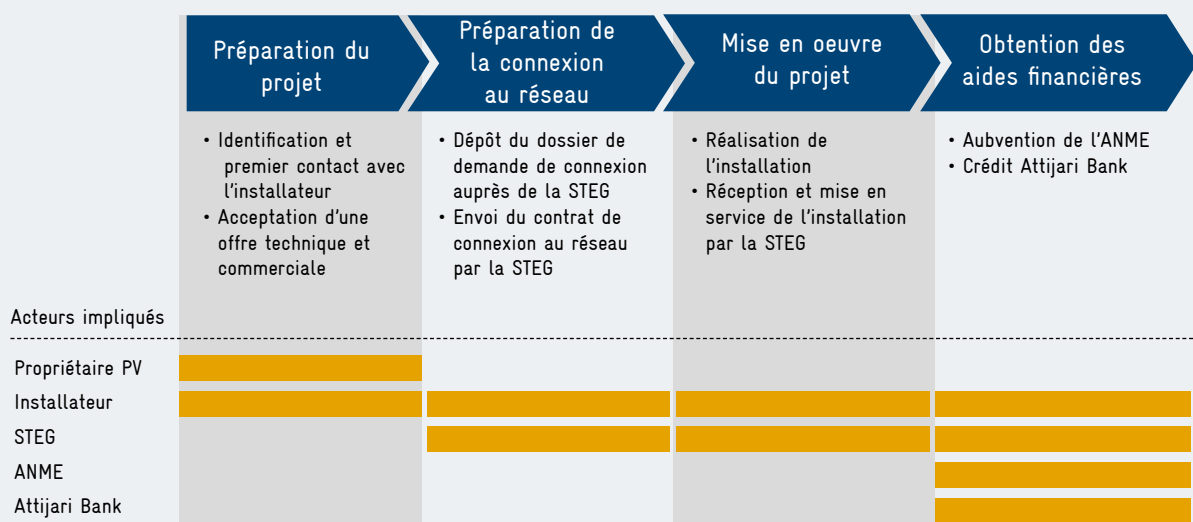
En général, les étapes de réalisation des projets photovoltaïques dans le cadre du programme PROSOL ELEC, depuis la prise de contact avec l'installateur jusqu'au paiement des subventions, sont expliquées de manière détaillée sur le site internet de la STEG. De plus, les documents et formulaires nécessaires afin d'entamer les démarches administratives avec la STEG sont disponibles en téléchargement sur le site.<sup>8</sup>

<sup>7</sup> Le montant du minimum légal de perception des droits de douanes en vigueur est disponible sur le site de la direction générale des douanes tunisienne : <http://www.douane.gov.tn/index.php?id=441>

<sup>8</sup> La description des procédures administratives ainsi que les documents et formulaires sont disponibles à l'adresse suivante : [https://www.steg.com.tn/fr/prosol\\_elec/procedures.html](https://www.steg.com.tn/fr/prosol_elec/procedures.html)

Graphique 3: Étapes de réalisation des installations éligibles au programme PROSOL ELEC

#### Développement du projet



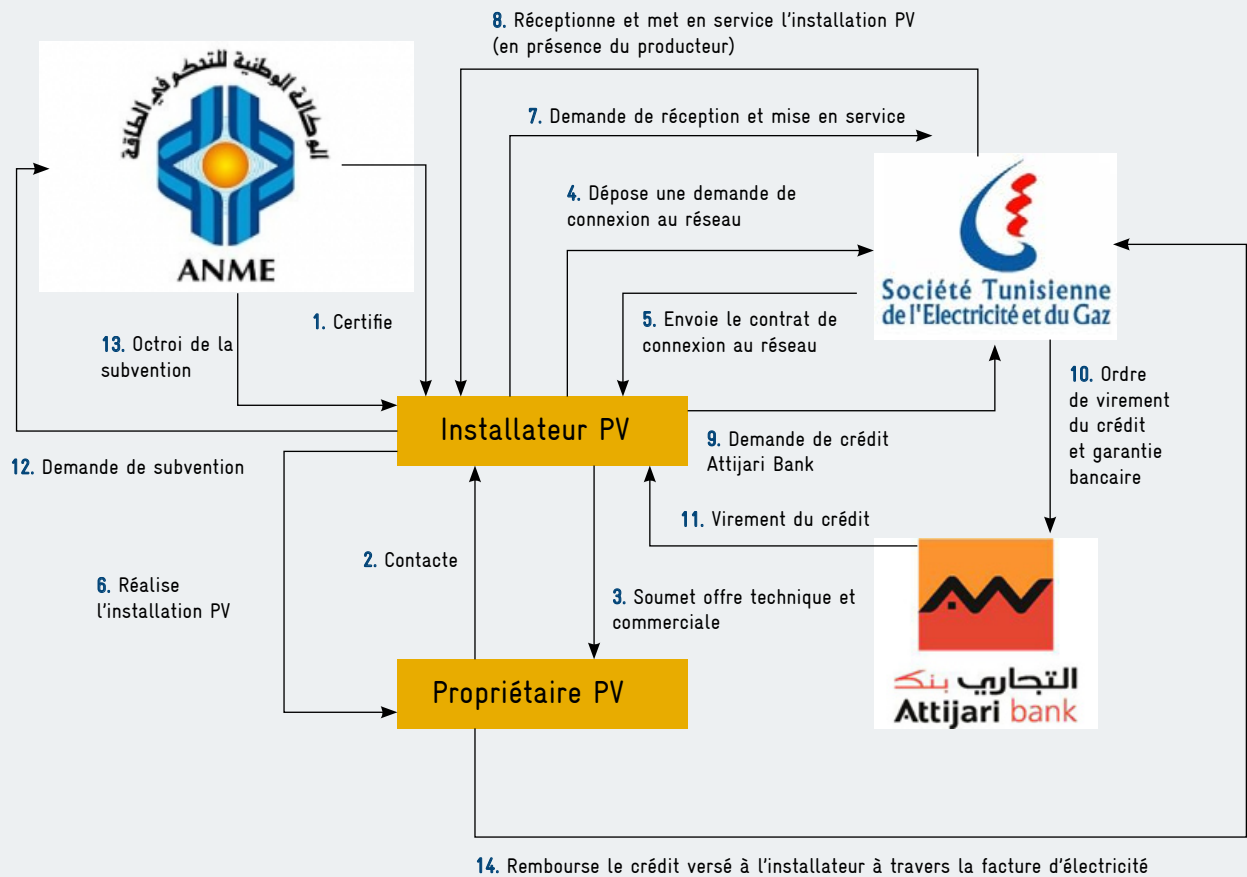
Key:

■ Participation des acteurs

Source : Informations de la STEG

Le processus de mise en œuvre des projets réalisés dans le cadre du programme PROSOL ELEC est illustré dans le graphique suivant :

Graphique 4: Procédure de réalisation des installations éligibles au programme PROSOL ELEC



(Source : Informations de la STEG)

## Etapas de réalisation des projets éligibles au programme PROSOL ELEC

<b>1. Premier contact avec l'installateur</b>	<b>Description</b>	La liste des sociétés installatrices agréées par l'Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie et éligibles au programme PROSOL ELEC est disponible sur le site de la STEG ( <a href="http://www.steg.com.tn/dwl/Societe_eligibles_prosol_elec.pdf">http://www.steg.com.tn/dwl/Societe_eligibles_prosol_elec.pdf</a> ). Au 13 février 2014, elles étaient au nombre de 148. Après avoir été contacté par le client, l'installateur effectue un premier déplacement sur le site afin d'établir une étude de faisabilité et un devis du projet, qui constitueront l'offre technique et commerciale soumise au client, en fonction de la consommation électrique annuelle du client, de l'espace disponible sur le bâtiment et des fonds propres disponibles pour l'investissement.
	<b>Acteur</b>	Installateur
<b>2. Proposition d'offre commerciale</b>	<b>Description</b>	L'installateur soumet ensuite une offre technique et commerciale au client. Celle-ci comprend d'une part l'étude de faisabilité, qui rend compte des spécificités techniques de l'installation telles que la puissance de l'installation, le nombre de modules, le nombre d'onduleurs etc. D'autre part, l'offre commerciale détaille le montant des composantes de l'installation photovoltaïque, le montant de la TVA ainsi que les frais de dossier et d'installation.
	<b>Acteur</b>	Installateur
<b>3. Dépôt de la demande de connexion auprès de la STEG</b>	<b>Description</b>	Après acceptation de l'offre commerciale par le client, l'installateur dépose le dossier de demande de connexion du client auprès de la STEG. Le dossier technique est composé des documents suivants : – Copie de la Carte d'Identité Nationale (CIN) du client – « Contrat d'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique produite à partir de l'énergie solaire photovoltaïque par le producteur résidentiel en basse tension souscrivant pour 1 et 2 kWc » (pour les clients souhaitant bénéficier du programme PROSOL ELEC) – Formulaire d'adhésion au projet PROSOL ELEC et de souscription à un crédit bancaire signé par le client (signature légalisée), pour les projets à réaliser avec le crédit Attijari bank – Schéma électrique de l'installation – Documents techniques attestant que l'équipement respecte bien les contraintes techniques imposées par la STEG/ANME en matière de normes et standards. L'ANME approuve chaque année un certain nombre de modules PV présents sur le marché. Les onduleurs sont fournis par la STEG.
	<b>Acteurs</b>	Installateur
<b>4. Envoi du contrat de connexion au réseau par la STEG</b>	<b>Description</b>	Après réception, le district correspondant de la STEG examine le dossier de demande de connexion, en vérifiant notamment la complétude du dossier, la cohérence des informations, la solvabilité du client, l'éligibilité des équipements, le rapport entre la consommation annuelle du client et le productible estimé d'origine solaire. <sup>9</sup> La STEG précise sur son site internet que l'installateur peut prendre contact avec le district une semaine après le dépôt du dossier pour s'enquérir de la réponse de la STEG. Dans la pratique, les installateurs notent cependant que selon la taille du district et le nombre de dossiers qu'il reçoit, la décision de la STEG peut intervenir dans un délai allant jusqu'à deux mois. La STEG envoie alors une lettre d'approbation de l'installation à l'installateur, qui peut enfin procéder à la réalisation de l'installation.
	<b>Acteurs</b>	STEG
	<b>Durée</b>	1 semaine (en théorie) à 2 mois (dans quelques rares cas). En général, la décision de la STEG intervient après 2 semaines.

<sup>9</sup> Informations provenant du site internet de la STEG : [https://www.steg.com.tn/fr/prosol\\_elec/procedures.html](https://www.steg.com.tn/fr/prosol_elec/procedures.html)

<b>5. Réalisation de l'installation PV</b>	<b>Description</b>	Après approbation de la STEG, l'installateur peut démarrer la réalisation du système PV. L'installation PV doit répondre aux exigences particulières de la STEG concernant les conditions techniques et les règles de sécurité, définies dans les documents suivants : – «Spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques» – «Mesures de sécurité à respecter pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau lors du travail sur site» Ces documents ne sont pas disponibles sur le site internet de la STEG.
	<b>Acteurs</b>	Installateur
	<b>Durée</b>	L'installation dure de 2 jours à une semaine en fonction de la taille de l'installation et de la disponibilité de l'installateur.
<b>6. Demande de réception et de mise en service auprès de la STEG</b>	<b>Description</b>	Une fois l'installation réalisée, l'installateur fait une demande de réception et de mise en service auprès du district de la STEG afin de pouvoir commencer à utiliser l'installation et injecter l'électricité produite dans le réseau. Selon les informations de la STEG, « la STEG devra programmer une visite de l'installation dans un délai ne dépassant pas 10 jours à compter de la date de dépôt de la demande de réception et de mise en service. Le district STEG est tenu à informer l'installateur de la date de la visite au minimum trois jours à l'avance.» A ce stade, les installateurs affirment cependant que le délai de réponse de du district de la STEG dépend de la file d'attente des installations devant être réceptionnées ainsi que de la période du mois à laquelle la demande de réception est envoyée au district. En effet, les équipes de chaque district chargées de la réception des installations PV sont limitées et ont de nombreuses responsabilités. En fin de mois par exemple, les agents de la STEG sont débordés à cause de la relève des compteurs MT. Selon les installateurs, la date de mise en service peut être occasionnellement différée en fonction de la disponibilité des compteurs bi-directionnels. Ceux-ci sont en effet fournis seulement par la STEG et peuvent faire l'objet de ruptures de stock.
	<b>Acteurs</b>	Installateur, STEG
	<b>Durée</b>	Selon la STEG, la mise en service intervient maximum 10 jours après le dépôt de la demande de mise en service. Lorsque les compteurs sont en rupture de stock, le délai de mise en service peut durer jusqu'à 2 mois.
<b>7. Réception et mise en service de l'installation</b>	<b>Description</b>	Lors de la réception, les agents de la STEG vérifient la conformité de l'installation PV aux exigences définies dans les « Spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques». La conformité de l'installation aux conditions de sécurité est également vérifiée. Les agents de la STEG procèdent ensuite à l'installation du compteur bi-directionnel, avant de mettre en service l'installation. La mise en service de l'installation est attestée par le procès-verbal de réception, signé par l'agent de la STEG, le producteur et l'installateur. Ce document est nécessaire pour l'obtention du crédit Attijari bank ainsi que pour l'obtention de la subvention de l'ANME dans le cadre du programme PROSOL ELEC (voir étapes 8 et 9). Lors de cette étape, la STEG délivre à l'installateur le contrat de connexion au réseau signé.
	<b>Acteurs</b>	STEG
	<b>Durée</b>	L'installation du compteur bi-directionnel peut durer de 15 jours à 3 mois.



<b>8. Obtention du crédit Attijari bank</b>	<b>Description</b>	<p>En vertu d'une convention signée entre la STEG et Attijari bank, les clients de la STEG propriétaires d'une installation photovoltaïque d'une capacité de 1 ou 2 kWc sont éligibles au crédit bancaire proposé par Attijari bank. Le crédit est perçu directement par l'installateur pour réaliser l'installation au nom du client. Une fois l'installation mise en service, le client rembourse l'intégralité du crédit sur sa facture d'électricité. Le montant des mensualités à régler pour le remboursement du crédit est fixé dans le formulaire de souscription au crédit bancaire d'Attijari bank, disponible sur le site de la STEG : <a href="https://www.steg.com.tn/fr/prosol_elec/Demandes_Formulaires.html">https://www.steg.com.tn/fr/prosol_elec/Demandes_Formulaires.html</a></p> <p>Le montant du crédit est fixé en fonction du nombre de kWc:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Installations de 1 kWc : 3500 DT</li> <li>– Installations de 2 kWc : 6500 DT</li> </ul> <p>Les clients qui le souhaitent peuvent obtenir des crédits d'un montant inférieur. Le crédit est accordé sur une durée de 7 ans et est remboursable sur la facture STEG avec un taux préférentiel de TMM+1,2. Pour déterminer le TMM actuel, on peut se référer au site de la banque centrale de Tunisie : <a href="http://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/tableau_statistique_a.jsp?params=PL203105">http://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/tableau_statistique_a.jsp?params=PL203105</a>. La garantie bancaire est fournie par la STEG. En théorie, les installations d'une capacité supérieure à 2kWc peuvent obtenir le crédit Attijari bank pour les deux premiers kWc de l'installation. Cependant en pratique, les dossiers de demande de crédit pour les installations supérieures à 2kWc sont refusés par la STEG. Afin d'obtenir le crédit, l'installateur dépose un dossier auprès de la STEG comprenant les documents suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Le formulaire d'adhésion au projet Prosol Elec et de souscription à un crédit bancaire</li> <li>– La fiche de réception et mise en service de l'installation</li> </ul> <p>L'accord du crédit est donné systématiquement par les districts, mais le dossier et le contact avec Attijari bank est géré par la STEG au niveau central. Selon la STEG, « la Direction Commerciale adresse, le 25 du mois (m+1), à Attijari bank un ordre de virement au profit de l'installateur. La banque procèdera au versement du montant de crédit le 2 du mois (m+2). »<sup>10</sup></p>
	<b>Acteurs</b>	Installateur, STEG, Attijari bank
	<b>Durée</b>	Entre 1 et 2 semaines
<b>9. Obtention de la subvention auprès de l'ANME</b>	<b>Description</b>	<p>Une fois l'installation mise en service et le PV de réception délivré par la STEG, l'installateur dépose le dossier pour l'obtention de la subvention auprès de l'ANME. Depuis janvier 2014, une nouvelle procédure est applicable, avec de nouveaux formulaires. Cette procédure prévoit que l'installateur prenne des photos de l'équipement PV (panneaux, onduleurs, câblage) afin de confirmer la conformité de l'installation.</p> <p>Après vérification du dossier, l'ANME envoie la subvention par virement. La subvention correspond à 30% de l'investissement, avec un plafond de :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 1800 DT par kWc si la puissance installée est de 1KWc</li> <li>– 1450 DT par kWc si la puissance installée est de 2KWc et plus</li> <li>– 15 000 DT par bâtiment solaire</li> </ul>
	<b>Acteurs</b>	Installateur, ANME
	<b>Durée</b>	Le dépôt de dossier peut durer 1 à 2 jours. La réponse de l'ANME peut durer jusqu'à 3 mois.

<sup>10</sup> Informations provenant du site internet de la STEG : [https://www.steg.com.tn/fr/prosol\\_elec/procedures.html](https://www.steg.com.tn/fr/prosol_elec/procedures.html)



## Barrières et recommandations

Depuis son lancement en février 2010, le mécanisme PROSOL ELEC a permis l'installation de nombreux systèmes photovoltaïques dans le secteur résidentiel connecté au réseau basse tension. Bien qu'étant le modèle commercial le plus répandu pour le photovoltaïque, son application reste toutefois limitée notamment dû aux

contraintes d'éligibilité du mécanisme de soutien ainsi qu'à la réglementation en vigueur concernant l'autoproduction. Les tableaux suivants apportent une description des défis identifiés et proposent des recommandations afin d'optimiser la conception du programme PROSOL ELEC et favoriser ainsi l'essor du photovoltaïque en Tunisie.

Prix de système élevés dus à des subventions du programme PROSOL ELEC de 30%	
<b>Barrières</b>	<p>Le programme PROSOL ELEC est exclusivement destiné aux petites installations PV de 1 à 2 kWc. Il accorde une subvention de 30% du coût des investissements, plafonnée respectivement à 1450 DT/kWc pour les installations de 2 kWc, et 1800 DT/kWc pour les installations de 1 kWc. Comme le marché en témoigne, les prix de système pour les clients atteignent près de 10.000 DT/kWc pour une installation de 2 kWc. Comparés aux prix de marchés internationaux, ces installations à 5.000 DT/kWc (2.200 €) se trouvent dans une tranche de tarifs très élevée. Les acteurs du marché rapportent que ces prix de marché sont artificiellement gonflés par les subventions, et ne reflètent ni les prix en diminution des modules, ni les prix en diminution des systèmes, qui résultent de la concurrence entre les négociants en gros et les installateurs.</p> <p>Les subventions du programme PROSOL ELEC sont considérées comme un obstacle commercial pour atteindre des prix de système plus bas et, par conséquent, un déploiement plus large du PV en Tunisie.</p>
<b>Recommandations</b>	<p>Le programme PROSOL ELEC devrait abolir ses subventions de 30% pour les petites installations, afin d'imposer une concurrence sur les prix, de permettre un accès plus large aux PV à petits prix, et d'économiser l'argent public, qui pourrait être alors utilisé pour des segments de marché moins rentables au-delà de ce modeste marché résidentiel.</p> <p>D'autres subventions existantes ou prévues pour les installations PV devraient être fixées avec des facteurs de dégressivité liés aux marges bénéficiaires du système.</p>
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>– Conduire une analyse détaillée des coûts des petites installations PV afin d'identifier de potentiels profits non envisagés, stimulés par les subventions.</li><li>– Définir un calendrier pour faire disparaître petit à petit les subventions d'investissement en prenant en compte une période préalable de transition adaptée au marché.</li><li>– Communiquer la transition vers une disparition d'une manière qui n'entraînerait pas d'attente de la part d'investisseurs potentiels ou ne stimulerait pas une course à l'investissement de dernière minute, créant ainsi potentiellement des ventes exorbitantes et un marché rétréci après échéance.</li></ul>
Contraintes d'éligibilité au programme PROSOL ELEC	
<b>Barrières</b>	<p>Contraintes pour les investisseurs:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– Seules les personnes propriétaires du logement sont éligibles</li><li>– Il faut avoir un abonnement basse tension STEG. Cette condition s'avère souvent problématique notamment lorsqu'il s'agit de couvrir les besoins en électricité de locataires souhaitant installer des panneaux solaires sur le toit d'un immeuble résidentiel.</li></ul>

<b>Recommandations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Implication d'associations de locataires, d'associations solaires, dans le but de proposer une réglementation pour élargir l'éligibilité au programme PROSOL ELEC</li> <li>– Participation citoyenne à la transition énergétique tunisienne, qui pourrait représenter un soutien supplémentaire au PV</li> <li>– Plus d'initiatives de la part des installateurs PV envers les propriétaires de logements pour les sensibiliser aux avantages des installations PV</li> <li>– Communiquer sur la possibilité pour les propriétaires d'acquérir une installation PV et d'augmenter le loyer des locataires en échange</li> </ul>
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Analyse détaillée des obstacles à un modèle dans lequel le locataire pourrait consommer l'électricité PV produite par le propriétaire du logement.</li> <li>– Élaboration d'une proposition de soutien financier destiné aux propriétaires de logements et d'installations PV. Cette proposition pourrait être soumise à l'ANME pour examen.</li> </ul>
<b>Procédures administratives trop lentes</b>	
<b>Barrière</b>	<p>Les procédures administratives d'instruction des dossiers de la subvention et du crédit sont lentes et pénalisent fortement les opérateurs de la filière, compte tenu des longs délais de paiement.</p> <p>Par exemple: la procédure pour l'obtention de la subvention de l'ANME prévoit que l'installateur prenne des photos de l'équipement PV afin de valider la conformité de l'installation.</p>
<b>Recommandation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Etablir un équilibre entre les coûts liés à la bureaucratie d'une part, et les gains liés à la subvention d'autre part</li> <li>– Utiliser la certification des installateurs en tant que garantie pour l'accès au réseau (en Allemagne, la certification d'un installateur conforme à la norme VDE 1000 permet l'accès au réseau)</li> </ul>
<b>Limitation de l'octroi du crédit bonifié Attijari bank</b>	
<b>Barrière</b>	<p>Suite à une décision commune de la STEG, l'ANME et Attijari bank, l'octroi du crédit Attijari bank a été limité aux installations de 1 ou 2 kWc. La STEG justifie cette décision par le fait que le programme PROSOL vise à accompagner en priorité les consommateurs modestes dans l'achat d'une installation photovoltaïque destinée à couvrir leurs besoins en électricité. Il n'est pas destiné aux consommateurs consommant plus de 4000 kWh d'électricité par an.</p>
<b>Recommandation</b>	<p>La mise en place d'une ligne de crédit à échelonnement dégressif pour les installations d'une capacité supérieure à 2 kWc permettrait de développer le marché des installations PV dans le secteur résidentiel connecté au réseau basse tension.</p>
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	<p>Les ménages consommant plus d'électricité et soumis à des tarifs plus élevés bénéficient, à travers l'utilisation du PV, d'une plus grande réduction de leur facture d'électricité que les petits consommateurs, qui sont soumis aux tarifs d'électricité les plus subventionnés. Le pourcentage d'économie sur les tarifs d'électricité devrait être couplé à un facteur de dégressivité appliqué au montant de la ligne de crédit. Un modèle de calcul devrait être soumis à l'ANME et Attijari bank.</p>
<b>Déficit d'effectif de la STEG</b>	
<b>Barrière</b>	<p>Les installateurs déplorent le manque d'agents qualifiés de la STEG disponibles dans chaque district et aptes à effectuer la réception des installations PV. Le déficit d'agents entraîne des retards dans la mise en service des installations.</p>
<b>Recommandation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Mise en place de programmes de formations spécialisés dans les technologies photovoltaïques proposés par la STEG pour les employés de la STEG</li> </ul>

Limites de la législation en vigueur	
<b>Barrière</b>	Le mécanisme PROSOL ELEC est limité du fait de la législation en vigueur. En effet, en accord avec les dispositions de la loi n°2009-7 et du décret d'application n°2009-2773, seule la production d'électricité à des fins de consommation propre est autorisée en Tunisie. En basse tension, la puissance électrique installée des équipements de production de l'électricité ne doit pas dépasser la puissance électrique souscrite du producteur auprès de la STEG.
<b>Recommandations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Augmentation de la redevance de puissance afin de couvrir les coûts supportés par la STEG (dans le cas où les capacités du réseau sont la raison de la limitation de puissance PV)</li> <li>– Amélioration des services système de l'installation PV pour permettre une meilleure stabilité du réseau de distribution local (par exemple : utilisation de la norme VDE 4105 en Allemagne)</li> </ul>
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Vérification de l'application de la norme VDE 4105 au contexte tunisien.</li> <li>Elaboration d'une proposition d'application de la norme.</li> </ul>
Non-respect du cahier des charges pour les installations BT et absence de grid code	
<b>Barrière</b>	<p>Certains installateurs déplorent le fait que les districts ne respectent pas le cahier des charges décrivant les conditions techniques requises. Selon eux, chaque district a ses propres exigences techniques.</p> <p>De plus, les installateurs soulèvent les difficultés liées à l'absence de grid code qui précise les conditions d'accès au réseau des installations connectées au réseau basse tension. À ce sujet, ils soulignent aussi les limites de l'autorisation de transport de l'électricité photovoltaïque, qui n'est valable que sur le réseau de transport. En conséquence, l'électricité photovoltaïque produite dans des sites éloignés ne peut être acheminée jusqu'aux particuliers ou jusqu'aux entreprises connectées au réseau de distribution.</p> <p>Les documents décrivant les «spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques» ainsi que les «mesures de sécurité à respecter pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau lors du travail sur site», nécessaires à la réalisation de l'installation conformément aux exigences de la STEG, ne sont pas disponibles sur internet.<sup>11</sup></p>
<b>Recommandations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Guide de mesures de sécurité uniformes, élaboré conjointement par le secteur PV et la STEG</li> <li>– Processus de clearing au sein de la STEG, dans le cas où les conditions techniques requises au niveau régional diffèrent des conditions de la STEG au niveau central</li> <li>– Programmes de formations proposés par la STEG pour les employés de la STEG et les installateurs</li> </ul>
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Le Secrétariat du Partenariat tuniso-allemand de l'énergie et la GIZ (Projet « Plan Solaire Méditerranéen ») travaillent actuellement en étroite coopération avec la STEG afin d'élaborer un grid code pour le réseau électrique tunisien.</li> <li>– Elaboration d'un programme de formations sur les normes de sécurité des installations PV destiné aux employés de la STEG. Le programme pourrait être encadré par la GIZ à Tunis.</li> <li>– Mise en place d'un comité regroupant des représentants de la STEG, de l'ANME mais aussi des professionnels du secteur afin de s'entendre sur les procédures à appliquer et les documents techniques à utiliser pour les projets PV.</li> <li>– Développement d'opérations de communication auprès des installateurs sur les procédures en vigueur et les documents techniques de référence pour la réalisation des projets photovoltaïques. Ces campagnes d'information pourraient être menées par le comité mentionné au point précédent.</li> </ul>

<sup>11</sup> Le document détaillant les spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques est disponible en annexe.

### c. Net-metering dans le cadre du programme « Bâtiments solaires »

#### Description du modèle commercial

Le programme « bâtiments solaires » vise à promouvoir le développement d'installations photovoltaïques connectées au réseau basse tension à des fins d'autoproduction. À la différence du programme PROSOL ELEC, il est destiné aux clients résidentiels, mais aussi tertiaires ou industriels. Le réseau basse tension correspond à 230/400V à la fréquence de 50 Hz. La puissance du système photovoltaïque pouvant être installé par le client ne peut dépasser la puissance souscrite par le client auprès de la STEG. L'électricité produite par l'installation photovoltaïque est injectée entièrement dans le réseau de la STEG et enregistrée via le compteur électrique. Le client consomme ensuite l'électricité du réseau de la STEG sur le principe du net-metering. Chaque facture éditée fait le bilan des kWh produits et des kWh consommés. Le reliquat des kWh produits et non consommés est reporté sur la facture suivante.

#### Mécanisme de soutien

Le programme « bâtiments solaires » prévoit l'octroi d'une subvention accordée par le Fonds National de la Maîtrise de l'Energie (FNME). Comme pour le programme PROSOL ELEC, cette subvention équivaut à 30% du coût de l'investissement, limitée à 15 000 DT par projet. Suite à la baisse des prix des panneaux photovoltaïques sur le marché international, le plafond du montant de la subvention a été revu en juin 2012. Depuis le 1er janvier 2013, cette subvention est ainsi plafonnée à 1800 DT pour les installations dont la puissance installée est de 1kWc et 1450 DT par kWc pour les installations dont la puissance installée est de 2kWc et plus.

A la différence du programme PROSOL ELEC, les installations réalisées dans le cadre du programme (bâtiments solaire) ne disposent pas de l'accès au crédit à taux préférentiel proposé par Attijari bank et garanti par la STEG. Les critères d'éligibilité au mécanisme de soutien « Bâtiments solaires » sont les suivants :

- Être le propriétaire du local à équiper et avoir un abonnement basse tension STEG en son nom et en cours de validité
- La puissance installée est au plus égale à la puissance souscrite par le producteur auprès de la STEG

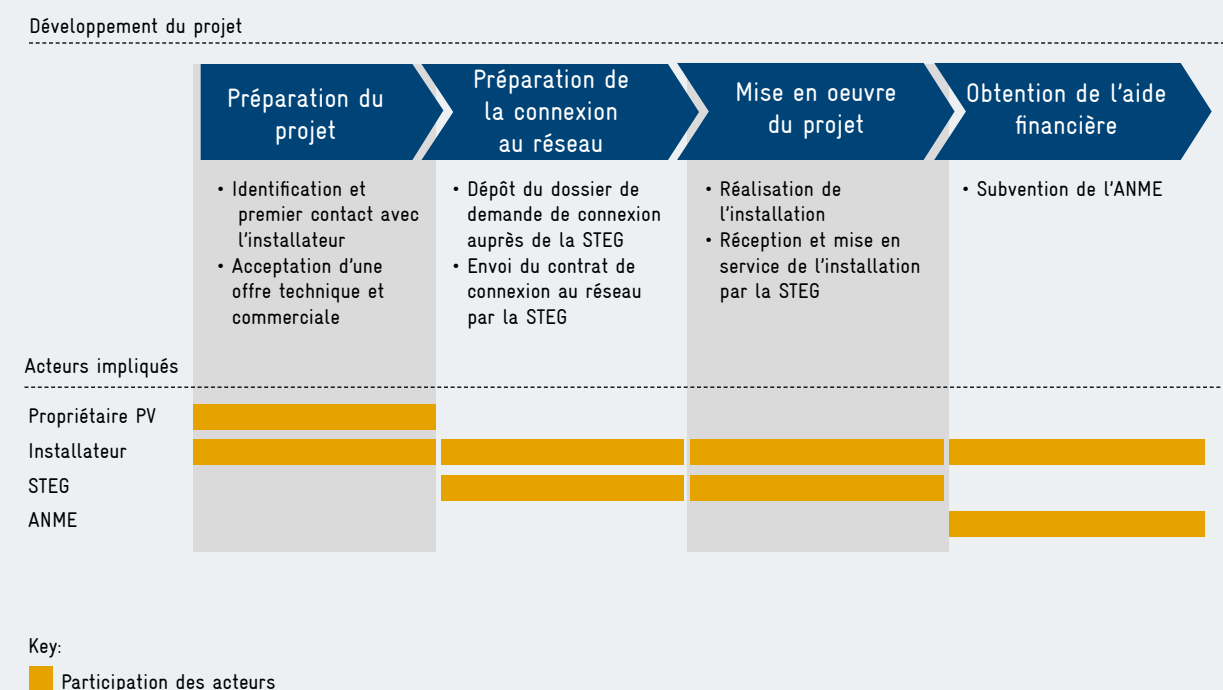
De plus, l'installation photovoltaïque peut bénéficier de certains avantages fiscaux. Tout d'abord, les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l'énergie et qui n'ont pas d'équivalents fabriqués en Tunisie bénéficient du droit de douanes minimum à hauteur de 15%.<sup>12</sup> De plus, les biens d'équipement et les produits économiseurs d'énergie bénéficient de la suspension de la TVA.

#### Étapes de réalisation des projets

A l'instar du programme PROSOL ELEC, l'installateur perçoit le montant de la subvention du FNME pour acquérir et réaliser l'installation au nom du producteur. L'installateur perçoit de plus une avance du client pour réaliser l'installation. Les étapes de réalisation des projets dans le cadre du programme « bâtiments solaires » sont ainsi les mêmes que pour les installations réalisées avec PROSOL ELEC, à l'exception des étapes relatives au crédit Attijari bank. Le processus de mise en œuvre des projets réalisés dans le cadre du modèle « bâtiments solaires » est illustré dans le graphique suivant :

<sup>12</sup> Le montant du minimum légal de perception des droits de douanes en vigueur est disponible sur le site de la direction générale des douanes tunisiennes : <http://www.douane.gov.tn/index.php?id=441>

Graphique 5: Étapes de réalisation des projets PV éligibles au programme "Bâtiments solaires"



Source : Graphique fondé sur les informations de la STEG, ainsi que sur les entretiens avec les acteurs du secteur)

Etapes de réalisation des projets éligibles au programme « Bâtiments solaires »		
1. Premier contact avec l'installateur	Description	La liste des sociétés installatrices agréées par l'Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie est disponible sur le site de la STEG ( <a href="http://www.steg.com.tn/dwl/Societe_eligibles_prosol_elec.pdf">http://www.steg.com.tn/dwl/Societe_eligibles_prosol_elec.pdf</a> ). Au 13 février 2014, elles étaient au nombre de 148.  Après un premier contact avec le client, l'installateur effectue un premier déplacement sur le site afin d'établir une étude de faisabilité et un devis du projet, qui constitueront l'offre technique et commerciale soumise au client, en fonction de la consommation électrique annuelle du client, de l'espace disponible sur le bâtiment et des fonds propres disponibles pour l'investissement.
	Acteur	Installateur
2. Proposition d'offre commerciale	Description	L'installateur soumet ensuite une offre technique et commerciale au client. Celle-ci comprend d'une part l'étude de faisabilité, qui rend compte des spécificités techniques de l'installation telles que la puissance de l'installation, le nombre de modules, le nombre d'onduleurs etc. D'autre part, l'offre commerciale détaille le montant des composantes de l'installation photovoltaïque, le montant de la TVA ainsi que les frais de dossier et d'installation.
	Acteur	Installateur

<b>3. Dépôt de la demande de connexion auprès de la STEG</b>	<b>Description</b>	Après acceptation de l'offre commerciale par le client, l'installateur dépose le dossier de demande de connexion du client auprès de la STEG. Le dossier technique est composé des documents suivants : – Copie de la Carte d'Identité Nationale (CIN) du client – « Contrat d'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique produite à partir d'énergies renouvelables et livrée sur le réseau basse tension » – Schéma électrique de l'installation – Documents techniques attestant que l'équipement respecte bien les contraintes techniques imposées par la STEG/ANME en matière de normes et standards. L'ANME approuve chaque année un certain nombre de modules PV présents sur le marché. Les onduleurs sont fournis par la STEG.
	<b>Acteurs</b>	Installateur
<b>4. Envoi du contrat de connexion au réseau par la STEG</b>	<b>Description</b>	Après réception, le district correspondant de la STEG examine le dossier de demande de connexion, en vérifiant notamment la complétude du dossier, la cohérence des informations, la solvabilité du client, l'éligibilité des équipements, le rapport entre la consommation annuelle du client et le productible estimé d'origine solaire. <sup>13</sup> La STEG précise sur son site internet que l'installateur peut prendre contact avec le district une semaine après le dépôt du dossier pour s'enquérir de la réponse de la STEG. Dans la pratique, les installateurs notent cependant que selon la taille du district et le nombre de dossiers qu'il reçoit, la décision de la STEG peut intervenir dans un délai allant jusqu'à deux mois. La STEG envoie alors le contrat de connexion au réseau signé à l'installateur, qui peut enfin procéder à la réalisation de l'installation.
	<b>Acteurs</b>	STEG
	<b>Durée</b>	1 semaine (en théorie) à 2 mois (dans quelques rares cas). En général, la décision de la STEG intervient après 2 semaines.
<b>5. Réalisation de l'installation PV</b>	<b>Description</b>	Après approbation de la STEG, l'installateur peut démarrer la réalisation du système PV. L'installation PV doit répondre aux exigences particulières de la STEG concernant les conditions techniques et les règles de sécurité, définies dans les documents suivants : – «Spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques» – «Mesures de sécurité à respecter pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau lors du travail sur site» Ces documents ne sont pas disponibles sur le site internet de la STEG.
	<b>Acteurs</b>	Installateur
	<b>Durée</b>	L'installation dure de 2 jours à une semaine en fonction de la taille de l'installation et de la disponibilité de l'installateur.

<sup>13</sup> Informations provenant du site internet de la STEG : [https://www.steg.com.tn/fr/prosol\\_elec/procedures.html](https://www.steg.com.tn/fr/prosol_elec/procedures.html)

<b>6. Demande de réception et de mise en service auprès de la STEG</b>	<b>Description</b>	Une fois l'installation réalisée, l'installateur fait une demande de réception et de mise en service auprès du district de la STEG afin de pouvoir commencer à utiliser l'installation et injecter l'électricité produite dans le réseau. Selon les informations de la STEG, « la STEG devra programmer une visite de l'installation dans un délai ne dépassant pas 10 jours à compter de la date de dépôt de la demande de réception et de mise en service. Le district STEG est tenu à informer l'installateur de la date de la visite au minimum trois jours à l'avance. » A ce stade, les installateurs affirment cependant que le délai de réponse de du district de la STEG dépend de la file d'attente des installations devant être réceptionnées ainsi que de la période du mois à laquelle la demande de réception est envoyée au district. En effet, les équipes de chaque district chargées de la réception des installations PV sont limitées et ont de nombreuses responsabilités. En fin de mois par exemple, les agents de la STEG sont débordés à cause de la relève des compteurs MT. En général, les installateurs déplorent le manque d'agents de la STEG disponibles dans chaque district et aptes à effectuer la réception des installations PV. Selon les installateurs, la date de mise en service peut être occasionnellement différée en fonction de la disponibilité des compteurs bi-directionnels. Ceux-ci sont en effet fournis seulement par la STEG et peuvent faire l'objet de ruptures de stock.
	<b>Acteurs</b>	Installateur, STEG
	<b>Durée</b>	Selon la STEG, la mise en service intervient maximum 10 jours après le dépôt de la demande de mise en service. Lorsque les compteurs sont en rupture de stock, le délai de mise en service peut durer jusqu'à 2 mois.
<b>7. Réception et mise en service de l'installation</b>	<b>Description</b>	Lors de la réception, les agents de la STEG vérifient la conformité de l'installation PV aux exigences définies dans les « Spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques ». La conformité de l'installation aux conditions de sécurité est également vérifiée. Les agents de la STEG procèdent ensuite à l'installation du compteur bi-directionnel, avant de mettre en service l'installation. La mise en service de l'installation est attestée par le procès-verbal de réception, signé par l'agent de la STEG, le producteur et l'installateur. Ce document est nécessaire pour l'obtention de la subvention de l'ANME dans le cadre du programme PROSOL ELEC (voir étape 9).
	<b>Acteurs</b>	STEG
	<b>Durée</b>	L'installation du compteur bi-directionnel peut durer de 15 jours à 3 mois.
<b>8. Obtention de la subvention auprès de l'ANME</b>	<b>Description</b>	Une fois l'installation mise en service et le PV de réception délivré par la STEG, l'installateur dépose le dossier pour l'obtention de la subvention auprès de l'ANME. Depuis janvier 2014, une nouvelle procédure est applicable, avec de nouveaux formulaires. Cette procédure prévoit que l'installateur prenne des photos de l'équipement PV (panneaux, onduleurs, câblage) afin de confirmer la conformité de l'installation. Après vérification du dossier, l'ANME envoie la subvention par virement. La subvention correspond à 30% de l'investissement, avec un plafond de : – 1800 DT par kWc si la puissance installée est de 1kWc – 1450 DT par kWc si la puissance installée est de 2kWc et plus – 15 000 DT par bâtiment solaire
	<b>Acteurs</b>	Installateur, ANME
	<b>Durée</b>	Le dépôt de dossier peut durer 1 à 2 jours. La réponse de l'ANME peut durer jusqu'à 3 mois.



## Barrières et recommandations

Les barrières identifiées dans le cadre du programme « Bâtiments solaires » sont en grande partie identiques à

celles observées dans le cadre du programme PROSOL ELEC.

Procédures administratives trop lentes	
<b>Barrière</b>	<p>Les procédures administratives d'instruction des dossiers de la subvention sont lentes et pénalisent fortement les opérateurs de la filière, compte tenu des longs délais de paiement.</p> <p>Par exemple: la procédure pour l'obtention de la subvention de l'ANME prévoit que l'installateur prenne des photos de l'équipement PV afin de valider la conformité de l'installation.</p>
<b>Recommandation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Etablir un équilibre entre les coûts liés à la bureaucratie d'une part, et les gains liés à la subvention d'autre part</li> <li>– Utiliser la certification des installateurs en tant que garantie pour l'accès au réseau (en Allemagne, la certification d'un installateur conforme à la norme VDE 1000 permet l'accès au réseau)</li> </ul>
Limites de la législation en vigueur	
<b>Barrière</b>	<p>En accord avec les dispositions de la loi n°2009-7 et du décret d'application n°2009-2773, seule la production d'électricité à des fins de consommation propre est autorisée en Tunisie. En basse tension, la puissance électrique installée des équipements de production de l'électricité ne doit pas dépasser la puissance électrique souscrite du producteur auprès de la STEG.</p>
<b>Recommandations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Augmentation de la redevance de puissance afin de couvrir les coûts d'entretien et de renforcement du réseau supportés par la STEG (dans le cas où les capacités du réseau sont la raison de la limitation de puissance PV)</li> <li>– Amélioration des services système de l'installation PV pour permettre une meilleure stabilité du réseau de distribution local (par exemple : utilisation de la norme VDE 4105 en Allemagne)</li> </ul>
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Présentation à la STEG des avantages des installations photovoltaïques de grande taille, comparables aux avantages des centrales électriques</li> <li>– Vérification de l'application de la norme VDE 4105 au contexte tunisien. Elaboration d'une proposition d'application de la norme.</li> </ul>
Non-respect du cahier des charges pour les installations BT et absence de grid code	
<b>Barrière</b>	<p>Certains installateurs déplorent le fait que les districts ne respectent pas le cahier des charges décrivant les conditions techniques requises. Selon eux, chaque district a ses propres exigences techniques.</p> <p>De plus, les installateurs soulèvent les difficultés liées à l'absence de grid code qui précise les conditions d'accès au réseau des installations connectées au réseau basse tension. À ce sujet, ils soulignent aussi les limites de l'autorisation de transport de l'électricité photovoltaïque, qui n'est valable que sur le réseau de transport. En conséquence, l'électricité photovoltaïque produite dans des sites éloignés ne peut être acheminée jusqu'aux particuliers ou jusqu'aux entreprises connectées au réseau de distribution.</p> <p>Les documents décrivant les «spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques» ainsi que les «mesures de sécurité à respecter pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau lors du travail sur site», nécessaires à la réalisation de l'installation conformément aux exigences de la STEG, ne sont pas disponibles sur internet.</p>



<b>Recommandations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Guide de mesures de sécurité uniformes, élaboré conjointement par le secteur PV et la STEG</li> <li>– Processus de clearing au sein de la STEG, dans le cas où les conditions techniques requises au niveau régional diffèrent des conditions de la STEG au niveau central</li> <li>– Programmes de formations proposés par la STEG pour les employés de la STEG et les installateurs</li> </ul>
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Depuis mi-2014 le Secrétariat du Partenariat tuniso-allemand de l'énergie et la GIZ (Projet « Plan Solaire Méditerranéen ») à Tunis travaillent en étroite coopération avec la STEG afin d'élaborer un grid code pour le réseau électrique tunisien.</li> <li>– Elaboration d'un programme de formations sur normes de sécurité des installations PV destiné aux employés de la STEG. Le programme pourrait être encadré par la GIZ à Tunis.</li> <li>– Mise en place d'un comité regroupant des représentants de la STEG, de l'ANME mais aussi des professionnels du secteur afin de s'entendre sur les procédures à appliquer et les documents techniques à utiliser pour les projets PV.</li> <li>– Développement d'opérations de communication auprès des installateurs sur les procédures en vigueur et les documents techniques de référence pour la réalisation des projets photovoltaïques. Ces campagnes d'information pourraient être menées par le comité mentionné au point précédent.</li> </ul>

## d. Autoproduction en basse tension

### Description du modèle commercial

Ce modèle commercial s'applique aux installations du secteur tertiaire, industriel ou agricole connectées au réseau basse tension. Le réseau basse tension correspond à 230/400V à la fréquence de 50 Hz. La puissance du système photovoltaïque pouvant être installé par le client ne peut dépasser la puissance souscrite par le client auprès de la STEG. Les entreprises actives dans les secteurs précités sont autorisées à injecter jusqu'à 30% de leur production annuelle d'électricité dans le réseau national de la STEG. Cependant, à la différence des installations connectées au réseau moyenne et haute tension, les installations en basse tension ne peuvent obtenir de rémunération pour l'électricité excédentaire injectée dans le réseau de la STEG. Le reliquat des kWh produits et non consommés est donc reporté sur la facture suivante.

### Mécanisme de soutien

Comme pour les installations en autoproduction raccordées au réseau moyenne et haute tension, les installations en autoproduction raccordées au réseau basse tension sont éligibles aux subventions du FNME, prévues par le décret 2009-362 pour les investissements effectués dans le domaine de la maîtrise de l'énergie. Ces subventions correspondent à 20% du coût des investissements matériels avec un plafond de :

- 100 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie ne dépasse pas 4000 tonnes équivalent pétrole (tep)
- 200 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie varie entre 4000 tep et 7000 tep
- 250 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie dépasse 7000 tep

Les critères d'éligibilité au mécanisme d'autoproduction en basse tension sont les suivants :

- La puissance installée est au plus égale à la puissance souscrite par le producteur auprès de la STEG
- Le producteur est une entreprise du secteur industriel, tertiaire ou agricole. Un extrait du registre de commerce est nécessaire pour bénéficier de la subvention FNME
- Avoir un abonnement basse tension STEG en son nom et en cours de validité

### Étapes de réalisation des projets

Les étapes de réalisation de projets en autoproduction connectés au réseau basse tension sont similaires à celles décrites dans la section dédiée aux installations en autoproduction connectées en moyenne et haute tension. Le collecteur de la subvention FNME est le propriétaire de l'installation. Veuillez noter que les installations de ce modèle commercial étant connectées en basse tension,

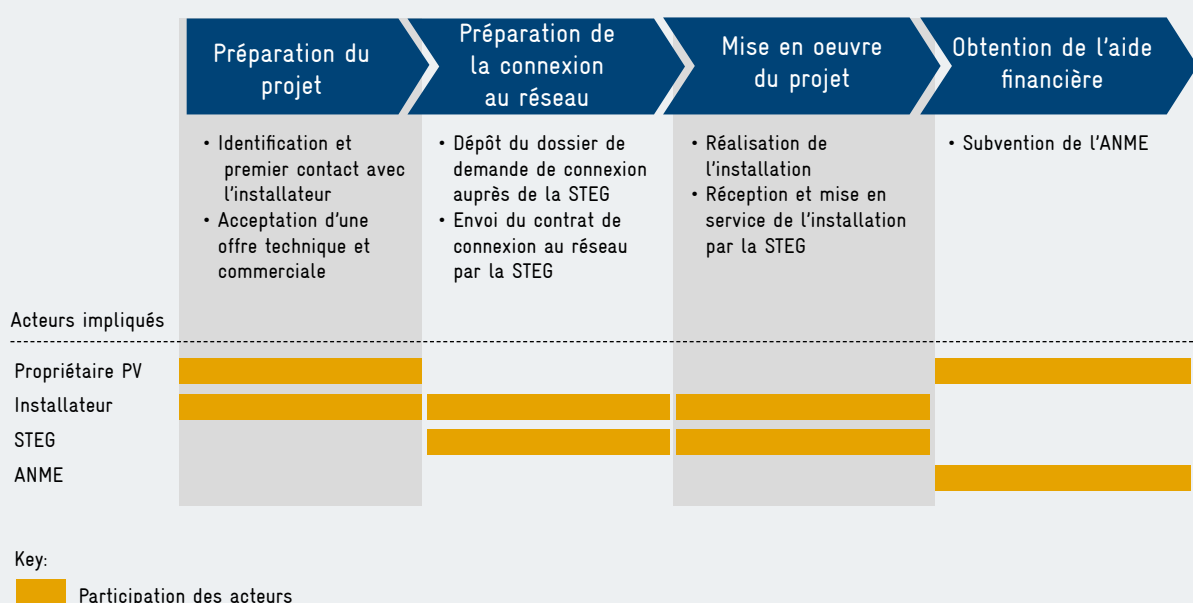
elles ne sont pas conditionnées au respect des spécificités techniques décrites dans le cahier des charges du 12 mai 2011<sup>14</sup>, seulement destiné aux installations connectées au réseau moyenne et haute tension.

Le processus de mise en œuvre des projets réalisés dans le cadre du modèle « Autoproduction en basse tension » est illustré dans le graphique suivant :

<sup>14</sup> L'arrêté du 12 mai 2011 portant approbation du cahier des charges relatif aux conditions techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie électrique des installations de cogénération et d'énergies renouvelables sur le réseau électrique national est publié dans le journal officiel du 20 mai 2011. Il est disponible à l'adresse suivante : <http://www.cnudst.rnrt.tn/jortsrcl/2011/2011ffjo0362011.pdf>

**Graphique 6: Etapes de réalisation des installations d'autoproduction en basse tension**

Développement du projet



(Source : entretiens avec les acteurs du secteur)

### Etapes de réalisation des projets en « Autoproduction en basse tension »

<b>1. Premier contact avec l'installateur</b>	<b>Description</b>	La liste des sociétés installatrices agréées par l'Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie est disponible sur le site de la STEG ( <a href="http://www.steg.com.tn/dwl/Societe_eligibles_prosol_elec.pdf">http://www.steg.com.tn/dwl/Societe_eligibles_prosol_elec.pdf</a> ). Au 13 février 2014, elles étaient au nombre de 148. Après avoir été contacté par le client, l'installateur effectue un premier déplacement sur le site afin d'établir une étude de faisabilité et un devis du projet, qui constitueront l'offre technique et commerciale soumise au client, en fonction de la consommation électrique annuelle du client, de l'espace disponible sur le bâtiment et des fonds propres disponibles pour l'investissement.
	<b>Acteur</b>	Installateur/développeur de projet
<b>2. Proposition d'offre commerciale</b>	<b>Description</b>	L'installateur soumet ensuite une offre technique et commerciale au client. Celle-ci comprend d'une part l'étude de faisabilité, qui rend compte des spécificités techniques de l'installation telles que la puissance de l'installation, le nombre de modules, le nombre d'onduleurs etc. D'autre part, l'offre commerciale détaille le montant des composantes de l'installation photovoltaïque, le montant de la TVA ainsi que les frais de dossier et d'installation.
	<b>Acteur</b>	Installateur/ développeur de projet

<b>3. Dépôt de la demande de raccordement auprès de la STEG</b>	<b>Description</b>	Après acceptation de l'offre commerciale par le client, l'installateur/développeur de projet dépose le dossier de demande de connexion du client auprès de la STEG. Le dossier technique est composé des documents suivants : – Copie de la Carte d'Identité Nationale (CIN) du client – « Contrat d'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique produite à partir d'énergies renouvelables et livrée sur le réseau basse tension » – Schéma électrique de l'installation – Documents techniques attestant que l'équipement respecte bien les contraintes techniques imposées par la STEG/ANME en matière de normes et standards. L'ANME approuve chaque année un certain nombre de modules PV présents sur le marché. Les onduleurs sont fournis par la STEG.
	<b>Acteurs</b>	Installateur/ développeur de projet, propriétaire de l'installation, STEG
<b>4. Envoi du contrat de connexion au réseau par la STEG</b>	<b>Description</b>	Après réception, le district correspondant de la STEG examine le dossier de demande de connexion, en vérifiant notamment la complétude du dossier, la cohérence des informations, la solvabilité du client, l'éligibilité des équipements, le rapport entre la consommation annuelle du client et le productible estimé d'origine solaire. <sup>15</sup> La STEG précise sur son site internet que l'installateur peut prendre contact avec le district une semaine après le dépôt du dossier pour s'enquérir de la réponse de la STEG. Dans la pratique, les installateurs notent cependant que selon la taille du district et le nombre de dossiers qu'il reçoit, la décision de la STEG peut intervenir dans un délai allant jusqu'à deux mois. La STEG envoie alors le contrat de connexion au réseau signé à l'installateur, qui peut enfin procéder à la réalisation de l'installation.
	<b>Acteurs</b>	STEG
	<b>Durée</b>	1 semaine (en théorie) à 2 mois (en pratique)
<b>5. Réalisation de l'installation</b>	<b>Description</b>	Une fois le contrat de connexion au réseau envoyé par la STEG, l'installateur peut procéder à la réalisation de l'installation. L'installation PV doit répondre aux exigences particulières de la STEG concernant les conditions techniques et les règles de sécurité, définies dans les documents suivants : – «Spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques» – «Mesures de sécurité à respecter pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau lors du travail sur site» Ces documents ne sont pas disponibles sur le site internet de la STEG.
	<b>Acteurs</b>	Installateur/ développeur de projet
<b>6. Demande de réception et de mise en service auprès de la STEG</b>	<b>Description</b>	Une fois l'installation réalisée, le propriétaire fait une demande de réception et de mise en service auprès du district de la STEG afin de pouvoir commencer à utiliser l'installation et injecter l'électricité produite dans le réseau. Selon les informations de la STEG, « la STEG devra programmer une visite de l'installation dans un délai ne dépassant pas 10 jours à compter de la date de dépôt de la demande de réception et de mise en service. Le district STEG est tenu à informer l'installateur de la date de la visite au minimum trois jours à l'avance.» A ce stade, les installateurs affirment cependant que le délai de réponse de du district de la STEG dépend de la file d'attente des installations devant être réceptionnées ainsi que de la période du mois à laquelle la demande de réception est envoyée au district. En effet, les équipes de chaque district chargées de la réception des installations PV sont limitées et ont de nombreuses responsabilités. En fin de mois par exemple, les agents de la STEG sont débordés à cause de la relève des compteurs MT. Selon les installateurs, la date de mise en service peut être occasionnellement différée en fonction de la disponibilité des compteurs bi-directionnels. Ceux-ci sont en effet fournis seulement par la STEG et peuvent faire l'objet de ruptures de stock.
	<b>Acteurs</b>	Installateur, STEG
	<b>Durée</b>	Selon la STEG, la mise en service intervient maximum 10 jours après le dépôt de la demande de mise en service. Lorsque les compteurs sont en rupture de stock, le délai de mise en service peut durer jusqu'à 2 mois.

<sup>15</sup> Informations provenant du site internet de la STEG : [https://www.steg.com.tn/fr/prosol\\_elec/procedures.html](https://www.steg.com.tn/fr/prosol_elec/procedures.html)

<b>7. Réception et mise en service de l'installation</b>	<b>Description</b>	Lors de la réception, les agents de la STEG vérifient la conformité de l'installation PV aux exigences définies dans les « Spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques ». La conformité de l'installation aux conditions de sécurité est également vérifiée. Les agents de la STEG procèdent ensuite à l'installation du compteur bi-directionnel, avant de mettre en service l'installation. La mise en service de l'installation est attestée par le procès-verbal de réception, signé par l'agent de la STEG, le producteur et l'installateur.
	<b>Acteurs</b>	STEG
<b>8. Obtention de la subvention auprès de l'ANME</b>	<b>Description</b>	Une fois l'installation mise en service, le propriétaire de l'installation dépose le dossier pour l'obtention de la subvention auprès de l'ANME. Depuis janvier 2014, une nouvelle procédure est applicable, avec de nouveaux formulaires. La nouvelle procédure prévoit l'obligation de remettre un rapport à l'ANME contenant les diverses informations sur le matériel, le schéma d'installation et quelques photos de l'équipement PV de l'installation (panneaux, onduleurs, câblage) afin de confirmer la conformité de l'installation. Après vérification du dossier, l'ANME envoie la subvention au propriétaire de l'installation par virement. La subvention correspond à 20% du coût des investissements matériels avec un plafond de : – 100 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie ne dépasse pas 4000 tep – 200 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie varie entre 4000 tep et 7000 tep – 250 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie dépasse 7000 tep
	<b>Acteurs</b>	Propriétaire de l'installation, ANME

### Barrières et recommandations

Les barrières identifiées pour les installations en auto-production raccordées au réseau basse tension sont en

grande partie identiques à celles observées dans le cadre du programme PROSOL ELEC.

Procédures administratives trop lentes	
<b>Barrière</b>	Les procédures administratives d'instruction des dossiers de la subvention sont lentes et pénalisent fortement les opérateurs de la filière, compte tenu des longs délais de paiement. Par exemple: la procédure pour l'obtention de la subvention de l'ANME prévoit que l'installateur prenne des photos de l'équipement PV afin de valider la conformité de l'installation.
<b>Recommandation</b>	– Etablir un équilibre entre les coûts liés à la bureaucratie d'une part, et les gains liés à la subvention d'autre part – Utiliser la certification des installateurs en tant que garantie pour l'accès au réseau (en Allemagne, la certification d'un installateur conforme à la norme VDE 1000 permet l'accès au réseau)
Limites de la législation en vigueur	
<b>Barrière</b>	En accord avec les dispositions de la loi n°2009-7 et du décret d'application n°2009-2773, seule la production d'électricité à des fins de consommation propre est autorisée en Tunisie. En basse tension, la puissance électrique installée des équipements de production de l'électricité ne doit pas dépasser la puissance électrique souscrite du producteur auprès de la STEG.

<b>Recommandations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Augmentation de la redevance de puissance afin de couvrir les coûts supportés par la STEG (dans le cas où les capacités du réseau sont la raison de la limitation de puissance PV)</li> <li>– Amélioration des services système de l'installation PV pour permettre une meilleure stabilité du réseau de distribution local (par exemple : utilisation de la norme VDE 4105 en Allemagne)</li> </ul>
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Présentation à la STEG des avantages des installations photovoltaïques de grande taille, comparables aux avantages des centrales électriques</li> <li>– Vérification de l'application de la norme VDE 4105 au contexte tunisien. Elaboration d'une proposition d'application de la norme.</li> </ul>

### Non-respect du cahier des charges pour les installations BT et absence de grid code

<b>Barrière</b>	<p>Certains installateurs déplorent le fait que les districts ne respectent pas le cahier des charges décrivant les conditions techniques requises. Selon eux, chaque district a ses propres exigences techniques.</p> <p>De plus, les installateurs soulèvent les difficultés liées à l'absence de grid code qui précise les conditions d'accès au réseau des installations connectées au réseau basse tension. À ce sujet, ils soulignent aussi les limites de l'autorisation de transport de l'électricité photovoltaïque, qui n'est valable que sur le réseau de transport. En conséquence, l'électricité photovoltaïque produite dans des sites éloignés ne peut être acheminée jusqu'aux particuliers ou jusqu'aux entreprises connectées au réseau de distribution.</p> <p>Les documents décrivant les «spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques» ainsi que les «mesures de sécurité à respecter pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau lors du travail sur site», nécessaires à la réalisation de l'installation conformément aux exigences de la STEG, ne sont pas disponibles sur internet.</p>
<b>Recommandations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Guide de mesures de sécurité uniformes, élaboré conjointement par le secteur PV et la STEG</li> <li>– Processus de clearing au sein de la STEG, dans le cas où les conditions techniques requises au niveau régional diffèrent des conditions de la STEG au niveau central</li> <li>– Programmes de formations proposés par la STEG pour les employés de la STEG et les installateurs</li> </ul>
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Depuis mi-2014 le Secrétariat du Partenariat tuniso-allemand de l'énergie et la GIZ (Projet « Plan Solaire Méditerranéen ») à Tunis travaillent en étroite coopération avec la STEG afin d'élaborer un grid code pour le réseau électrique tunisien.</li> <li>– Elaboration d'un programme de formations sur normes de sécurité des installations PV destiné aux employés de la STEG. Le programme pourrait être encadré par la GIZ à Tunis.</li> <li>– Mise en place d'un comité regroupant des représentants de la STEG, de l'ANME mais aussi des professionnels du secteur afin de s'entendre sur les procédures à appliquer et les documents techniques à utiliser pour les projets PV.</li> <li>– Développement d'opérations de communication auprès des installateurs sur les procédures en vigueur et les documents techniques de référence pour la réalisation des projets photovoltaïques. Ces campagnes d'information pourraient être menées par le comité mentionné au point précédent.</li> </ul>

## e. Autoproduction en moyenne et haute tension

### Description du modèle commercial

Dans le cadre de l'autoproduction d'électricité, la législation en vigueur en Tunisie autorise les entreprises du secteur industriel, agricole ou tertiaire à injecter jusqu'à 30% de leur production excédentaire annuelle d'électricité dans le réseau national de la STEG. Le tarif d'achat est fixé par décision du Ministre en charge de l'Energie. Actuellement le tarif d'achat appliqué pour l'électricité produite à partir du photovoltaïque est le même tarif que le tarif de vente en vigueur de la STEG.

Dans le cas où le site de consommation et le site de production de l'électricité sont situés sur deux points de raccordement différents, le transport de l'électricité du site de production jusqu'au site de consommation est facturé par la STEG au propriétaire de l'installation. Le prix du transport est fixé par décision du Ministre chargé de l'Énergie. Pour les clients haute et moyenne tension, « la facturation concerne la différence entre l'électricité livrée par la STEG, d'une part, et celle produite et livrée par l'autoprodacteur. Le tarif applicable est celui souscrit par le client et suivant les postes horaires de consommation » (Cessac 2014). Les factures des clients moyenne et haute tension sont éditées tous les mois sur relève du compteur. A la fin de chaque année, la STEG établit un bilan annuel de l'électricité vendue à la STEG par le producteur photovoltaïque. Si le producteur a été rémunéré au-delà de la limite légale des 30% d'électricité excédentaire autorisée, la STEG facturera la différence au producteur dans les factures mensuelles de l'année suivante.

De plus, l'autoprodacteur prend à sa charge les frais de raccordement de l'installation au réseau et ceux de renforcement du réseau en cas de besoin. Les conditions de raccordement et d'évacuation d'énergie sont définies par le cahier de charges du 12 mai 2011.<sup>16</sup>

Ce modèle commercial est intéressant d'une part pour les clients du secteur agroalimentaire, tels que les poulaillers

ou les supermarchés, souhaitant installer des systèmes photovoltaïques jusqu'à 100 kWc. D'autre part, les clients industriels avec des systèmes photovoltaïques entre 100 kWc et 1 MWc sont aussi très intéressés par ce modèle commercial. Bien que le secteur hôtelier constitue un groupe cible très prometteur pour ce type de projets, la situation actuelle plutôt instable du tourisme en Tunisie freine la volonté des hôtels de se lancer dans des projets PV.

### Mécanisme de soutien

Les installations photovoltaïques connectées au réseau moyenne et haute tension sont éligibles aux primes prévues par le décret 2009-362 pour les investissements effectués dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, équivalant à 20% du coût des investissements matériels avec un plafond de :

- 100 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie ne dépasse pas 4000 tonnes équivalent pétrole (tep)
- 200 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie varie entre 4000 tep et 7000 tep
- 250 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie dépasse 7000 tep

Dans la pratique, seules quelques grandes entreprises ayant une consommation d'énergie primaire très élevée sont susceptibles de recevoir une subvention dépassant les 100 000 DT.

De plus, l'installation photovoltaïque peut bénéficier de certains avantages fiscaux. Tout d'abord, les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l'énergie et qui n'ont pas d'équivalents fabriqués en Tunisie (il y a trois fabricants de panneaux PV en Tunisie !) bénéficient du droit de douanes minimum à hauteur de 15%.<sup>17</sup> Ensuite, les biens d'équipement et les produits économiseurs d'énergie bénéficient de la suspension de la TVA.

<sup>16</sup> L'arrêté du 12 mai 2011 portant approbation du cahier des charges relatif aux conditions techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie électrique des installations de cogénération et d'énergies renouvelables sur le réseau électrique national est publié dans le journal officiel du 20 mai 2011. Il est disponible à l'adresse suivante : <http://www.cnudst.rnr.tn/jortsrc/2011/2011ffjo0362011.pdf>

<sup>17</sup> Le montant du minimum légal de perception des droits de douanes en vigueur est disponible sur le site de la direction générale des douanes tunisiennes : <http://www.douane.gov.tn/index.php?id=441>

Les conditions d'éligibilité à la subvention allouée par l'ANME pour les installations raccordées au réseau MT ou HT sont les suivantes :

- L'entreprise ET/OU le groupement d'entreprises propriétaire de l'installation doit appartenir au secteur industriel, tertiaire ou agricole.
- L'entreprise productrice doit être enregistrée sur le registre national du commerce. L'accès à la subvention du FNME est conditionné à la présentation d'un extrait du registre de commerce de l'entreprise proprié-

taire. Dans le cas de groupement d'entreprises, celle-ci doit créer une entité de gestion de l'installation.

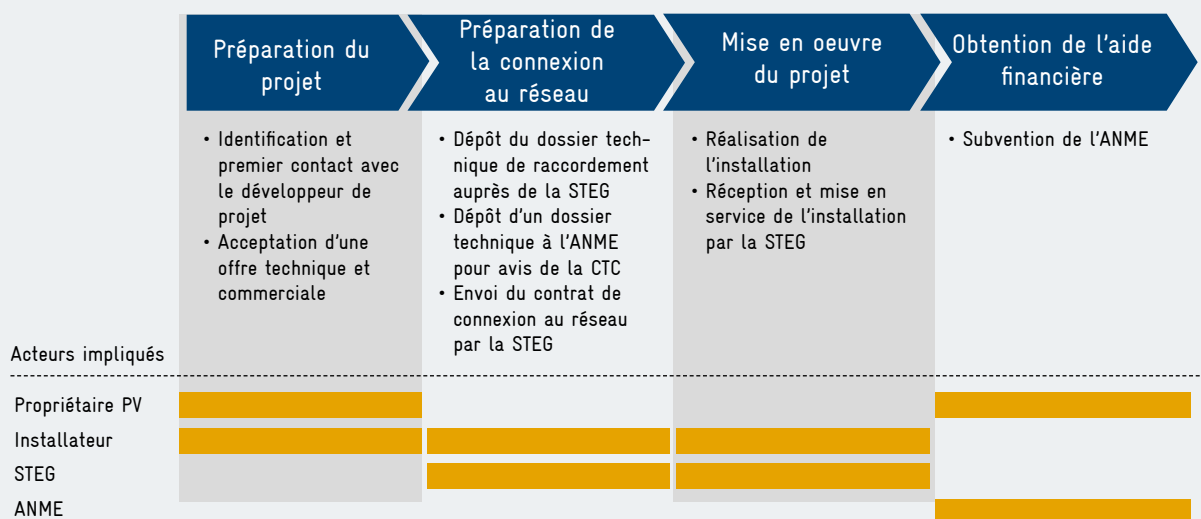
- L'électricité excédentaire injectée sur le réseau ne doit pas dépasser 30% de la production annuelle d'électricité du producteur. L'électricité est facturée sur la base des prix fixés par décision du ministre de l'énergie.

### Étapes de réalisation des projets

Le processus de mise en œuvre des projets réalisés dans le cadre du modèle « Autoproduction en moyenne et haute tension » est illustré dans le graphique suivant :

**Graphique 7: Etapes de réalisation des installations d'autoproduction en moyenne et haute tension**

#### Développement du projet



Key:

■ Participation des acteurs

(Source : entretiens avec les acteurs du secteur)



## Etapes de réalisation des projets en « Autoproduction en MT et HT »

<b>1. Premier contact avec le développeur de projet</b>	<b>Description</b>	La liste des sociétés installatrices agréées par l'Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie est disponible sur le site de la STEG ( <a href="http://www.steg.com.tn/dwl/Societe_eligibles_prosol_elec.pdf">http://www.steg.com.tn/dwl/Societe_eligibles_prosol_elec.pdf</a> ). Au 13 février 2014, elles étaient au nombre de 148. Après avoir été contacté par le client, l'installateur effectue un premier déplacement sur le site afin d'établir une étude de faisabilité et un devis du projet, qui constitueront l'offre technique et commerciale soumise au client, en fonction de la consommation électrique annuelle du client, de l'espace disponible sur le bâtiment et des fonds propres disponibles pour l'investissement.
	<b>Acteur</b>	Installateur/développeur de projet
<b>2. Proposition d'offre commerciale</b>	<b>Description</b>	L'installateur soumet ensuite une offre technique et commerciale au client. Celle-ci comprend d'une part l'étude de faisabilité, qui rend compte des spécificités techniques de l'installation telles que la puissance de l'installation, le nombre de modules, le nombre d'onduleurs etc. Pour les installations de grande ampleur, l'étude de faisabilité comprend aussi une étude d'impact environnemental, ainsi qu'une étude de raccordement afin de vérifier si le réseau électrique dans le site choisi peut supporter la puissance du projet. D'autre part, l'offre commerciale détaille le montant des composantes de l'installation photovoltaïque, le montant de la TVA ainsi que les frais de dossier et d'installation.
	<b>Acteur</b>	Installateur/ développeur de projet
<b>3. Dépôt de la demande de raccordement auprès de la STEG</b>	<b>Description</b>	Après acceptation de l'offre commerciale par le client, l'installateur/ le propriétaire de l'installation dépose auprès de la STEG pour approbation un dossier technique de raccordement. La liste des documents est citée dans le contrat de vente de l'excès d'énergie électrique conclu avec la STEG. Elle est composée des documents suivants (Cessac 2014): – Copie de la Carte d'Identité Nationale (CIN) du client – Schéma électrique de l'installation de production – Un descriptif technique d'éventuelles sources autonomes d'électricité pouvant, le cas échéant, alimenter les circuits électriques normalement alimentés par l'installation de production – Schéma de commande et de protection des équipements de l'installation de production – Plan de situation de l'installation de production indiquant les limites de propriété et le point de livraison – Demande de réception et de mise en service – Certificat de conformité de l'onduleur aux directives CEM04/108/CE et à la norme VDE 0126 ou équivalente. – Les spécifications techniques de l'installation sont précisées dans le cahier des charges du 12 Mai 2011. <sup>18</sup> Ce dossier servira de base à la STEG pour vérifier la conformité aux conditions de raccordement et évaluer l'impact de l'installation sur le réseau.
	<b>Acteurs</b>	Installateur/ développeur de projet, propriétaire de l'installation, STEG

<sup>18</sup> L'arrêté du 12 mai 2011 portant approbation du cahier des charges relatif aux conditions techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie électrique des installations de cogénération et d'énergies renouvelables sur le réseau électrique national est publié dans le journal officiel du 20 mai 2011. Il est disponible à l'adresse suivante : <http://www.cnudst.rnrt.tn/jortsrcl/2011/2011fjjo0362011.pdf>



<b>4. Dépôt d'un dossier technique à l'ANME pour avis de la CTC</b>	<b>Description</b>	<p>Avant de pouvoir être raccordés, les projets de production de l'électricité à partir d'énergies renouvelables raccordés au réseau électrique national sont soumis à la commission technique consultative (CTC). Celle-ci donne son avis sur leur réalisation sur la base d'un dossier technique déposé auprès de l'ANME et comportant notamment les documents suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– un extrait du registre du commerce de l'établissement,</li> <li>– une étude de faisabilité technico-économique,</li> <li>– le site d'implantation du projet et la puissance électrique à installer,</li> <li>– les sites de consommation de l'électricité,</li> <li>– la consommation annuelle électrique de l'établissement ou du groupement d'établissements,</li> <li>– la production annuelle prévisionnelle d'électricité.</li> </ul> <p>La CTC se réunit une fois par mois. Une fois l'avis de la CTC rendu, les projets de production de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, raccordés au réseau électrique national sont approuvés par décision du Ministre chargé de l'Energie. Une fois que le ministre a donné son accord, l'administration de l'ANME prépare le contrat-programme qui encadrera la réalisation du projet PV.</p>
	<b>Acteurs</b>	Installateur/ développeur de projet, propriétaire de l'installation, ANME, CTC
<b>5. Réalisation de l'installation</b>	<b>Description</b>	Une fois le projet approuvé par la CTC et le contrat de connexion au réseau envoyé par la STEG, l'installateur peut procéder à la réalisation de l'installation.
	<b>Acteurs</b>	Installateur/ développeur de projet
<b>6. Réception de l'installation</b>	<b>Description</b>	<p>La réception de l'installation est exigée par le maître d'ouvrage (propriétaire de l'installation). Aujourd'hui cette étape n'est pas encore claire du fait du manque d'expérience concernant les projets raccordés en moyenne tension.</p> <p>La procédure classique de réception d'une installation électrique inclut la vérification de la conformité de l'installation, la vérification de la conformité du transformateur MT/BT, ainsi que la vérification du dispositif de protection du réseau au niveau du point de raccordement STEG. Les compteurs électriques pour la moyenne tension sont déjà bidirectionnels.</p>
	<b>Acteurs</b>	Propriétaire de l'installation, STEG
<b>7. Raccordement et mise en service de l'installation</b>	<b>Description</b>	L'accès au réseau de l'installation photovoltaïque est conditionné au respect des spécificités techniques décrites dans le cahier des charges du 12 mai 2011.
	<b>Acteurs</b>	STEG
<b>8. Obtention de la subvention auprès de l'ANME</b>	<b>Description</b>	<p>Une fois l'installation mise en service, l'installateur dépose le dossier pour l'obtention de la subvention auprès de l'ANME. Depuis janvier 2014, une nouvelle procédure est applicable, avec de nouveaux formulaires. Selon la nouvelle procédure, l'installateur est dans l'obligation de remettre un rapport à l'ANME contenant les diverses informations sur le matériel, le schéma d'installation et quelques photos de l'équipement PV de l'installation (panneaux, onduleurs, câblage) afin de confirmer la conformité de l'installation.</p> <p>Après vérification du dossier, l'ANME envoie la subvention par virement. La subvention correspond à 20% du coût des investissements matériels avec un plafond de :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– 100 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie ne dépasse pas 4000 tep</li> <li>– 200 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie varie entre 4000 tep et 7000 tep</li> <li>– 250 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie dépasse 7000 tep</li> </ul>
	<b>Acteurs</b>	Installateur/développeur de projet, propriétaire de l'installation, ANME

## Barrières et recommandations

Bien que la législation en vigueur permette le raccordement d'installations photovoltaïques au réseau moyenne tension, la réalisation de tels projets était encore grevée en juin 2014 par de nombreux obstacles, de nature administrative, réglementaire et structurelle. La barrière la plus importante reste cependant le fait que les prix pour les

consommateurs sont encore trop bas, ne permettant pas des investissements rentables. Vu la volonté de l'état de supprimer les subventions énergétiques, il est fort probable que les prix pour les abonnées en moyenne tension vont augmenter aussi rapidement que les prix des abonnés en basse tension.

Procédure de réalisation trop floue	
<b>Barrières</b>	La procédure relative à l'autoproduction reste floue pour les différents opérateurs qui n'arrivent pas à maîtriser la séquence, les vis-à-vis et les démarches administratives à entreprendre. De plus, les installateurs soulèvent un manque de clarté concernant les compétences et les responsabilités des institutions concernées, à savoir la STEG et l'ANME. En conséquence, les projets connectés au réseau MT ont des temps de réalisation très longs, pouvant aller jusqu'à 10-12 mois.
<b>Recommandations</b>	– Tout d'abord, il faudrait une définition juridique claire des compétences attribuées à la STEG et à l'ANME dans le cas des projets en MT et HT. Ensuite le Ministère de l'Énergie, en tant qu'instance responsable de la politique de développement des énergies renouvelables pourrait charger l'ANME et la STEG de définir en détail la procédure à appliquer pour la réalisation des projets en MT et HT. L'ANME pourrait être chargée de la définition des procédures administratives pour l'obtention de la subvention, tandis que la STEG serait chargée de la définition des détails techniques concernant la procédure de connexion au réseau de l'installation PV. Le Ministère de l'Énergie serait chargé de la supervision de l'action de l'ANME et de la STEG.
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	– Création d'une force opérationnelle constituée de représentants de l'ANME et de la STEG, afin d'établir conjointement une procédure administrative de réalisation des projets connectés en moyenne et haute tension.
Difficulté d'obtenir des financements bancaires	
<b>Barrières</b>	Au-delà du problème d'obtention de contrat de connexion au réseau moyenne tension, les développeurs de projets plus conséquents déplorent la difficulté d'obtenir des financements bancaires. Selon eux, les établissements bancaires n'ont pas confiance dans les projets photovoltaïques de grande ampleur. La convention entre la STEG et Attijari bank a permis de pallier la difficulté de financement pour les petits projets dans le cadre de PROSOL ELEC. Cependant, il est peu probable que la STEG négocie une convention similaire avec des banques pour garantir des crédits destinés à de grands systèmes photovoltaïques. En effet, le risque financier pour la STEG est trop important, dans le cas où certains de ces projets se trouveraient en défaut de paiement.
<b>Recommandations</b>	– Organiser des séminaires et des réunions d'information avec les banques et les acteurs du secteur PV pour améliorer la compréhension des établissements bancaires concernant la rentabilité financière du PV. L'idéal serait d'organiser ces séminaires dans le cadre de conférences ou de salons sur le photovoltaïque ou les énergies renouvelables en général. A ce sujet, l'atelier « droit au but », organisé à Tunis le 25 mars 2014 dans le cadre du partenariat Tuniso-Allemand de l'énergie a déjà formulé des recommandations concrètes dans son volet « financement ». Celles-ci proposent notamment l'organisation de visites d'usines et d'entreprises PV pour les financiers. <sup>19</sup>

<sup>19</sup> Ces recommandations ont déjà été formulées lors de l'atelier « Droit au but ». Les résultats de l'atelier résumant les actions à entreprendre en Tunisie afin d'atteindre les objectifs d'énergie renouvelables d'ici 2030 sont disponibles à l'adresse suivante : [https://energypedia.info/wiki/Droit\\_au\\_But\\_Workshop](https://energypedia.info/wiki/Droit_au_But_Workshop)

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Mise en place d'informations fiables, transparentes et à long terme, notamment concernant l'évolution des tarifs d'électricité appliqués par la STEG. Ces informations pourraient être communiquées à travers des outils accessibles au public (par exemple : un calculateur en ligne pour les tarifs d'électricité en fonction de la consommation mensuelle).<sup>20</sup></li> <li>– Définition de critères de financement pour les banques, pour faciliter l'évaluation efficace et uniforme des projets PV</li> <li>– Renforcer le rôle exemplaire de l'État concernant l'utilisation des énergies renouvelables. L'ANME pourrait accompagner et soutenir la réalisation de certains projets, ce qui aurait pour effet de rassurer les banques</li> </ul>
<b>Prochaines étapes envisageables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Préparation de séminaires sur la technologie photovoltaïque et les possibilités de financement, à destination des établissements bancaires privés. Le programme devrait intégrer l'intervention d'experts étrangers expérimentés ainsi que le retour d'expérience de développeurs de projets tunisiens. A l'occasion de ces séminaires, la mise en contact de banques étrangères avec leurs homologues tunisiens et l'échange d'expériences positives pourrait améliorer la compréhension des banques tunisiennes concernant la technologie PV</li> </ul>

#### Absence de contrat-type pour l'achat de l'électricité injectée sur le réseau MT/HT

<b>Barrières</b>	<p>Le contrat-type d'achat de l'électricité par la STEG pour les installations connectées au réseau MT était en attente de publication au mois de juin 2014. La publication du contrat-type a été retardée dû à une incertitude réglementaire concernant l'application de la TVA sur l'électricité produite par l'installation photovoltaïque, un problème déjà résolu. L'élaboration du contrat-type a en outre pris du retard dû au fait que la redevance pour l'utilisation du réseau électrique ne couvre pas suffisamment les coûts supplémentaires engendrés par la connexion des installations PV au réseau MT et HT. Selon l'ANME, le contrat-type d'achat de l'électricité photovoltaïque a été approuvé par le Ministère de l'Énergie. Il relève de la compétence de la STEG de publier le contrat-type sur son site internet. En juin 2014, bien que 50 projets aient été techniquement approuvés par la STEG, aucun n'a pu aboutir dû à l'absence de contrat d'achat</p>
<b>Recommandations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Appel à la STEG de publier le contrat-type, afin de permettre le développement de projets PV de plus grande ampleur</li> </ul>

#### Manque d'entreprises installatrices spécialisées dans les grands projets

<b>Barrières</b>	<p>Le mécanisme PROSOL ELEC a permis la création d'entreprises spécialisées dans les petites installations. Cependant, on constate un manque d'entreprises installatrices disposant des capacités financières et d'une main d'œuvre suffisante pour réaliser des installations de plus grande puissance.</p>
<b>Recommandations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Mise en place de crédits bancaires dédiés spécifiquement aux entreprises actives dans le secteur photovoltaïque</li> <li>– Programmes de formation et travail de coopération avec les associations, par exemple dans le cadre d'une semaine de formation, à l'image des « German Solar Training weeks », organisés par la GIZ et l'initiative Allemagne pour l'export « renewables- Made in Germany »</li> </ul>

<sup>20</sup> Ibid.

Limites de la législation en vigueur	
<b>Barrières</b>	<p>La limitation aux secteurs industriels, tertiaires ou agricole de l'autorisation de vente du surplus d'électricité PV à la STEG constitue un frein au développement du PV.</p> <p>Par exemple, les collectivités locales ne peuvent pas aujourd'hui installer des systèmes PV pour réduire leurs factures, alors même que les factures de ces collectivités représentent presque 60% du montant des impayés de la STEG. D'autre part, ces collectivités disposent d'instruments financiers qui leur permettraient d'investir dans ce secteur.</p>
<b>Recommandations</b>	<p>– Elargissement à d'autres secteurs de l'éligibilité concernant la vente du surplus d'électricité. Au-delà des secteurs privés, les acteurs du secteur public, tels que les communes, pourraient également être autorisés à devenir producteurs indépendants d'électricité.<sup>21</sup></p>

<sup>21</sup> A ce sujet, nous vous invitons à visiter le portail internet „Kommunal erneuerbar », qui vise à présenter des modèles réussis de communes utilisant des énergies renouvelables en Allemagne : <http://www.kommunal-erneuerbar.de/>. Le site n'est disponible qu'en langue allemande.



## 4 Simulation de la rentabilité des modèles





## a. Variables d'entrée (paramètres) et méthode de calcul de la rentabilité

Les modèles commerciaux présentés s'imposent sur le marché si les attentes minimales de l'investisseur et de l'opérateur de l'installation PV concernant la rentabilité de l'installation sont remplies. La rentabilité dépend de nombreuses variables d'entrée, qui sont soit prédéfinies, soit dépendantes de facteurs extérieurs. Ces facteurs peuvent être liés aussi bien à l'évolution du temps qu'à celle de la situation spécifique du projet. Afin de détecter l'influence des différentes variables sur la rentabilité des modèles commerciaux, des calculs de sensibilité ont été effectués, qui couvrent un large spectre de résultats possibles.

Chaque calcul de sensibilité présente le temps d'amortissement de l'investissement ainsi que le taux de rentabilité interne. Ces outils de décision à l'investissement sont en effet les plus importants pour les investisseurs et développeurs de projets.

Les calculs de sensibilité reposent sur les informations suivantes:

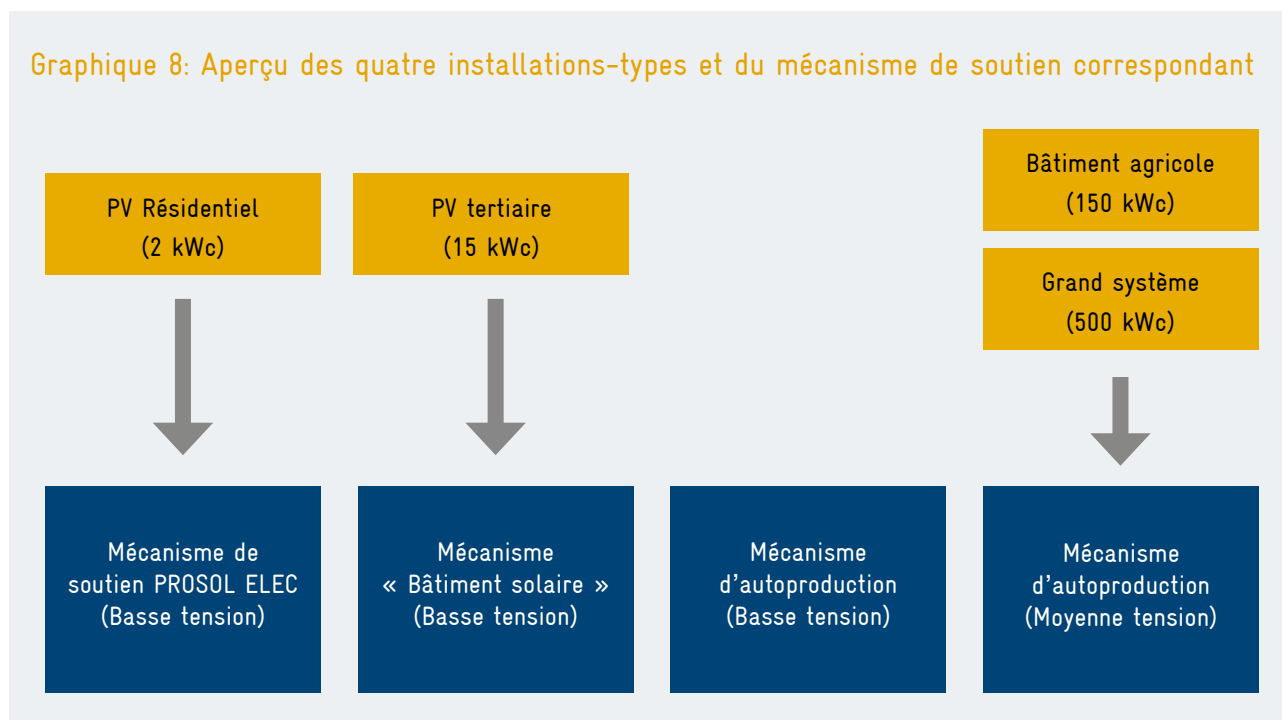
- Calculs de rentabilité de BSW-Solar/eclareon
- Informations provenant des entretiens
- Offres de prix d'installateurs pour différentes tailles d'installations du marché tunisien

La rentabilité des modèles commerciaux a été calculée sur la base de quatre installations-types. Les quatre cas diffèrent principalement selon la taille de l'installation et le mécanisme de soutien correspondant. Les installations-types sont les suivantes :

- PV résidentiel : Installation PV destinée aux particuliers et d'une capacité de 2 kWc. Cette installation est éligible au programme PROSOL ELEC
- Petit tertiaire : Petit système PV à utilisation commerciale d'une puissance de 15 kWc et éligible au programme «Bâtiments Solaires»
- Bâtiment agricole : Installation PV de taille moyenne utilisée dans le secteur industriel ou agricole, d'une capacité de 150 kWc. Cette installation est éligible au soutien financier prévu pour les installations d'autoproduction en moyenne tension
- Grand système : Installation PV de grande taille à utilisation industrielle et d'une capacité de 500 kWc. Cette installation bénéficie du soutien financier pour les installations d'autoproduction en moyenne tension

Comme le montre le graphique suivant, les installations choisies correspondent à trois des quatre modèles commerciaux identifiés. Le modèle «autoproduction en basse tension» n'a pas été étudié, car il est très peu appliqué.

Graphique 8: Aperçu des quatre installations-types et du mécanisme de soutien correspondant



Les variables d'entrée pour le calcul de rentabilité sont divisées en trois catégories. On distingue ainsi les paramètres concernant l'installation PV, ceux concernant la

consommation d'électricité et enfin ceux concernant l'investissement. Dans le cadre de ces catégories, le calcul des sensibilités a été effectué à partir d'un scénario de base.

Tableau 2: Aperçu des variables d'entrée considérées pour les calculs de rentabilité

Paramètres pour l'installation PV	Paramètres pour la consommation	Paramètres pour l'investissement et le financement
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Taille du système</li> <li>■ Coût d'investissement spécifique</li> <li>■ Coût d'investissement absolu</li> <li>■ Rendement spécifique</li> <li>■ Opération &amp; Maintenance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Consommation mensuelle</li> <li>■ Tarifs moyens d'électricité</li> <li>■ Prix de l'électricité résiduelle</li> <li>■ Économies indirectes</li> <li>■ Augmentation des prix de l'électricité</li> <li>■ Coûts d'utilisation du réseau</li> <li>■ Inflation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Durée du projet</li> <li>■ Subventions</li> <li>■ Fonds propres</li> <li>■ Échéance de la dette</li> <li>■ Taux d'intérêt</li> <li>■ Taux d'actualisation</li> <li>■ Valeur nette actualisée</li> </ul>

Le système de net-metering appliqué en Tunisie a un effet particulier sur les tarifs de l'électricité obtenus grâce à la production d'électricité PV. En effet, la structure tarifaire tunisienne en vigueur pour le réseau basse tension

est constituée de tranches tarifaires déterminées selon la consommation mensuelle du client. Plus le client consomme de l'électricité, plus il est soumis à des tarifs élevés, comme illustré par le tableau suivant:



Tableau 3: Tarifs de l'électricité en basse tension, valables à compter du 1er Mai 2014

Basse Tension Générale

TARIF	SECTEUR	REDEVANCE DE PUISSANCE <sup>1</sup> (mill/kVA/mois)	PRIX D'ENERGIE POUR CHAQUE TRANCHE DE CONSOMMATION MENSUELLE (Mill/kWh) <sup>1, 2</sup>					
			1-50	51-100	101-200	201-300	301-500	501 et +
<b>Tranche économique</b> (1 et 2 kVA & C° ≤ à 200 kWh/mois)	Résidentiel <sup>3</sup>	500	75					
	Résidentiel <sup>4</sup> & Non Résidentiel		108					
	Résidentiel <sup>5</sup> & Non Résidentiel <sup>5</sup>		140					
<b>Tranche économique</b> (1 et 2 kVA & C° > à 200 kWh/mois) <b>Tranche Normale</b> (> à 2 kVA)	Résidentiel	500					280	350
	Non Résidentiel		151			184	250	295

(Source: STEG)

Exemple : Si un commerce ou une entreprise (appartenant au secteur «non résidentiel») consomme 500 kWh d'électricité par mois : les 200 premiers kWh seront facturés au tarif de 151 millimes, tandis que les 100 kWh suivants coûteront 184 millimes, et les 200 kWh restants coûteront 250 millimes.

En tenant compte de l'électricité photovoltaïque autoproduite et consommée, la consommation mensuelle totale d'électricité prélevée sur le réseau diminue. En conséquence, les tarifs des tranches de consommation les plus élevées sont évités. Le prix de l'électricité économisé grâce à l'installation PV est donc relativement élevé. L'électricité prélevée sur le réseau électrique est facturée selon le prin-

cipe des tranches de consommation expliqué plus haut, en commençant par les premières tranches. Ainsi, la rentabilité des modèles commerciaux est calculée en différenciant deux tarifs distincts : le tarif relativement élevé évité grâce à la production PV et le tarif moins élevé correspondant à la consommation d'électricité résiduelle.

Le tableau suivant détaille le calcul de ces deux tarifs (avec et sans PV) pour l'installation d'une puissance de 15 kWc. Il en résulte un tarif de 295 millimes/kWh pour la consommation évitée grâce à la production PV. Le tarif pour la consommation d'électricité résiduelle correspond à 204 millimes/kWh.

**Tableau 4: Calcul des tarifs d'électricité avec et sans installation PV (source: calculs effectués à partir des tarifs de l'électricité en basse tension de la STEG en vigueur depuis le 1er Mai 2014)**

Exemple: installation PV à utilisation commerciale d'une puissance de 15 kWc

Paramètres de départ		Base annuelle	Base mensuelle
Consommation	kWh	30000	2500
Capacité PV	kWc	15	
Rendement PV (1.600 kWh/kW)	kWh	23520	1960
Electricité résiduelle prélevée sur le réseau	kWh		540
Tarifs de l'électricité sans installation PV		Tarif par tranche	Côût
0-200 kWh / mois	mill	151	30200
201 - 300 kWh / mois	mill	184	18400
301 - 500 kWh / mois	mill	250	50000
500 - X kWh / mois	mill	295	590000
Coût total/ mois	mill		688600
Coût total/ mois	DT		688,6
Coût / kWh	DT		0,275
Tarifs de l'électricité avec installation PV		Tarif par tranche	Côût
0-200 kWh / mois	mill	151	30200
201 - 300 kWh / mois	mill	184	18400
301 - 500 kWh / mois	mill	250	50000
500 - X kWh / mois	mill	295	11800
Coût total/ mois	mill		110400
Coût total/ mois	DT		110,4
Tarif correspondant à la consommation d'électricité résiduelle			
		DT/kWh = 110,4 DT / 540 kwh	0,204
Économies réalisées par mois grâce au PV			
		DT = 688,6 DT - 110,4 DT	578,2
Tarif évité grâce à la production PV			
		DT/kWh = 578,2 DT / 1960 kwh	0,295

Cet effet avantageux augmente l'attractivité du net-metering pour le photovoltaïque. L'investissement dans une installation PV peut s'avérer encourageant, particulièrement pour les grands consommateurs d'électricité. Cependant, les tarifs d'électricité plus élevés appliqués à ces consommateurs sont nécessaires au fonctionnement du système tarifaire par tranche. En effet, ce sont les tarifs les plus élevés qui « financent » les frais généraux du réseau, au profit des petits consommateurs qui paient des tarifs d'électricité moins élevés. Dans un marché qui se développe peu, l'impact sur la répartition des frais généraux reste très limité. A

long terme, cet effet doit cependant être maîtrisé, au risque de voir les décideurs politiques se détourner du système de net-metering.

Concernant la structure tarifaire pour le réseau moyenne tension, les prix de l'électricité peuvent être déterminés soit par une tarification uniforme soit par une tarification par poste horaire. La tarification par poste horaire est composée d'un tarif de jour, de pointe matin été, de pointe soir et de nuit, comme illustré dans le tableau suivant :

Tableau 5: Tarifs de l'électricité en moyenne tension, valables à compter du 1er Mai 2014

NIVEAU du TARIF	TARIF	REDEVANCE DE PUISSANCE <sup>1</sup> (mill/kW/mois)	PRIX D'ENERGIE (mill/kWh) <sup>1, 2</sup>			
			Jour	Pointe matin été	Pointe soir	Nuit
<b>MOYENNE TENSION</b>	Uniforme	2600 <sup>3</sup>	167			
	Postes horaires	8000	152	238	218	115
	Cimentier (ciment gris)	6500	177	311	268	129
	Pompage pour irrigation <sup>4</sup>	-	160	NA	Effacement	115
	Irrigation agricole	-	114	Effacement	132 <sup>5</sup>	88
	Secours	3700	170	295	258	123

(Source: STEG)

Les calculs de rentabilité et de sensibilité concernant les projets connectés au réseau moyenne tension (cas n°3 et 4) prennent en compte la tarification par poste horaire. Le prix moyen de l'électricité pour les quatre postes horaires a été calculé sur la base d'informations d'experts, en tenant compte du fait qu'une installation photovoltaïque ne produit pas la même quantité d'électricité tout au long de la journée.

Tous les tarifs d'électricité pris en compte pour les calculs ont été majorés de la taxe municipale à hauteur de 5 mil-limes par kWh.

Enfin, les calculs de rentabilité et de sensibilité sont calculés selon la méthode des annuités constantes.

#### b. Présentation des résultats du cas n°1: PV Résidentiel (2kWc)

L'hypothèse de base pour l'installation photovoltaïque résidentielle prend en compte les paramètres suivants :

Tableau 6: Paramètres pour une installation PV de 2 kWc

Installation PV		
Taille de l'installation	kWc	2
Coût d'investissement spécifique	DT/kWc	4.500
Coût d'investissement total*	DT	6.300
Rendement spécifique	kWh/kWc/a	1.600
Opération & maintenance	DT/kWc/a	76
Paramètres de prix		
Consommation mensuelle	kWh	416
Prix moyen de l'électricité**	DT/kWh	0,2233
Prix pour l'électricité résiduelle**	DT/kWh	0,1741
Économies indirectes	DT/kWh	0,0208
Augmentation du prix de l'électricité 2015 - 2017	% p.a.	10%
après 2017	% p.a.	5%
Tarif d'utilisation du réseau	DT/kWh	-
Inflation	% p.a.	4%
Investissement		
Durée du projet	Années	20
Subvention	DT	1.890
Montant du prêt	DT	6.500
Durée de crédit	Années	7
Taux d'intérêt	%	5,94%
Taux d'actualisation des flux de trésorerie futurs	%	4,00%
Valeur actualisée nette	DT	7.615
TRI du projet	%	13,10%
Amortissement	Années	9,46

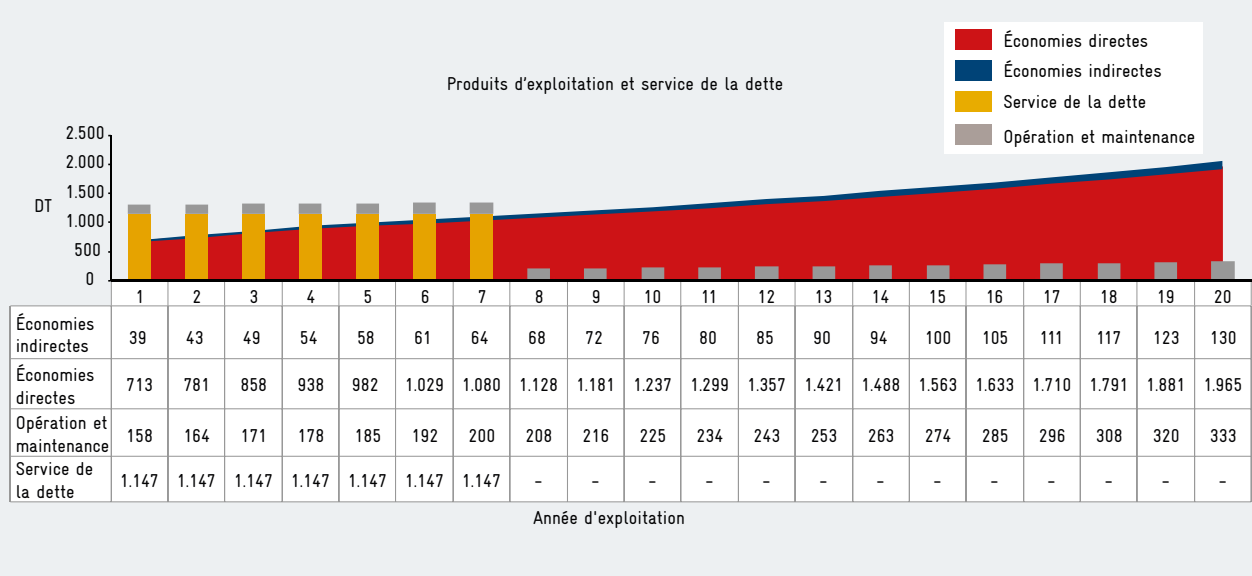
\* après subvention

\*\* TVA incluse

- Le tarif moyen de l'électricité a été calculé en fonction des différentes tranches de prix pour une connexion en basse tension et une consommation de 416 kWh par mois.
- Le tarif moyen de l'électricité d'un consommateur sans installation photovoltaïque constitue la base à partir de laquelle est calculé le tarif évité grâce à l'électricité PV autoproduite et consommée
- Comme expliqué plus haut, le tarif de l'électricité prélevée sur le réseau et qui n'est pas couverte par la production de l'installation PV est moins élevé car il correspond à une tranche de consommation mensuelle plus faible
- La différence entre les deux tarifs correspond aux économies indirectes effectuées grâce à l'installation PV
- La subvention de l'ANME correspondant à 30% des dépenses d'investissement est déduite des coûts d'investissement spécifiques.
- Le taux d'actualisation des flux de trésorerie futurs est de 4%

# Résultats

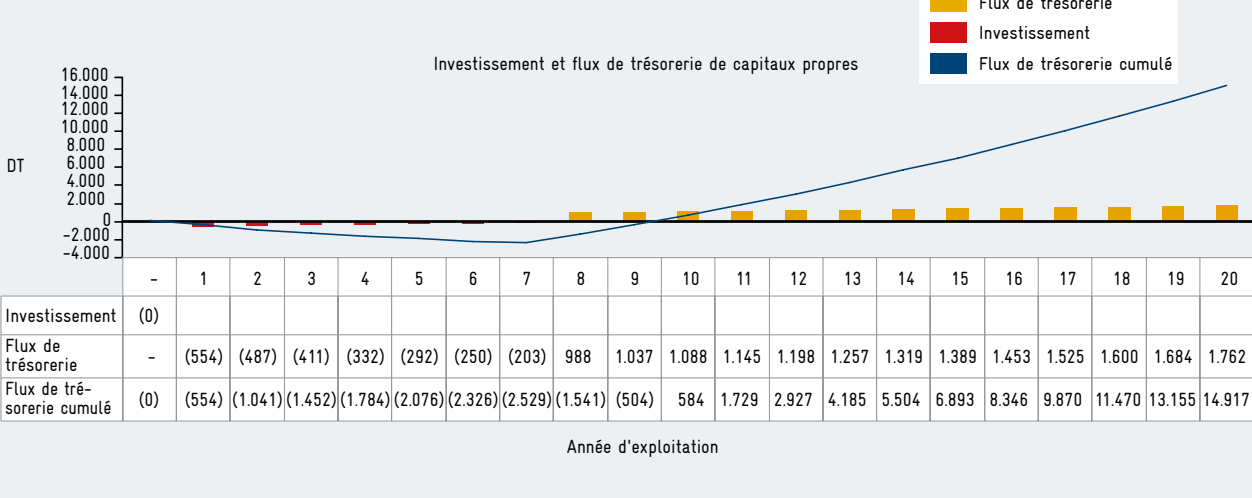
Graphique 9: Produits d'exploitation et service de la dette pour une installation de 2 kWc



Dans le cas d'une installation PV de 2 kWc, les économies directes et indirectes réalisées durant les premières années ne suffisent pas à couvrir le paiement du service de la dette et des dépenses opérationnelles. La durée de crédit Attijari Bank de 7 ans est problématique car le montant du service

de la dette est plus élevé que les économies réalisées. En conséquence, le propriétaire de l'installation doit compenser la différence à travers une facture d'électricité plus élevée, correspondant au remboursement du crédit Attijari bank à travers la facture de la STEG.

Graphique 10: Investissement et flux de trésorerie de capitaux propres pour une installation de 2 kWc

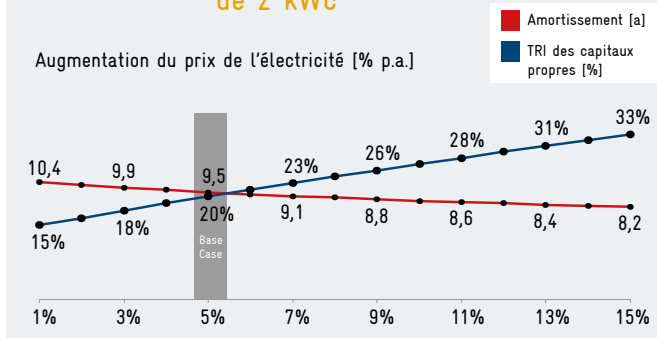


Dans le graphique ci-dessus, les flux de trésorerie de capitaux propres augmentent après 7 ans une fois le prêt remboursé, tandis que les économies cumulées atteignent

14,917 DT après 20 ans. Le seuil de rentabilité est atteint après 10 ans, comme indiqué par la courbe des flux de trésorerie, indiquée en bleu.

## Analyse de sensibilité

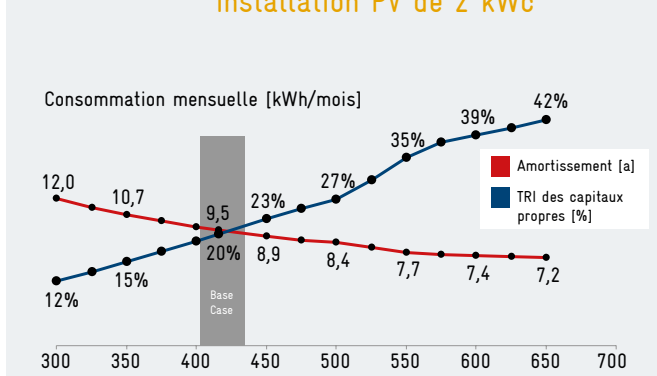
**Graphique 11: Augmentation du prix de l'électricité pour une installation PV de 2 kWc**



Les hausses de prix dans le futur ont une influence modérée sur la période d'amortissement.

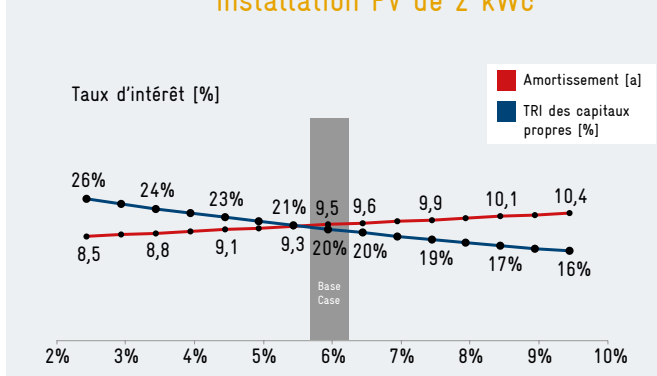
Considérant la politique d'élimination des subventions énergétiques annoncée par le gouvernement, l'hypothèse de base prend en compte une augmentation moyenne des prix de 10% par an jusqu'en 2017 et 5% par an après 2017, résultant en une période d'amortissement de 9,5 années. Une hausse des prix de l'électricité de 15% par an ferait passer la durée d'amortissement à presque 9 années. Ce calcul de sensibilité montre aussi clairement que l'installation ne peut pas être refinancée pendant la durée de crédit d'Attijari bank.

**Graphique 12: Consommation mensuelle d'électricité pour une installation PV de 2 kWc**



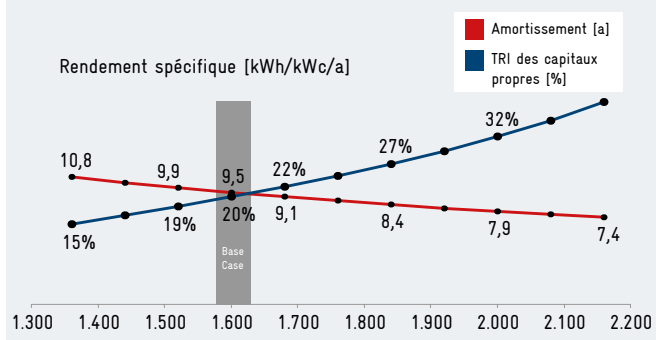
Le graphique ci-joint montre l'effet de la consommation mensuelle sur la rentabilité du projet. On observe que la rentabilité de l'installation est beaucoup plus élevée quand la consommation mensuelle augmente. Ceci est dû au fait que les tarifs d'électricité, et donc les coûts évités, augmentent en fonction de la consommation.

**Graphique 13: Taux d'intérêt pour une installation PV de 2 kWc**



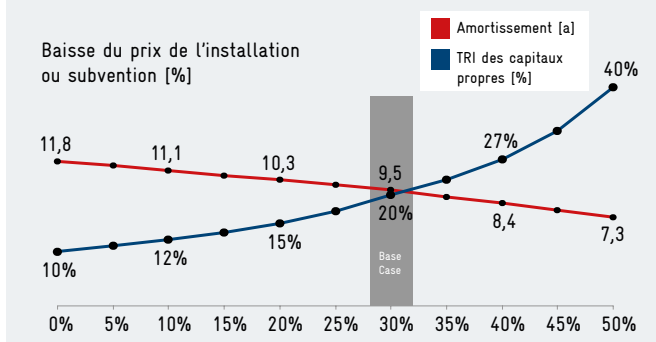
Le graphique ci-joint montre l'influence du taux d'intérêt de l'emprunt sur la rentabilité du projet. Dû au fait que le financement de la dette correspond à 100%, on observe une certaine corrélation entre la rentabilité de l'installation et le montant du taux d'intérêt. Le temps d'amortissement augmente légèrement en fonction de l'augmentation du coût de la dette.

**Graphique 14: Rendement spécifique pour une installation PV de 2 kWc**



Le graphique ci-joint analyse la corrélation entre le rendement spécifique de l'installation et la rentabilité du projet. Avec une hypothèse de base prenant en compte un rendement spécifique de 1600 kWh/kW/par an, on observe que le temps d'amortissement varie de plus ou moins une année en fonction du site géographique de l'installation.

**Graphique 15: Subvention ou baisse du prix des systèmes pour une installation PV de 2 kWc**



Le graphique ci-joint montre l'influence de l'évolution des prix du système PV sur la rentabilité du projet. Le montant de la subvention est en corrélation directe avec le prix du système photovoltaïque, étant donné qu'une hausse de la subvention correspond à une baisse du prix du système pour l'installateur. La baisse du prix de l'installation s'explique aussi par l'expérience acquise par l'installateur ainsi que par la baisse du prix des composants. Un taux de subvention de moins de 30% aurait pour effet d'augmenter significativement la durée d'amortissement, si tant est que les prix de système de baissent pas dans une même mesure. Si les coûts de systèmes sont réduits de 10% ou si la subvention passe de 30 à 40% de l'investissement, alors on constate que la période d'amortissement diminue de plus d'une année.



### c. Présentation des résultats du cas n°2: Petit tertiaire

L'hypothèse de base pour l'installation photovoltaïque à utilisation commerciale d'une puissance de 15 kWc et

éligible au programme «Bâtiments Solaires» prend en compte les paramètres suivants :

**Tableau 7: Paramètres pour une installation de 15 kWc**

Installation PV		
Taille de l'installation	kWc	15
Coût d'investissement spécifique	DT/kWc	3.200
Coût d'investissement total*	DT	33.600
Rendement spécifique	kWh/kWc/a	1.600
Opération & maintenance	DT/kWc/a	52
Paramètres de prix		
Consommation mensuelle	kWh	2.500
Prix moyen de l'électricité**	DT/kWh	0,2804
Prix pour l'électricité résiduelle**	DT/kWh	0,2095
Économies indirectes	DT/kWh	0,0710
Augmentation du prix de l'électricité 2015 - 2017	% p.a.	10%
after 2017	% p.a.	5%
Tarif d'utilisation du réseau	DT/kWh	-
Inflation	% p.a.	4%
Investissement		
Durée du projet	Années	20
Subvention	DT	10.080
Capitaux propres	%	30%
Durée du crédit	Années	7
Taux d'intérêt	%	6,75%
Taux d'actualisation des flux de trésorerie futurs	%	10%
Valeur actualisée nette	DT	53.910
TRI des capitaux propres	%	37,72%
Amortissement	Années	3,52

\* après subvention

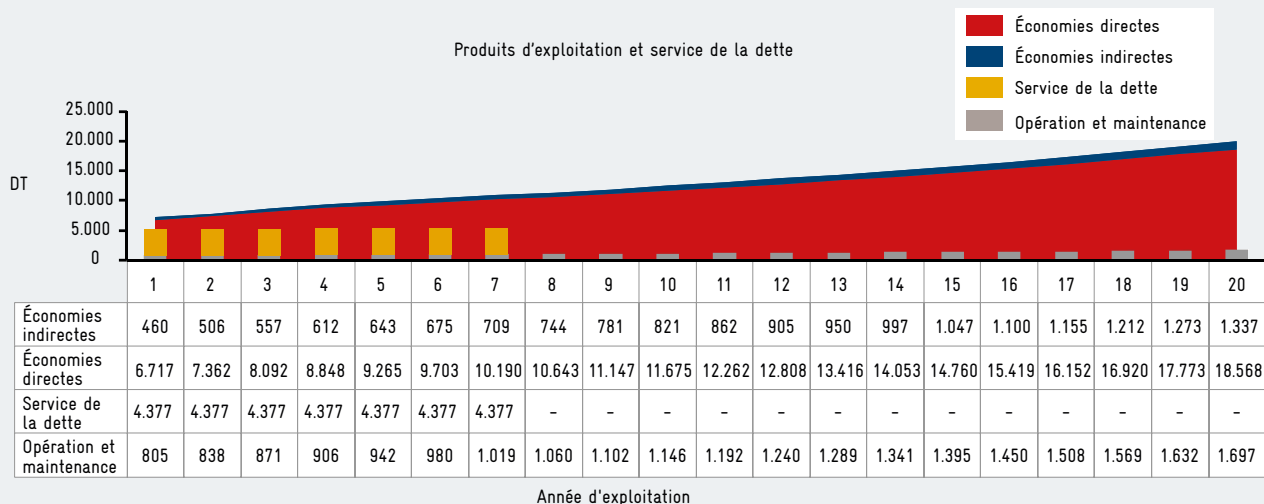
- Le tarif moyen de l'électricité a été calculé en fonction des différentes tranches de prix pour une connexion en basse tension et une consommation de 2500 kWh par mois.
- Le tarif moyen de l'électricité d'un consommateur sans installation photovoltaïque constitue la base à partir de laquelle est calculé le tarif évité grâce à l'électricité PV autoproduite et consommée
- Comme expliqué plus haut, le tarif de l'électricité prélevée sur le réseau et qui n'est pas couverte par la production de l'installation PV est moins élevé car il

correspond à une tranche de consommation mensuelle plus faible

- La subvention de l'ANME correspondant à 30% des dépenses d'investissement est déjà déduite des coûts d'investissement spécifiques. Il en résulte un coût de système de 3200 DT/kWc et un investissement de 33.600 DT.
- Dans ce scénario, les capitaux propres correspondent à 30% de l'investissement, tandis que l'emprunt est effectué à un taux de 6,75%.

## Résultats

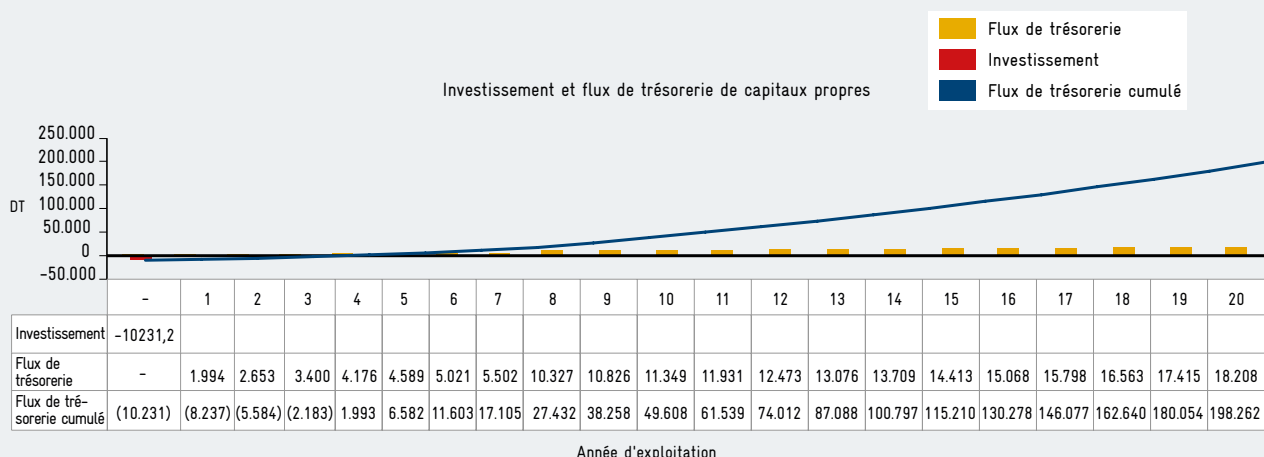
Graphique 16: Produits d'exploitation et service de la dette pour une installation de 15 kWc



Dans le cas d'une installation photovoltaïque de 15 kWc à usage commercial, les économies réalisées sont considérables du fait de la consommation importante d'électricité. Ainsi, la durée de crédit de 7 ans ne constitue pas un problème en ce qui concerne le coût du service de la dette, même avec une dette correspondant à 70% de l'investissement. Dans le graphique ci-dessus, l'augmentation

régulière des revenus est due à l'augmentation du prix de l'électricité estimée à 10% par an jusqu'en 2017 et 5% par an après 2017. Les calculs pour le graphique ci-dessus ont été faits sur la base d'un prêt par annuités. Un prêt à amortissement constant aurait entraîné un service de la dette plus coûteux pendant les premières années.

Graphique 17: Investissement et flux de trésorerie de capitaux propres pour une installation de 15 kWc

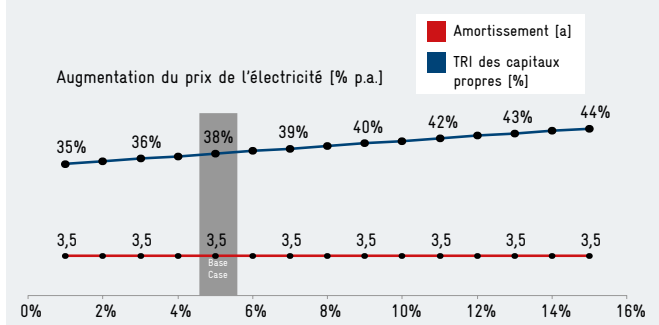


- Les flux de trésorerie de capitaux propres augmentent après 7 ans, une fois le prêt remboursé
- Le seuil de rentabilité est atteint après 4 ans, comme indiqué par la courbe des flux de trésorerie

- Après 20 ans, les économies cumulées atteignent 198,262DT

## Analyse de sensibilité

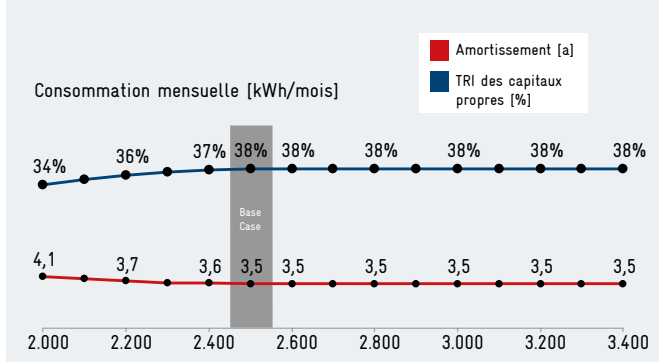
**Graphique 18: Augmentation du prix de l'électricité pour une installation PV de 15 kWc**



Le scénario étudié prend en compte un taux d'augmentation des tarifs d'électricité de 10% par an jusqu'en 2017 et de 5% par an après 2017.

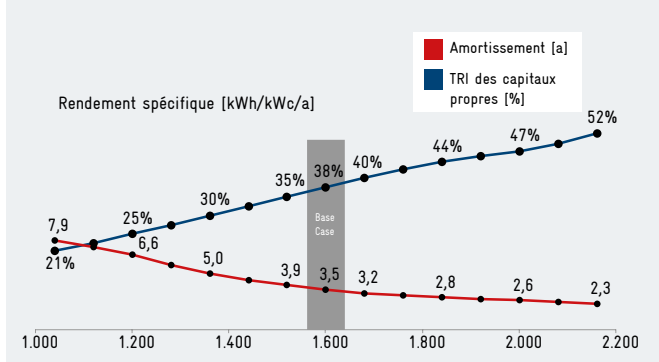
Pour ce scénario, le TRI est de 38%, pour une durée d'amortissement de 3,5 années

**Graphique 19: Consommation mensuelle d'électricité pour une installation PV de 15 kWc**



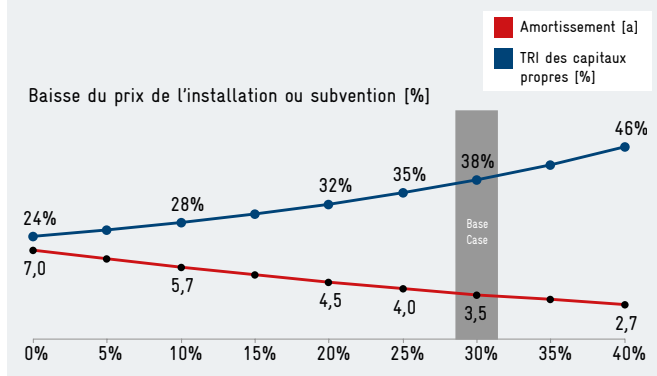
Le graphique ci-joint montre l'effet de la consommation mensuelle sur la rentabilité du projet. Du fait de l'importante consommation mensuelle d'électricité dans ce scénario, la plus grande partie de l'électricité consommée est catégorisée dans la tranche de tarifs la plus élevée. C'est ce qui explique dans ce graphique que la rentabilité ne varie pas en fonction de la consommation mensuelle.

**Graphique 20: Rendement spécifique pour une installation PV de 15 kWc**



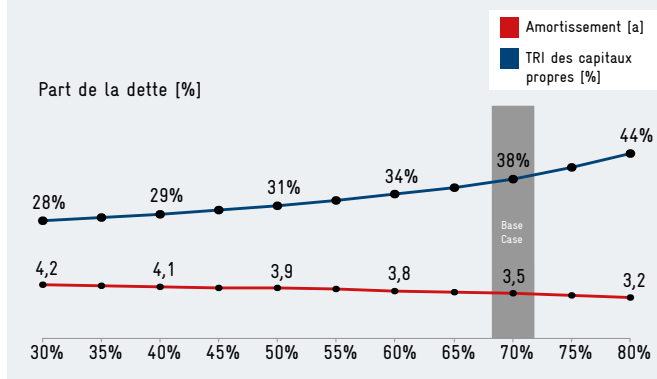
Le graphique ci-joint analyse la corrélation entre le rendement spécifique de l'installation et la rentabilité du projet. On observe ici que les courbes de sensibilité de la rentabilité financière et de l'amortissement ne sont pas linéaires. Ceci est dû au fait que les tarifs d'électricité en fonction des tranches de consommation ne sont pas définis de façon linéaire.

**Graphique 21: Subvention ou baisse du prix des systèmes pour une installation PV de 15 kWc**



Le graphique ci-joint montre l'influence de l'évolution des prix du système PV sur la rentabilité du projet. Le montant de la subvention est en corrélation directe avec le prix du système photovoltaïque, étant donné qu'une hausse de la subvention correspond à une baisse du prix du système pour l'installateur. La baisse du prix de l'installation s'explique aussi la baisse du prix des composants. Un taux de subvention de moins de 30% aurait pour effet d'augmenter significativement la durée d'amortissement, si tant est que les prix de système ne baissent pas dans une même mesure. Si les coûts de systèmes sont réduits de 10% ou si la subvention passe de 30 à 40% de l'investissement, alors on constate que la période d'amortissement diminue de plus d'une année.

**Graphique 22: Part de la dette pour une installation PV de 15 kWc**



Le graphique ci-joint montre la corrélation entre la part de l'emprunt dans l'investissement total et la rentabilité du projet. Dans ce scénario, l'amortissement de l'investissement est assuré pendant la période d'emprunt. C'est pourquoi une augmentation du pourcentage de la dette réduit le temps d'amortissement.

## d. Présentation des résultats du cas n°3: Bâtiment agricole

L'hypothèse de base pour l'installation photovoltaïque sur un bâtiment agricole prend en compte les paramètres suivants :

Tableau 8: Paramètres pour une installation de 150 kWc

Installation PV		
Taille de l'installation	kWc	150
Coût d'investissement spécifique	DT/kWc	2.800
Coût d'investissement total*	DT	336.000
Rendement spécifique	kWh/kWc/a	1.600
Taux de consommation directe	%	70%
Opération & Maintenance	DT/kWc/a	33
Paramètres de prix		
Prix moyen de l'électricité**	DT/kWh	0,2145
Augmentation du prix de l'électricité 2015 - 2017	% p.a.	10%
après 2017	% p.a.	5%
Tarif d'utilisation du réseau	DT/kWh	-
Inflation	% p.a.	4%
Investissement		
Durée du projet	Années	20
Subvention	DT	67.200
Capitaux propres	%	45%
Durée du crédit	Années	7
Taux d'intérêt	%	6,75%
Taux d'actualisation des flux de trésorerie futurs	%	10%
Valeur actualisée nette	DT	296.947
TRI des capitaux propres	%	22,91%
Amortissement	Années	6,29

\* après subvention

\*\* TVA incluse

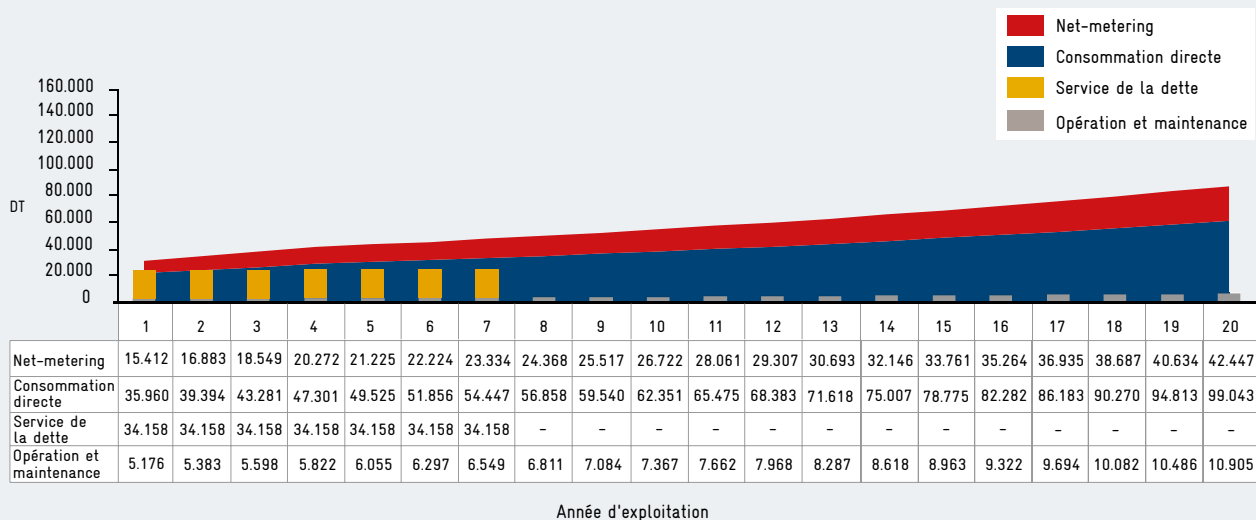
- Le coût de système est estimé à 2800 DT/kWc, ce qui résulte en un investissement total de 336.000 DT.
- Dans ce scénario, les capitaux propres correspondent à 45% de l'investissement, tandis que l'emprunt est effectué à un taux de 6,75%.

- Pour ce scénario, le rendement spécifique de l'installation correspond à 1.600 kWh/kWc.



## Résultats

Graphique 23: Produits d'exploitation et service de la dette pour une installation de 150 kWc

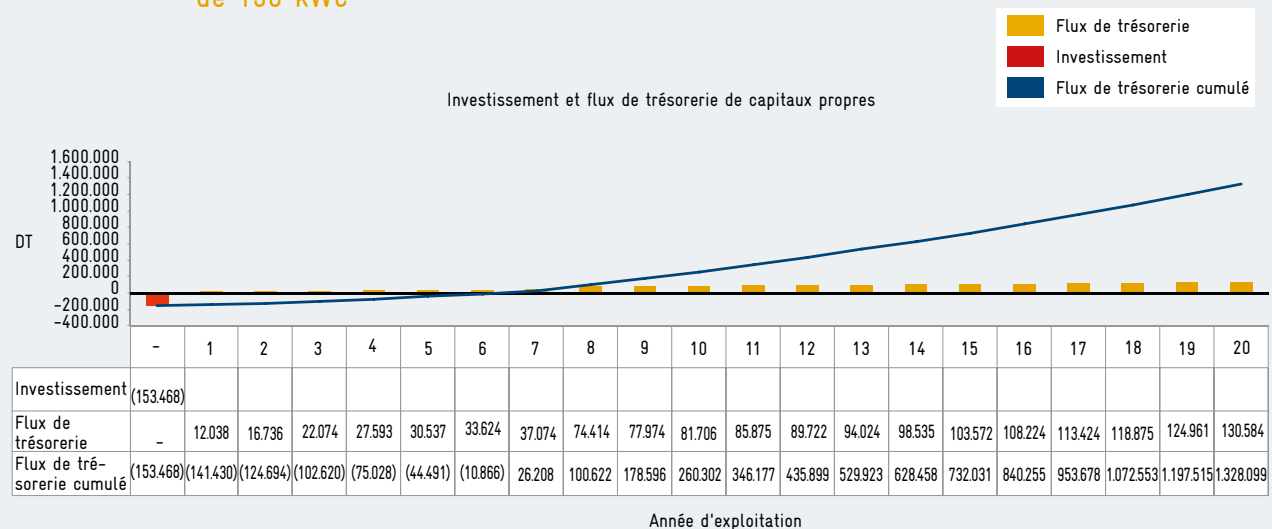


Dans le graphique ci-dessus, le service de la dette (ratio des paiements d'intérêts et du remboursement du capital par rapport au revenu) et les dépenses opérationnelles sont couvertes par les économies réalisées sur la facture énergétique. Cependant on remarque que durant les premières années, l'investissement peut s'avérer risqué si les économies réalisées ne suffisent pas à couvrir le paiement du service de la dette et des dépenses opérationnelles. C'est pourquoi une durée de crédit de plus de 7 ans pourrait être considérée. L'aug-

mentation régulière des revenus (courbes rouge et bleue) est due à l'augmentation du prix de l'électricité estimée à 10% par an jusqu'en 2017 et 5% par an après 2017.

Les calculs pour le graphique ci-dessus ont été faits sur la base d'un prêt par annuités. Un prêt à amortissement constant aurait entraîné un service de la dette plus coûteux pendant les premières années.

Graphique 24: Investissement et flux de trésorerie de capitaux propres pour une installation de 150 kWc

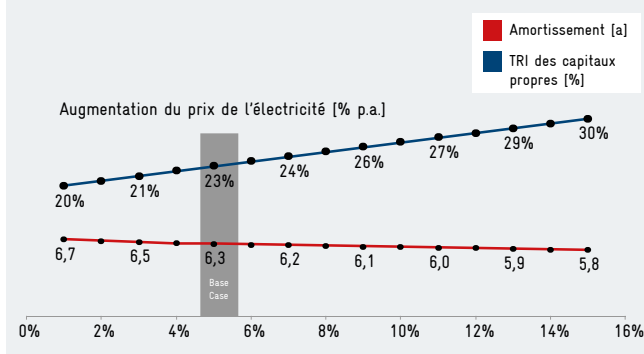


Dans le graphique ci-dessus, les flux de trésorerie de capitaux propres augmentent après 7 ans une fois le prêt remboursé, et les économies cumulées atteignent 1.328.089

DT après 20 ans. Le seuil de rentabilité est atteint après 6 ans, comme indiqué par la courbe des flux de trésorerie, indiquée en bleu.

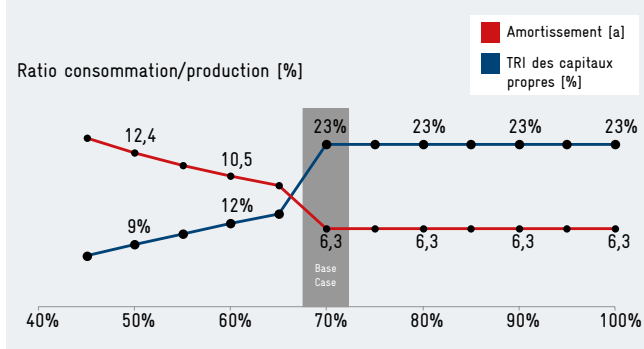
## Analyse de sensibilité

**Graphique 25: Augmentation du prix de l'électricité pour une installation PV de 150 kWc**



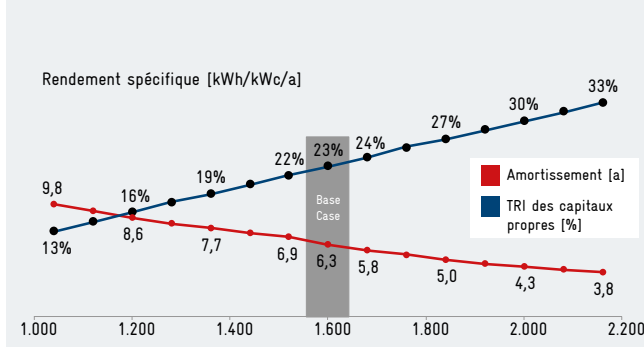
Le scénario étudié prend en compte un taux d'augmentation des tarifs d'électricité de 5% p.a. pendant 20 ans. Pour ce scénario, le TRI est de 23%, pour une durée d'amortissement de presque 6,3 années

**Graphique 26: Ratio consommation/production pour une installation PV de 150 kWc**



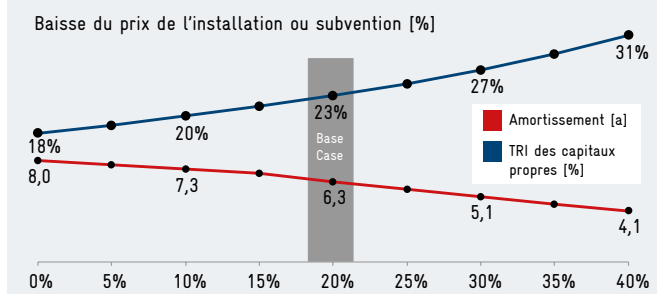
Le graphique ci-joint montre l'effet du ratio consommation/production sur la rentabilité du projet. Du fait que les producteurs d'électricité photovoltaïque ne sont autorisés à vendre à la STEG qu'un maximum de 30% de leur production annuelle, un taux d'auto-production inférieur à 70% signifie que l'électricité produite est perdue. Dans ce cas, la perte d'électricité PV impacte fortement la rentabilité du projet. Cependant la plupart du temps, cette situation n'intervient pas dans la mesure où la taille du système PV est déterminée en fonction de la consommation d'électricité annuelle du client, afin de couvrir ses propres besoins en électricité.

**Graphique 27: Rendement spécifique pour une installation PV de 150 kWc**



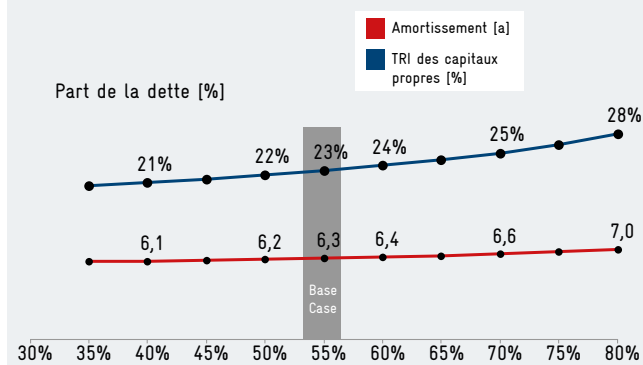
Le graphique ci-joint analyse la corrélation entre le rendement spécifique de l'installation et la rentabilité du projet. On observe ici qu'un ensoleillement plus faible que 1600 kWh/kWc/a ne rallonge que modérément le temps d'amortissement.

**Graphique 28: Subvention ou baisse du prix des systèmes pour une installation PV de 150 kWc**



Le graphique ci-joint montre l'influence de l'évolution des prix du système PV sur la rentabilité du projet. Le montant de la subvention est en corrélation directe avec le prix du système photovoltaïque, étant donné qu'une hausse de la subvention correspond à une baisse du prix du système pour l'installateur. La baisse du prix de l'installation s'explique aussi par la baisse du prix des composants. Une réduction du taux de subvention par paliers de 10% aurait pour effet d'augmenter la durée d'amortissement d'une année par palier, si tant est que les prix de système ne baissent pas dans une même mesure. Si les coûts de systèmes sont réduits de 10% ou si la subvention passe de 20 à 30% de l'investissement, alors on constate que la période d'amortissement diminue de plus d'une année.

**Graphique 29: Part de la dette pour une installation PV de 150 kWc**



Le graphique ci-joint montre la corrélation entre la part de l'emprunt dans l'investissement total et la rentabilité du projet. On remarque que l'amortissement de l'investissement pour le projet de 150 kWc augmente légèrement dû à l'augmentation des taux d'intérêts en fonction de l'augmentation de la somme d'emprunt.

## e. Présentation des résultats du cas n°4: Grand système

L'hypothèse de base pour une installation PV de grande taille à utilisation industrielle et d'une capacité de 500 kWc prend en compte les paramètres suivants :

Tableau 9: Paramètres pour une installation PV de 500 kWc

Installation PV		
Taille de l'installation	kWc	500
Coût d'investissement spécifique	DT/kWc	2.600
Coût d'investissement total*	DT	1.200.000
Rendement spécifique	kWh/kWc/a	1.600
Taux de consommation directe	%	90%
Opération & Maintenance	DT/kWc/a	26
Paramètres de prix		
Prix moyen de l'électricité**	DT/kWh	0,1825
Augmentation du prix de l'électricité 2015 - 2017	% p.a.	10%
après 2017	% p.a.	5%
Tarif d'utilisation du réseau	DT/kWh	0,005
Inflation	% p.a.	4%
Investissement		
Durée du projet	Années	20
Subvention	DT	100.000
Capitaux propres	%	45%
Durée du crédit	Années	7
Taux d'intérêt	%	6,75%
Taux d'actualisation des flux de trésorerie futurs	%	10%
Valeur actualisée nette	DT	615.758
TRI des capitaux propres	%	17,71%
Amortissement	Années	7,99

\* après subvention

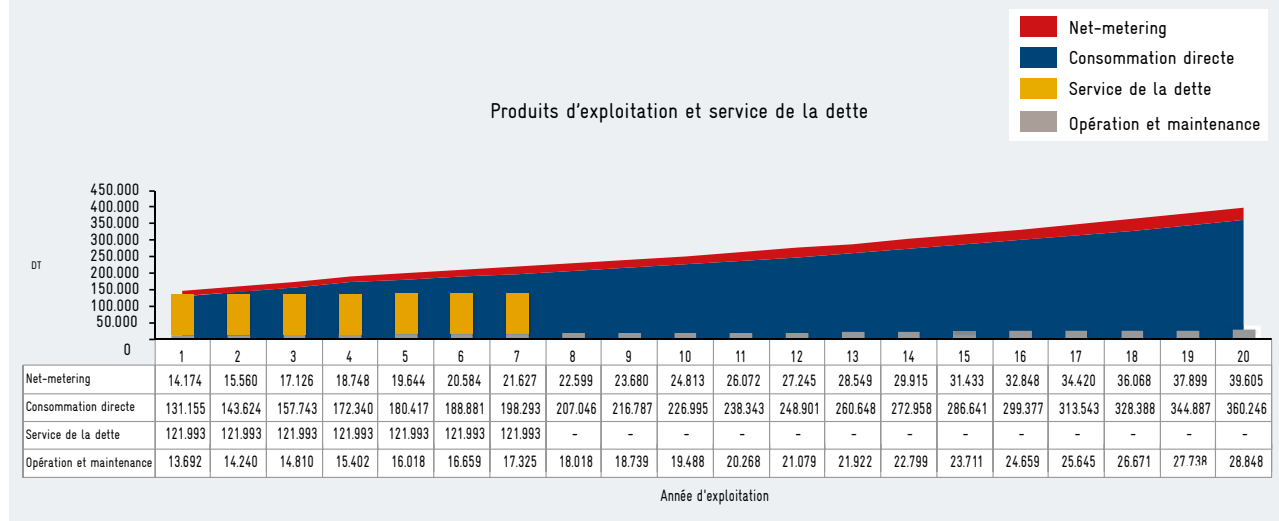
\*\* TVA non incluse

- Le coût de système est estimé à 2.600 DT/kWc, ce qui résulte en un investissement total de 1.200.000 DT.
- Dans ce scénario, les capitaux propres correspondent à 45% de l'investissement, tandis que l'emprunt est effectué à un taux de 6,75%.

- Pour ce scénario, le rendement spécifique de l'installation correspond à 1.600 kWh/kWc.

## Résultats

Graphique 30: Produits d'exploitation et service de la dette pour une installation de 500 kWc

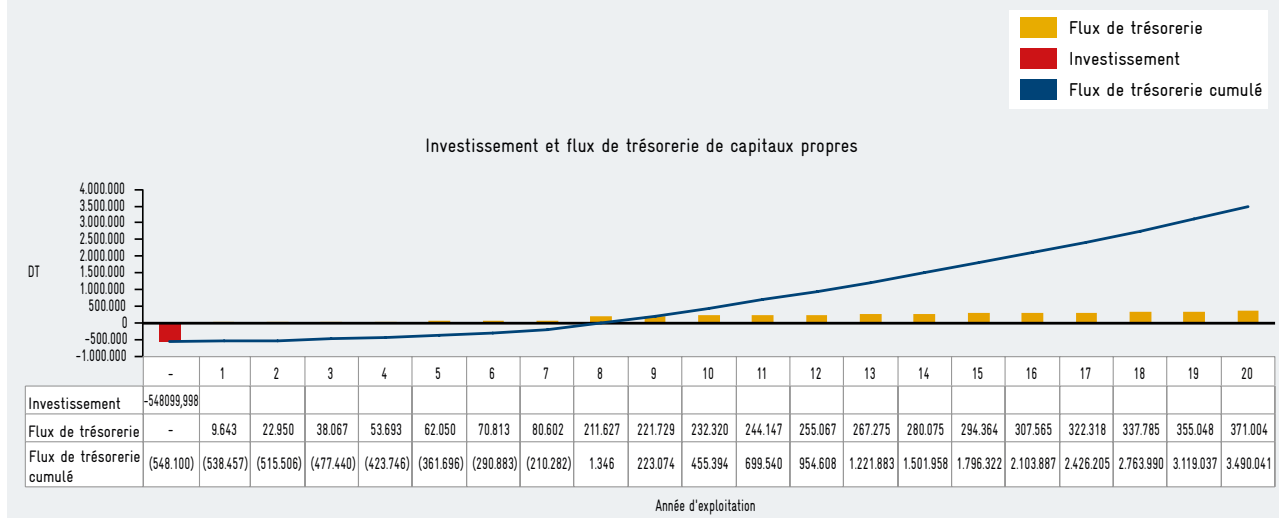


Dans le cas d'une installation photovoltaïque de 500 kWc, le service de la dette (ratio des paiements d'intérêts et du remboursement du capital par rapport au revenu) et les dépenses opérationnelles sont couvertes par les économies réalisées sur la facture énergétique. Cependant durant les premières années, l'investissement peut s'avérer risqué si les économies réalisées ne suffisent pas à couvrir le paiement du service de la dette et des dépenses opérationnelles. C'est pourquoi une durée de crédit de plus de 7 ans pourrait être

considérée. Dans le graphique ci-dessus, l'augmentation régulière des revenus est due à l'augmentation du prix de l'électricité estimée à 10% par an jusqu'en 2017 et 5% par an après 2017.

Les calculs pour le graphique ci-dessus ont été faits sur la base d'un prêt par annuités. Un prêt à amortissement constant aurait entraîné un service de la dette plus coûteux pendant les premières années.

Graphique 31: Investissement et flux de trésorerie de capitaux propres pour une installation de 500 kWc



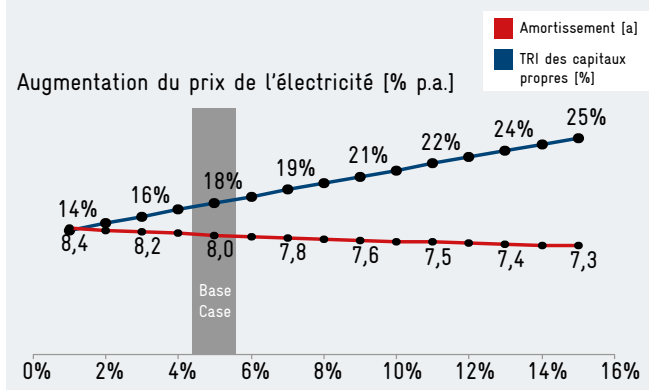
Dans le graphique ci-dessus, on observe que les flux de trésorerie de capitaux propres augmentent après 7 ans une fois le prêt remboursé, tandis que les économies cumulées

atteignent 3,490,041 DT après 20 ans. Le seuil de rentabilité du projet est atteint après 8 ans comme indiqué par la courbe des flux de trésorerie, indiquée en bleu.



## Analyse de sensibilité

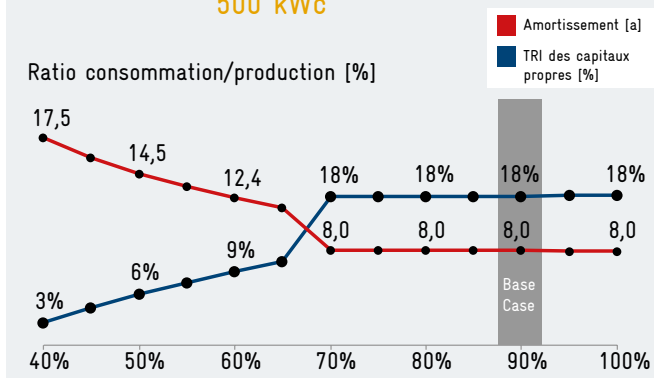
**Graphique 32: Augmentation du prix de l'électricité pour une installation PV de 500 kWc**



Le scénario étudié prend en compte un taux d'augmentation des tarifs d'électricité de 10% par an jusqu'en 2017 et 5% par an après 2017.

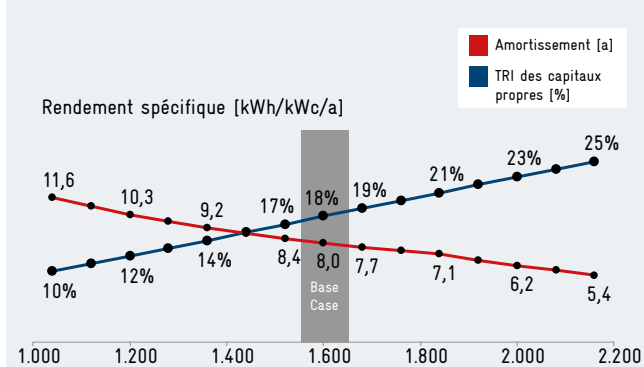
Pour ce scénario, le TRI est de 18%, pour une durée d'amortissement de presque 8 années.

**Graphique 33: Ratio consommation/production pour une installation PV de 500 kWc**



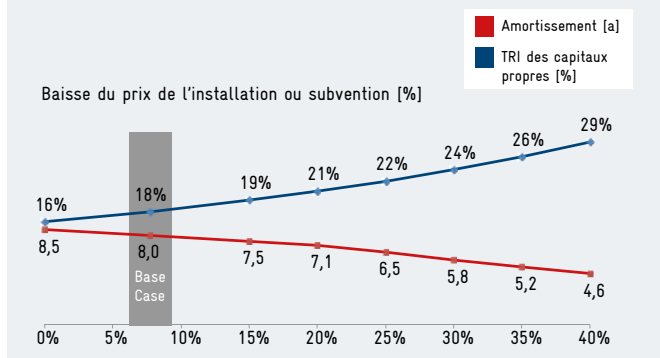
Le graphique ci-joint montre l'effet du ratio consommation/production sur la rentabilité du projet. Du fait que les producteurs d'électricité photovoltaïque ne sont autorisés à vendre à la STEG qu'un maximum de 30% de leur production annuelle d'électricité, un taux d'autoproduction inférieur à 70% signifie que l'électricité produite est perdue. Dans ce cas, la perte d'électricité PV impacte fortement la rentabilité du projet. Cependant la plupart du temps, cette situation n'intervient pas dans la mesure où la taille du système PV est déterminée en fonction de la consommation d'électricité annuelle du client, afin de couvrir ses propres besoins en électricité.

**Graphique 34: Rendement spécifique pour une installation PV de 500 kWc**



Le graphique ci-joint analyse la corrélation entre le rendement spécifique de l'installation et la rentabilité du projet. On observe ici qu'un ensoleillement plus faible ou plus fort a un impact non négligeable sur le temps d'amortissement.

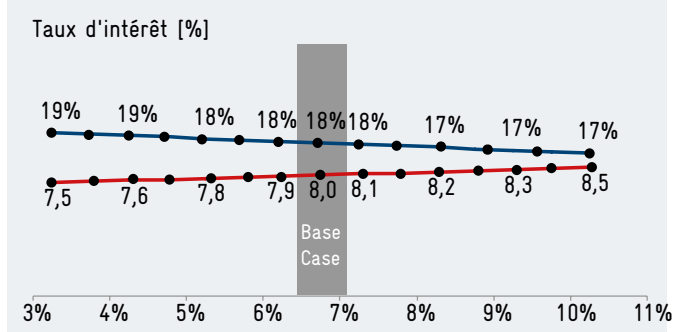
**Graphique 35: Subvention ou baisse du prix des systèmes pour une installation PV de 500 kWc**



Le graphique ci-joint montre l'influence de l'évolution des prix du système PV sur la rentabilité du projet. Le montant de la subvention est en corrélation directe avec le prix du système photovoltaïque, étant donné qu'une hausse de la subvention correspond à une baisse du prix du système pour l'installateur.

Par contre, le fait d'avoir un système de subvention à l'investissement en Tunisie freine le développement des coûts de système vers le bas. Aujourd'hui on trouve en Tunisie des prix de systèmes très élevés par rapport au pays, ce qui est en grande partie un résultat de la subvention.

**Graphique 36: Taux d'intérêt pour une installation PV de 500 kWc**



Le graphique ci-joint montre la corrélation entre le taux d'intérêt de l'emprunt et la rentabilité du projet. On observe dans ce graphique que le temps d'amortissement de l'investissement augmente légèrement dû à l'augmentation des taux d'intérêts en fonction de l'augmentation de la somme d'emprunt.

## f. Conclusions

Les quatre cas analysés plus haut montrent que tous les systèmes photovoltaïques installés en Tunisie sont amortis durant la durée du projet de 20 ans, et ce quel que soit le segment de marché concerné. En principe, les projets photovoltaïques réalisés sont donc rentables sur le plan

économique. Plusieurs segments de marché présentent une période d'amortissement inférieure à 10 ans et offrent ainsi une réelle possibilité d'investissement. Le tableau ci-dessous synthétise pour les quatre exemples de projets photovoltaïques les résultats principaux issus des analyses de sensibilité et des calculs de rentabilité :

**Tableau 10: Synthèse des résultats principaux issus des analyses de sensibilité et des calculs de rentabilité**

	PV Résidentiel (2 kWc)	Petit Tertiaire (15 kWc)	Bâtiment Agricole (150 kWc)	Grand Système (500 kWc)
<b>Caractéristiques principales</b>				
Mécanisme de soutien	PROSOL ELEC	Bâtiment solaire	Autoproduction (MT)	Autoproduction (MT)
Taux de rendement interne pour l'hypothèse de base	13%	38%	23%	18%
Amortissement (en années)	9,5	3,5	6	8
<b>Influence des facteurs de sensibilité*</b>				
Evolution des tarifs d'électricité	+++	++	++	++
Ratio consommation/production**	0	0	0	0
Taux d'intérêt	+	/	/	+
Rendement spécifique	++	++	+	++
Evolution du taux de subvention / coût du système PV	+++	+++	++	+++
Pourcentage de la dette	/	0	+	/

\* Sur une échelle allant de 0 (pas d'influence) à +++ (forte influence)

\*\* En supposant que pendant la durée du projet (20 ans), la consommation annuelle d'électricité du producteur PV ne varie pas de plus de 30% comparé à la consommation annuelle prise en compte initialement pour déterminer la taille de l'installation PV.

Comme illustré dans le tableau ci-dessus, le cas de l'installation PV à utilisation commerciale d'une puissance de 15 kWc et éligible au programme «Bâtiments Solaires», bénéficie du temps d'amortissement le plus court. Le cas de l'installation PV de taille moyenne à utilisation agricole et d'une capacité de 150 kWc est le deuxième cas le plus rentable, avec un taux de rendement interne de 23% et une durée d'amortissement de 6 ans.

Les calculs des sensibilités ont permis d'identifier les facteurs ayant le plus d'influence sur la rentabilité des projets photovoltaïques. Ainsi, on note que le niveau de subvention déterminant en fin de compte le coût du système photovoltaïque, est le facteur qui influe le plus sur la rentabilité du projet. L'ensoleillement a également un impact non négligeable sur la rentabilité des projets.

Le coût de système et l'ensoleillement sont deux facteurs très liés, puisque le rendement d'une installation photovoltaïque dépend fortement de la qualité et donc du coût des modules.

Deux des facteurs ayant le moins d'influence sur la rentabilité de l'installation sont le changement du taux d'intérêt et le pourcentage de la dette. Ceci est dû d'une part au fait que la durée du crédit de 7 ans est assez courte et les taux donc peu élevés. D'autre part, le calcul de la rentabilité d'un projet avec un système de net-metering implique la prise en considération de l'augmentation du coût de l'électricité durant la durée du projet. L'augmentation du coût de l'électricité compense alors l'effet du taux du crédit bancaire durant la durée du projet.



## 5. Entrée des entreprises sur le marché



## a. Opportunités et risques du marché PV en Tunisie

Selon l'Indice Arabe de l'Énergie Future (AFEX), lancé en septembre 2013 par le Centre Régional pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique (RCREEE), la

Tunisie est classée dans la moitié supérieure des pays de la région MENA concernant les conditions pour le développement des énergies renouvelables. Le classement a été effectué à partir de quatre catégories d'évaluation: « structure de marché », « cadre politique », « capacité institutionnelle », et enfin « finances et investissement ».

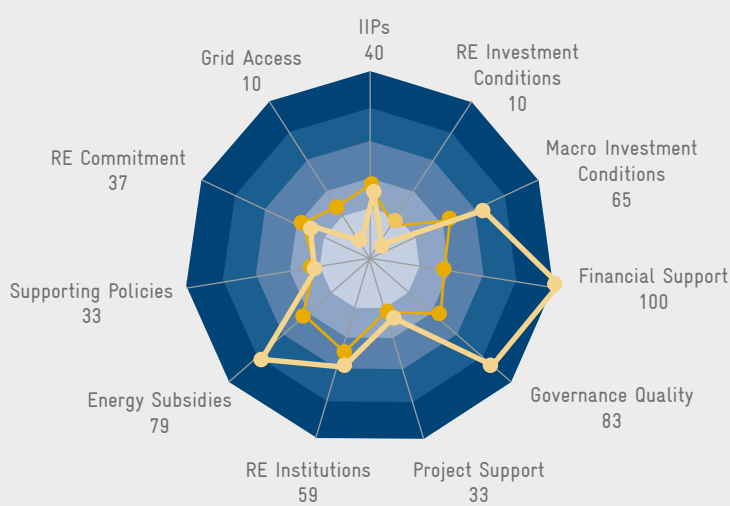
Tableau 11: Résultats de l'Indice Arabe de l'Énergie Future

	Final Scores	Market Structure	Policy Framework	Institutional Capacity	Finance and Investment
Morocco	71	70	73	69	74
Jordan	59	68	56	61	51
Egypt	53	63	32	79	38
Palestine	47	58	61	49	27
Tunisia	47	30	43	56	58
Algeria	45	60	26	60	34
Lebanon	33	14	31	50	38
Syria	29	28	27	45	17
Bahrain	28	25	12	45	17
Sudan	25	18	22	29	33
Yemen	25	25	31	24	20
Libya	20	10	18	28	23
Iraq	13	18	14	12	10

(Source: AFEX 2013)



### Tunisia 47



Le classement global de la Tunisie totalise 47 points sur 100. Comme détaillé dans le graphique en étoile ci-dessus, les 47 points sont le résultat d'une évaluation de 11 facteurs différents, analysant l'accès au réseau, les subventions énergétiques ou encore les institutions d'énergies renouvelables. Le facteur ayant obtenu le meilleur score en Tunisie est celui du soutien financier (score: 100), tandis que les facteurs « accès au réseau » et « conditions d'investissement dans les énergies renouvelables » obtiennent le score le moins élevé (score: 10). Le facteur « soutien financier » analyse le degré de soutien financier fourni par l'État pour les projets d'énergies renouvelables. Celui-ci est établi grâce à plusieurs indicateurs, parmi lesquels l'existence d'un fond pour les ER établi

par la loi, dont les sources de financement et la procédure de déboursement sont claires et transparentes. Le facteur « soutien financier » n'évalue pas l'efficacité des procédures administratives pour l'octroi du soutien, ce qui explique le score élevé attribué à la Tunisie pour ce facteur. Le rapport 2013 de l'AFEX livre l'analyse suivante : « L'industrie des énergies renouvelables en Tunisie est contradictoire. D'une part, il y a des incitations pour le développement de projets renouvelables de petite taille, à travers des aides financières claires. D'autre part, le marché de l'électricité tunisien reste fermé pour le développement privé de grande taille de projets d'énergies renouvelables. Son actuel cadre légal n'autorise pas la production privée d'électricité non sollicitée, et



prévient donc les développeurs privés d'entrer sur le marché. La Tunisie a le potentiel d'attirer des investissements dans les énergies renouvelables de par des conditions favorables aux affaires. Elle a en effet un score élevé dans la facilité de conduite des affaires, un afflux élevé d'investissements directs à l'étranger et est perçue comme ayant une forte capacité institutionnelle, tout cela permettant la confiance des investisseurs. » (AFEX 2013). Ce dernier argument de l'AFEX est cependant à considérer avec un certain recul. En effet, l'existence d'une forte capacité institutionnelle en faveur des énergies renouvelables n'informe pas sur la capacité à répondre aux attentes du secteur.

En ce qui concerne le marché du photovoltaïque, le projet ENABLING PV a permis d'identifier les opportunités et les risques suivants pour la Tunisie :

### Opportunités

- Le gouvernement tunisien affiche des objectifs ambitieux concernant les énergies renouvelables en général et le photovoltaïque en particulier. Dans ces conditions, on s'attend au maintien d'une politique de soutien stable sur le long terme, soutenu par un cadre juridique transparent et fiable. Cette perspective est justifiée d'autant plus que la politique de soutien au photovoltaïque de la Tunisie constitue un modèle pour de nombreux pays voisins.
- La Tunisie a une volonté politique clairement affichée de supprimer les subventions aux énergies fossiles. A ce sujet, le gouvernement a annoncé en mars 2013 la suppression progressive des subventions énergétiques par secteur jusqu'en 2017, entraînant une augmentation des tarifs d'électricité. Ainsi depuis juin 2014, le secteur de la cimenterie est le premier secteur soumis à des tarifs d'électricité reflétant les prix du marché.
- Les consommateurs sont sensibilisés aux technologies solaires depuis de nombreuses années, notamment grâce aux installations solaires thermiques pour la production de l'eau chaude (chauffe-eau solaire).
- Le marché des installations solaires photovoltaïques est relativement bien développé avec un réseau de distribution dense et des installateurs expérimentés possédant un bon savoir-faire.
- Les produits de qualité, notamment les équipements photovoltaïques de fabrication allemande, bénéficient d'un bon accueil sur le marché.
- La Tunisie possède d'excellentes conditions naturelles, avec un taux d'ensoleillement élevé et un climat propice à la production d'électricité photovoltaïque.

- Le pays offre un excellent taux d'électrification, permettant la connexion au réseau d'installations photovoltaïques sur plus de 99% du territoire.
- Les aides financières dont peuvent bénéficier les producteurs photovoltaïques, sous forme de subventions et crédits, contribuent de manière significative à la rentabilité des projets.
- Le secteur jouit du soutien de l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME), qui affiche sa volonté de développer des projets renouvelables.
- La Tunisie peut se prévaloir du soutien politique appuyé de l'Allemagne dans le cadre du Partenariat tuniso-allemand de l'énergie ainsi que d'autres organismes nationaux et internationaux. De plus, les structures de la GIZ et de l'AHK sont bien développées sur place.

### Risques

- Les acteurs du secteur regrettent certains retards de paiement des subventions de la part des institutions subventionnaires. En effet en 2014 par exemple, plusieurs bénéficiaires de la subvention PROSOL ELEC ont dû attendre pendant plusieurs mois le paiement de leur subvention de la part de l'ANME.
- L'adoption des lois et décrets relatifs aux énergies renouvelables souffre d'une certaine lenteur des procédures juridiques.
- La Tunisie ne dispose pas d'une association nationale de l'industrie solaire suffisamment active, qui puisse représenter d'une seule voix les intérêts de la branche. Les revendications politiques des acteurs de la filière ne peuvent être exprimées que de manière isolée, ce qui leur confère peu de poids.
- Les acteurs de la filière soulignent le caractère arbitraire des autorisations de connexion au réseau. Malgré l'existence de cahiers des charges, il manque encore l'instauration de normes nationales contraignantes pour la connexion au réseau et le branchement des installations photovoltaïques.
- Les procédures de connexion au réseau de projets photovoltaïques sont parfois trop longues.
- La note souveraine de la Tunisie a été dégradée à plusieurs reprises par les agences de notations, principalement à cause de l'augmentation des risques politiques et économiques du pays. Les notes des banques locales ont aussi été dégradées. En conséquence, les lettres de crédit à paiement différé (90 jours) ne sont plus acceptées par les banques du pays de l'exportateur.



- Il demeure difficile en Tunisie de faire des affaires en anglais. Bien qu'il soit possible de traiter en anglais avec des interlocuteurs tunisiens, la maîtrise du français reste fortement conseillée.
- Les différentes cultures d'entreprise peuvent apparaître comme des obstacles non négligeables pour certains développeurs de projets ou investisseurs.

## b. Premières étapes de prospection et de préparation à l'établissement sur le marché

L'implantation sur tout nouveau marché nécessite un certain degré de préparation et de prospection préalable. Cette préparation implique notamment l'examen du cadre réglementaire en vigueur dans le pays cible. En effet, certaines difficultés propres au pays concerné doivent être évaluées a priori, en particulier lorsqu'il s'agit de la construction des installations d'énergies renouvelables.<sup>22</sup>

La principale source juridique régulant l'investissement en Tunisie est le code d'incitations aux investissements de 1993, définissant le cadre réglementaire pour les projets d'investissement et actuellement en cours de réforme. Selon ce code, la participation étrangère dans certaines activités de services, qui doivent encore être fixées par décret, est soumise à l'approbation de la Commission Supérieure d'Investissement. En outre, la réforme du code devrait apporter des modifications à la réglementation concernant les régimes fiscaux pour les investisseurs étrangers (Cessac 2014). Au-delà des provisions du code d'incitation aux investissements, les droits de propriété doivent être pris en compte lorsque la terre est acquise pour la construction de centrales solaires. La réglementation de référence est le code de la propriété tunisien de 1965. L'achat et la location de biens et des locaux par des personnes privées ou morales étrangères sont soumis à l'approbation préalable par le gouverneur régional, sauf dans l'industrie et les zones touristiques. Les terres agricoles sont traitées quant à elles de manière beaucoup plus restrictive (Cessac 2014).

<sup>22</sup> Dans le cas de la Tunisie, les obstacles existants ont été identifiés et analysés d'un point de vue juridique dans une étude récente menée par Cécile Belet Cessac, intitulée «Analyse du cadre réglementaire de l'accès au réseau des producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Tunisie». L'étude de Cécile Belet Cessac est disponible en accès libre sur internet sur le lien suivant : [https://energypedia.info/images/2/2a/GIZ\\_Legal\\_Framework\\_fr\\_web.pdf](https://energypedia.info/images/2/2a/GIZ_Legal_Framework_fr_web.pdf)

Au-delà de l'analyse du cadre juridique, les démarches suivantes peuvent s'avérer utiles lorsqu'il s'agit d'accéder au marché tunisien :

- Détachement d'un personnel commercial franco-phone apte à s'implanter sur le marché tunisien.
- Obtention d'informations actuelles sur le marché photovoltaïque tunisien. Le meilleur moyen d'obtenir ces informations est de contacter le secrétariat du partenariat de l'énergie Tuniso- Allemand<sup>23</sup> ou le BSW-Solar.<sup>24</sup>
- Participation aux activités de l'Initiative à l'Export des Energies Renouvelables promue par le Ministère Fédéral Allemand de l'Economie et de l'Energie (BMWi)<sup>25</sup>
- Evaluation du marché pour le segment des installations photovoltaïques concerné à l'aide d'une étude de rentabilité et d'une estimation des ressources nécessaires à l'exécution des procédures administratives.
- Présentation de l'entreprise et du projet à l'Agence pour la Maitrise de l'Énergie (ANME) afin d'éveiller l'attention de l'agence par rapport aux besoins de l'entreprise et préparer les agréments nécessaires pour les activités visées par l'entreprise.
- Collecte d'information sur l'éligibilité des composants et équipements en fonction des normes et standards appliqués en Tunisie. Ces informations sont disponibles auprès de l'ANME et sont consignées dans un cahier des charges spécifiques pour l'éligibilité des installations<sup>26</sup>. A titre d'information, les installations photovoltaïques admissibles aujourd'hui doivent satisfaire les exigences suivantes :

<sup>23</sup> Les coordonnées du secrétariat du partenariat énergétique Tuniso-Allemand sont disponibles au chapitre suivant sur les contacts utiles.

<sup>24</sup> L'association de l'industrie solaire allemande BSW-Solar publie régulièrement des informations sur les marchés photovoltaïques internationaux : <http://www.solarwirtschaft.de/>

<sup>25</sup> Pour plus d'informations sur les activités de l'Initiative à l'Export des Energies Renouvelables, veuillez consulter le site de l'Initiative à l'adresse suivante : <http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Navigation/DE/Home/home.html>

<sup>26</sup> Le cahier des charges précisant les spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques raccordées au réseau est disponible en annexe

- Les modules photovoltaïques doivent être conformes aux normes internationales :
  - CEI-61215 : Modules photovoltaïques au silicium cristallin pour application terrestre
  - CEI-61646 : Modules photovoltaïques en couches minces à usage terrestre
- Les modules photovoltaïques doivent être testés, certificats à l'appui, par un laboratoire agréé. Actuellement, il n'existe pas en Tunisie de laboratoire accrédité pour effectuer les essais et tests relatifs exigences de ces deux normes. Les certificats doivent donc être délivrés ailleurs, en Europe par exemple.
- D'autres exigences spécifiques existent sur le câblage électrique en courant continu ainsi que sur les supports.
- Les onduleurs doivent satisfaire la norme DIN VDE 0126-1-1 avec un certificat d'essai délivré par une tierce partie reconnue.

- Collecte d'informations sur le système d'octroi des privilèges fiscaux pour l'importation des équipements et composants des systèmes photovoltaïques en Tunisie. Ces privilèges concernent les droits de douanes et l'exonération de la taxe à la valeur ajoutée. Les privilèges fiscaux accordés pour les équipements et composants lors de l'importation sont fixés par décret.<sup>27</sup> La liste des équipements et produits est continuellement mise à jour. Le privilège fiscal se prépare avant chaque opération d'importation d'équipement ou de composant. Un dossier doit être remis à l'ANME pour solliciter son accord pour l'octroi des privilèges.

<sup>27</sup> Actuellement, ces produits et équipements sont régis par le décret n° 2012-2773 du 19 novembre 2012 modifiant et complétant le décret n° 95-744 du 24 avril 1995, portant application des articles 88 et 89 de la loi n° 94-127 du 26 décembre 1994 portant loi de finances pour la gestion 1995 relatifs à la fixation des listes des matières premières et des produits semi-finis nécessaires à la fabrication des équipements utilisés dans la maîtrise de l'énergie ou dans le domaine des énergies renouvelables et des équipements utilisés dans la maîtrise de l'énergie ou dans le domaine des énergies renouvelables. Ce décret est disponible à l'adresse suivante : [http://www.legislation.tn/fi/detailtexte/D%C3%A9cret-num-2012-2773-du-19-11-2012-jort-2012-093\\_\\_2012093027733](http://www.legislation.tn/fi/detailtexte/D%C3%A9cret-num-2012-2773-du-19-11-2012-jort-2012-093__2012093027733)

- Prise en considération d'une éventuelle adhésion de l'entreprise à une association de l'industrie solaire en Tunisie, qui pourrait notamment faciliter le contact avec des sociétés actives dans le secteur photovoltaïque. L'adhésion à une association représentant les intérêts de l'entreprise est une des recommandations de la GIZ et de la chambre de commerce Tuniso-Allemande.
- Identification d'un représentant commercial sur place, qui puisse participer à l'évaluation du marché, à la création d'un réseau de relations et à la mise en place d'un circuit de distribution.
- Prise de contact avec un conseil juridique sur place, afin de garantir la formulation de contrats respectant les contraintes juridiques locales.
- Acquisition des autorisations d'installations via l'ANME et certification des composants de l'installation selon les normes applicables pour l'éligibilité des installations au programme PROSOL ELEC.
- Choix des fournisseurs et prestataires de services notamment en ce qui concerne la logistique (transporteurs, transitaires).

### Catégories d'entreprises actives dans le secteur énergétique

Les activités d'une entreprise du secteur énergétique peuvent être répertoriées dans trois catégories distinctes :

1. Les entreprises d'installation : Un cahier des charges définit l'ensemble des dispositions qui régissent les conditions et procédures permettant aux installateurs de figurer sur la liste des installateurs éligibles pour opérer dans le cadre du programme PROSOL ELEC. L'éligibilité de l'installateur au programme PROSOL est tributaire de l'avis favorable de l'ANME, après examen du dossier déposé par l'entreprise. Les principaux critères pour obtenir l'éligibilité en tant qu'entreprise installatrice sont les suivants<sup>28</sup>:
  - L'installateur a réalisé au minimum trois références récentes d'installations PV au cours des trois années écoulées avant le dépôt du dossier.
  - La société installatrice a parmi son effectif permanent, un ingénieur ou technicien supérieur ayant reçu une formation qualifiante dispensée par un

<sup>28</sup> Pour plus d'informations concernant les conditions d'éligibilité des installateurs au programme PROSOL ELEC, veuillez consulter les documents en annexe

établissement spécialisé sur les aspects relatifs à la réalisation des installations photovoltaïques.

- Les agents de l'installateur ont participé à un stage pratique, organisé par le fabricant des équipements PV ou son représentant en Tunisie et portant sur les prestations d'installation et de maintenance de ces équipements.
- L'installateur sera accompagné lors de la réalisation des trois premières installations connectées au réseau par une entreprise, tunisienne ou étrangère, ayant une bonne expérience dans le domaine (ayant réalisé au moins cinq installations photovoltaïques connectées au réseau durant les trois dernières années).

De plus, il est préférable que l'entreprise sollicite le Ministère de l'Équipement et de l'Environnement pour un agrément d'entreprise d'électricité générale (Type B2). En effet cet agrément permet une meilleure couverture légale de l'entreprise ainsi que l'accès aux marchés publics. Le cahier des charges du Ministère de l'Équipement et de l'Environnement segmente le marché selon les montants des travaux, cette même segmentation est aussi reconnue par la STEG ainsi que par les compagnies d'assurance qui proposent des polices d'assurances type « Tous Risques Chantiers », « Tous Risques Montage » et type « Responsabilité Civile Décennale ».

2. Les Entreprises de Services Énergétiques (ESE) : Ces entreprises sont régies par un cahier des charges spécifique qui leur permet de financer les investissements et réaliser des installations pour tiers à travers la signature d'un contrat de garantie des performances.<sup>29</sup> L'État tunisien garantit, à travers la Société Tunisienne de Garantie (Sotugar) les investissements et les crédits octroyées par les opérateurs financiers internationaux et/ou locaux. Très peu d'entreprises ont vu le jour jusqu'à présent malgré le fait que le cahier des charges existe depuis 2004. La baisse des prix des panneaux photovoltaïques sur le marché international

constitue une opportunité pour redynamiser ce type d'entreprises. Les entreprises désireuses de pénétrer le marché tunisien en tant qu'ESE doivent présenter un dossier d'éligibilité auprès de l'ANME, ce dossier doit porter sur les capacités humaines et matérielles de l'entreprise et se compose comme suit :

- Un descriptif de la forme juridique de l'établissement/raison sociale/nature de l'activité/siège social/identité de son représentant légal.
- Les curriculum vitae du personnel de l'entreprise ainsi que des copies de leurs diplômes.
- Une copie de la police d'assurance pour la couverture des risques liés aux économies d'énergie garanties.
- Des justificatifs de l'emploi du personnel qualifié nécessaire : ingénieurs thermiciens, électriciens et économistes (contrat, attestation d'affiliation à l'une des caisses de sécurité sociale).
- Les références de l'entreprise à l'échelle nationale ou internationale.

3. Entreprise commerciale : Entreprise active dans l'importation des équipements et composants des installations photovoltaïques. Cette catégorie d'entreprise peut avoir un statut résident ou non résident. Les entreprises commerciales peuvent bénéficier d'avantages fiscaux et autres avantages tels que l'exonération des impôts sur le bénéfice pour une période allant de trois années jusqu'à dix années (en fonction du régime), la prise en charge par l'État des charges sociales des salariés pendant une période allant de trois années jusqu'à cinq années et l'engagement de personnel étranger. Cette catégorie d'entreprises permettrait une présence sur le marché local sans pour autant s'engager sur les marchés des travaux qui nécessitent une présence beaucoup plus importante et un personnel hautement qualifié pour répondre aux exigences contractuelles et légales de ce genre de marché.

<sup>29</sup> L'Arrêté du ministre de l'industrie, de l'énergie et des petites et moyennes entreprises du 4 Décembre 2004, portant approbation du cahier des charges relatif à l'organisation de l'activité des établissements de services énergétiques (Jort n°99 publié le 10 Décembre 2004) tel que complété par l'arrêté du 15 Septembre 2005 (Jort n° 76 publié le 23 Septembre 2005), est disponible sur le site internet de l'ANME à l'adresse suivante : <http://www.anme.nat.tn/index.php?id=121>

### c. Contacts utiles en Tunisie et en Allemagne

Tableau 12: Contacts utiles en Tunisie et en Allemagne

Pays	Organisation	Personne de contact
Tunisie	Secrétariat du Partenariat Tuniso-Allemand de l'énergie mis en œuvre par l'Agence allemande de coopération internationale (GIZ)	<b>Martin Baltes</b> Secrétariat du partenariat énergétique Tuniso-Allemand Direction Générale de l'Energie au Ministère de l'Industrie 40 avenue du Japon, 3ème étage 1073 Tunis (Montplaisir), Tunisie Tél: +216 71 902 603 Fax: +216 71 905 011 Mail: Martin.baltes@giz.de
Tunisie	Chambre Tuniso-Allemande de l'Industrie et du Commerce (AHK) – Dans le cadre du partenariat énergétique Tuniso-Allemand	<b>Andrea Ben Mahmoud</b> Immeuble «Le Dôme», 1er étage Rue du Lac Léman 1053 Les Berges du Lac, Tunisie Tél: + 216 71 965 280 Fax: +216 70 014 179 Mail: info@ahktunis.org Site internet: www.ahktunis.org
Tunisie	Confédération des entreprises citoyennes de Tunisie (CONECT)	<b>Douja Ben Mahmoud Gharbi, Vice-présidente</b> 8 rue Imem Ibn Hanbal Menzah 1004 Tunis, Tunisie Tél: +216 71 23 14 22 / 71 23 14 02 Fax: +216 71 23 10 59 Mail : douja@topnet.tn Site internet: http://conect.org.tn/
Allemagne	Association de l'industrie solaire allemande (BSW-Solar)	<b>Jörg Mayer, directeur</b> BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Quartier 207 Friedrichstraße 78 10117 Berlin Tél: +49 (0) 30 29 777 88 51 Fax: +49 (0) 30 29 777 88 99 Mail: mayer@bsw-solar.de Site internet: www.solarwirtschaft.de
Allemagne	Initiative à l'Export des Energies Renouvelables - Ministère Fédéral Allemand de l'Economie et de l'Energie (BMWi)	<b>Secrétariat</b> Exportinitiative Erneuerbare Energien Scharnhorststr. 34-37 10115 Berlin Tél: +49 (0)30 18615-7386 Fax : +49 (0)30 18615-5400 Site internet : www.export-erneuerbare.de

De plus, l'initiative ecopark ([www.ecopark.tn](http://www.ecopark.tn)) a publié l'annuaire des entreprises actives dans le secteur photovol-

taïque en Tunisie, disponible à l'adresse suivante : <http://bsw.li/1rlvtHS>.

## d. Recommandations politiques

De nombreux efforts nationaux ont été entrepris jusqu'ici pour soutenir le développement de la filière photovoltaïque. Aujourd'hui, les avancées du secteur en Tunisie constituent non seulement un exemple positif pour de nombreux pays de la région, mais aussi un fondement important pour atteindre l'objectif de 30% d'énergies renouvelable dans la production d'électricité d'ici 2030. Parmi les nombreuses mesures favorisant le développement du secteur photovoltaïque, la mise en place de mesures incitatives comme PROSOL ELEC présente un intérêt aussi bien économique que social. Dans un contexte d'élimination des subventions aux énergies fossiles entraînant l'augmentation des prix de l'électricité, les aides financières au photovoltaïque permettent en effet de renforcer l'acceptation de la population vis à vis des technologies solaires. Sur le plan économique, le programme PROSOL ELEC a permis des retombées positives notamment en favorisant la création d'un tissu d'entreprises installatrices.

Le rôle des décideurs politiques est déterminant pour garantir l'essor durable du secteur photovoltaïque en Tunisie. Les recommandations politiques formulées ci-dessous visent donc à actionner des leviers efficaces permettant de renforcer le développement de la filière.

### Optimisation du mécanisme de soutien PROSOL ELEC

Depuis sa création en 2010, le dispositif PROSOL ELEC a largement contribué à l'essor du secteur photovoltaïque en Tunisie. Aujourd'hui cependant, plusieurs aspects du programme mériteraient d'être adaptés afin de continuer à soutenir efficacement le déploiement de la filière :

- Allocation de crédits bancaires pour les installations de plus de 2 kWc afin de cibler de plus grands consommateurs d'électricité
- Elargissement de l'éligibilité du programme aux locataires, afin de faciliter la participation de consommateurs modestes au développement du photovoltaïque. Cette mesure impliquerait de modifier les conditions d'éligibilité au programme PROSOL ELEC qui requièrent actuellement que le propriétaire de l'installation PV soit également le propriétaire du logement
- Instauration d'un cadre juridique permettant l'application de nouveaux types de contrat de fourniture d'électricité autorisant le producteur photovoltaïque à fournir son électricité aux occupants du bâtiment sur lequel est placée l'installation. Les occupants auraient

en outre la possibilité de consommer l'électricité du réseau en cas de besoin

- Mise en place d'un système de dégressivité des subventions, voire l'élimination totale des subventions à l'investissement afin d'éviter l'effet d'aubaine pour les grands consommateurs d'électricité dont la facture profite le plus des économies dues à la production d'électricité photovoltaïque.
- Médiatisation plus importante du programme PROSOL ELEC au niveau national, afin de promouvoir les avantages du dispositif de soutien et augmenter son attractivité. Entre 5 et 10% du budget alloué au programme PROSOL ELEC devrait être attribué au marketing.

Au-delà de l'optimisation du mécanisme PROSOL ELEC, il serait important de clarifier en général le panel des subventions disponibles pour le photovoltaïque. On constate en effet un manque de clarté dans les types de subventions susceptibles d'être allouées aux installations connectées en basse tension. En effet, certaines subventions comme celle pour l'autoproduction en basse tension ne sont pas ou peu sollicitées au profit d'autres subventions (subvention bâtiment solaire ou autoproduction en moyenne tension), dépendant de la taille de l'installation et du niveau de tension auquel elle est connectée.

### Exploitation de nouveaux segments de marché

Au-delà du succès du programme PROSOL ELEC destiné aux petites installations, la filière photovoltaïque requière le développement des segments de marché pour les installations de plus de 2 kWc. Une condition à ce développement est la garantie de conditions d'investissement stables et pérennes. Dans ce but, il est important que le gouvernement garantisse le versement sans délai des subventions. En effet, le retard des versements nuit à toute la chaîne de distribution et déstabilise durablement le marché tunisien. La publication d'appels d'offres destinés à la réalisation de projets photovoltaïques de grande ampleur représente une alternative intéressante pour l'exploitation du segment de marché des grandes installations. De tels appels d'offre permettraient une augmentation rapide des capacités photovoltaïques installées sur le réseau. Le développement du secteur photovoltaïque à travers des appels d'offre ne doit cependant pas se faire au détriment des petites installations à usage résidentiel et commercial. En effet, la viabilité du marché photovoltaïque tunisien dépend de la multiplicité de ses acteurs.

### Renforcement du cadre juridique

Le cadre juridique en faveur de l'autoproduction d'électricité provenant d'installations d'énergies renouvelables devrait encadrer plus en détail le pouvoir discrétionnaire des autorités compétentes et des opérateurs de réseau. Par exemple, le cadre juridique devrait définir clairement les délais octroyés à chaque partie concernant l'attribution d'autorisations.

De plus, le gouvernement devrait mettre en place une chambre de compensation autorisée à résoudre à l'amiable les différends concernant les raccordements au réseau ne pouvant pas être invoqués devant un tribunal.

### Renforcement du réseau électrique

Dans une perspective à long terme, le déploiement durable du secteur est aussi conditionné à l'existence d'un réseau électrique capable d'accueillir des capacités photovoltaïques importantes. A cet égard, la mise en place d'un système permettant de financer le renforcement du réseau électrique tunisien est nécessaire. A l'heure actuelle, la contribution financière pour l'entretien du réseau tunisien à laquelle sont soumis les autoproducteurs n'est pas suffisante.

### Renforcement des compétences

Afin d'établir une industrie solaire tunisienne forte et performante, il est nécessaire de mettre en place des mesures visant à renforcer les compétences professionnelles des acteurs du secteur. On peut imaginer la création de programmes de recherche dans le cadre de partenariats publics-privés ou encore l'intégration de formations spécialisées dans les établissements d'enseignement comme les universités ou les chambres des métiers. En outre, le rôle exemplaire des pouvoirs publics à travers le financement de projets pilotes innovants sur les bâtiments publics permettrait d'encourager le développement de nouvelles compétences tout en augmentant l'acceptation de la population concernant la technologie photovoltaïque.

### Elimination des restrictions commerciales

La plus-value économique au niveau national et régional peut être générée sans restriction commerciale. En effet, le bénéfice économique des projets impliquant l'usage des énergies renouvelables est généré notamment grâce au fait que les technologies renouvelables sont disponibles à peu de frais, de sorte que l'énergie renouvelable peut être produite à bas coût et avec des externalités faibles. Plusieurs arguments justifient cette hypothèse :

1. La production de masse, la recherche et le développement ainsi que l'acquisition d'expérience dans la production et l'installation conduisent à une baisse du prix des produits pour la production d'énergie renouvelables, tels que les panneaux photovoltaïques. A cela s'ajoute la baisse du prix des composants électriques et électroniques qui entraîne la diminution au niveau mondial de la part de valeur ajoutée des produits industriels. En conséquence, la chaîne de valeur située en aval gagne en importance. C'est pourquoi il est surtout important pour les technologies décentralisées utilisant des énergies primaires telles que l'énergie solaire de disposer localement d'ingénieurs et d'installateurs qualifiés capables d'effectuer les opérations d'installation et de maintenance des installations.
2. A mesure que les coûts de production des produits d'énergie renouvelable baissent, la part relative des coûts de transport et de logistique augmente jusqu'à atteindre un niveau disproportionné dans le prix de vente final du produit. Cette situation augmente les chances d'attirer des entreprises à proximité des marchés, pour autant que l'infrastructure disponible dans le marché cible de l'entreprise reste attrayante.
3. En tant que retombées positives de la production industrielle, la formation et la recherche doivent être considérées comme des objectifs de programmes de politique industrielle. Le potentiel de recherche dans le domaine des énergies renouvelables réside à la fois dans la recherche fondamentale et appliquée. Par exemple, un des objets de recherche appliquée peut être l'adaptation des énergies renouvelables aux conditions locales de production d'électricité. Les entreprises prévoyant la pénétration d'un marché à long terme auront tendance à former leur personnel sur place et s'orienteront donc vers les établissements de formation locaux. C'est pourquoi l'assistance des institutions locales est nécessaire pour s'assurer que le transfert de connaissances se fasse le plus facilement possible.
4. L'existence de projets décentralisés et d'infrastructures de distribution développées augmente à long terme les chances d'implantation d'entreprises étrangères ainsi que le développement local d'établissements de formation. Plus le marché est attrayant, plus les entreprises s'installent sur place et investissent dans la main-d'œuvre locale.



## 6. Perspectives



## a. Nouvelle loi pour les énergies renouvelables

En novembre 2013, la première version du projet de loi sur la production d'électricité à partir des énergies renouvelables a été présentée à l'Assemblée Nationale Constituante (ANC). Le texte vise à réguler le marché de l'électricité tunisien en procédant à l'ouverture du marché aux acteurs privés. La loi autorise ainsi l'apparition de producteurs indépendants d'électricité et règlemente également le prix d'achat de cette électricité par la STEG. La nouvelle loi ouvre le marché photovoltaïque aux grands systèmes de l'ordre du MW. Elle représente ainsi le principal instrument juridique permettant à la Tunisie d'atteindre ses objectifs énergétiques nationaux, à savoir 30% d'énergies renouvelables dans le mix électrique tunisien en 2030. Parmi ces 30%, un tiers sera produit grâce au photovoltaïque. Ces objectifs nationaux n'étant actuellement pas présents dans la législation en vigueur, il serait opportun de les inscrire dans la nouvelle loi afin de leur conférer une valeur réglementaire (Cessac 2014). D'un point de vue technique, l'analyse critique de Cessac sur le projet de loi souligne que « l'accès aux informations du réseau électrique et à son état n'est pas évoqué [...], alors qu'il est déterminant pour apprécier sa capacité d'accueil et les coûts afférents à son renforcement éventuel. » (Cessac 2014).

La version révisée du texte de loi prévoit en outre la création d'une commission de régulation de l'énergie, qui agirait en tant qu'autorité indépendante et pourrait édicter des décrets d'adoption de la loi. La commission de régulation serait ainsi chargée de mettre à exécution la régulation du marché de l'électricité. Elle définirait les codes de réseau et les contrats d'achat de l'électricité pour les installations photovoltaïques connectées au réseau. Son rôle serait également de définir des procédures claires et précises pour l'intégration au réseau décentralisée de l'électricité provenant d'installations d'énergies renouvelables. Cependant, on regrette que dans la version révisée du texte de loi, la « commission envisagée ne contient pas dans son ADN toutes les caractéristiques de l'indépendance pour ce type d'institution, puisque placée sous la tutelle du Ministre et qui désigne les membres qui la composent » (Cessac 2014).

A l'heure actuelle, la loi est en phase parlementaire et devrait être adoptée au plus tôt à l'automne 2014. Une fois la loi adoptée, de nombreux décrets d'application devront

ensuite être publiés. Ceux-ci devraient entrer en vigueur au plus tôt un an après la publication de la loi. La publication de ces décrets relève principalement de la compétence du Ministère de l'Énergie. Ils devraient définir les codes de réseau ainsi que les tarifs d'achat de l'électricité par la STEG provenant des producteurs indépendants. Les tarifs d'achat devraient dans un premier temps être déterminés par la commission de régulation, avant d'être approuvés par le ministre de l'énergie.

Enfin, la filière photovoltaïque est également dans l'attente de la promulgation de deux autres textes juridiques dont le contenu reste jusqu'ici peu connu, à savoir le Code d'Incitation aux Investissements et la loi sur les partenariats publics-privés. On ne s'attend cependant pas à des restrictions concernant l'accès au marché des entreprises étrangères. Les investisseurs étrangers devraient en effet être considérés au même titre que les investisseurs locaux.

## b. Contrat d'achat de l'électricité pour les installations PV connectées au réseau MT

Depuis le début du mois de septembre 2014, le contrat d'achat de l'électricité pour les installations photovoltaïques en autoproduction connectées au réseau MT est mis à disposition sur le site internet de la STEG.<sup>30</sup> Cependant, les tarifs d'achat de l'électricité applicables pour les installations photovoltaïques n'ont pas encore été officiellement publiés. Dans l'attente de leur publication officielle, les tarifs peuvent être obtenus en contactant la STEG. Selon des informations obtenues en juillet 2014, ces tarifs sont en vigueur à partir de septembre 2014.

<sup>30</sup> Le « contrat d'achat par la STEG de l'excédent d'énergie électrique produite à partir d'une installation de cogénération ou d'énergies renouvelables » est disponible sur le site internet de la STEG à l'adresse suivante : [https://www.steg.com.tn/dwll/tarifs/Contrat\\_d\\_achat\\_de\\_l\\_excident%20\(Pages%201\\_9%20\\_%20remplir\)%20.pdf](https://www.steg.com.tn/dwll/tarifs/Contrat_d_achat_de_l_excident%20(Pages%201_9%20_%20remplir)%20.pdf)



## 7. Conclusions



Le projet ENABLING PV a permis d'établir une évaluation du marché photovoltaïque en Tunisie à travers une série d'entretiens avec les acteurs du secteur, ainsi qu'une analyse de rentabilité des modèles commerciaux appliqués actuellement au photovoltaïque. L'analyse du marché s'accompagne d'une analyse de la politique énergétique tunisienne.

L'analyse contextuelle de la Tunisie révèle que le pays jouit de nombreuses conditions propices au développement du photovoltaïque. D'une part, les conditions géographiques sont excellentes, avec un ensoleillement permettant aux installations une production d'électricité annuelle de plus de 1.700 kWh / kWc / an. D'autre part, la Tunisie affiche un déficit énergétique croissant depuis 2000, dû à l'augmentation de la consommation énergétique nationale combiné au déclin des gisements d'hydrocarbures. De plus, la volonté du gouvernement d'éliminer les subventions publiques aux énergies fossiles, entraînant ainsi une augmentation des tarifs d'électricité, constitue un avantage concurrentiel pour le secteur photovoltaïque. Enfin, l'objectif national de 30% d'énergies renouvelables dans le mix électrique d'ici 2030 ouvre la voie à l'utilisation renforcée du photovoltaïque. Cet objectif se double d'une adaptation du cadre réglementaire en faveur des énergies renouvelables qui devrait entrer en vigueur dans les prochains mois et permettre ainsi le développement à grande échelle des énergies renouvelables.

Actuellement, le cadre juridique constitue une des principales difficultés pour la réalisation de projets photovoltaïques de grande ampleur en Tunisie. La législation en vigueur n'autorise en effet que la production d'électricité photovoltaïque à des fins de consommation propre. De plus, l'autoproduction en moyenne tension n'est possible que pour les entreprises du secteur industriel, tertiaire et agricole. Enfin, les entreprises souhaitant développer de grands projets photovoltaïques en Tunisie font face à la difficulté d'obtenir des financements bancaires, principalement en raison du manque de confiance des banques vis-à-vis de ce type de projets.

Toutefois, dans l'attente d'un cadre juridique permettant l'ouverture du marché aux producteurs d'électricité indépendants, certains modèles commerciaux s'avèrent d'ores et déjà particulièrement intéressants pour les investisseurs et développeurs de projets. En effet, les simulations effectuées pour quatre installations-types ont montré la forte attractivité de certains modèles commerciaux

photovoltaïques appliqués en Tunisie. Les petits systèmes photovoltaïques à utilisation commerciale d'une puissance de 15 kWc et éligibles au programme «Bâtiments Solaires» sont de loin les plus attractifs. Avec un taux de rentabilité interne (TRI) de 38% et une période d'amortissement de 3,5 ans seulement, ces projets constituent une alternative lucrative pour les investisseurs. Les installations PV d'une capacité de 2 kWc, destinées aux particuliers et éligibles au programme PROSOL ELEC affichent un taux de rentabilité interne de 13% et une période d'amortissement de 9,5 ans. Malgré des résultats modestes d'un point de vue purement économique, ces installations représentent néanmoins une alternative très attractive pour un ménage. Enfin, les installations PV de 150 kWc utilisées dans le secteur industriel ou agricole ainsi que les installations de 500 kWc à utilisation industrielle affichent des TRI respectifs de 23% et 18%, avec une période d'amortissement de 6 et 8 ans. Bien que ces projets ne constituent pas pour l'instant une alternative particulièrement attractive pour les investisseurs, les nombreux signaux évoqués plus haut montrent que les conditions économiques de ce type de projets pourraient évoluer de manière positive.

Avec son fort taux d'ensoleillement et une volonté politique favorable aux énergies renouvelables, la Tunisie offre des conditions propices au développement des projets photovoltaïques. L'entrée en vigueur d'un cadre juridique réformé et adapté aux particularités des énergies renouvelables promet d'ouvrir la voie à de nouveaux modèles commerciaux attractifs pour les investisseurs.

## 8. Annexes

### a. Méthodologie

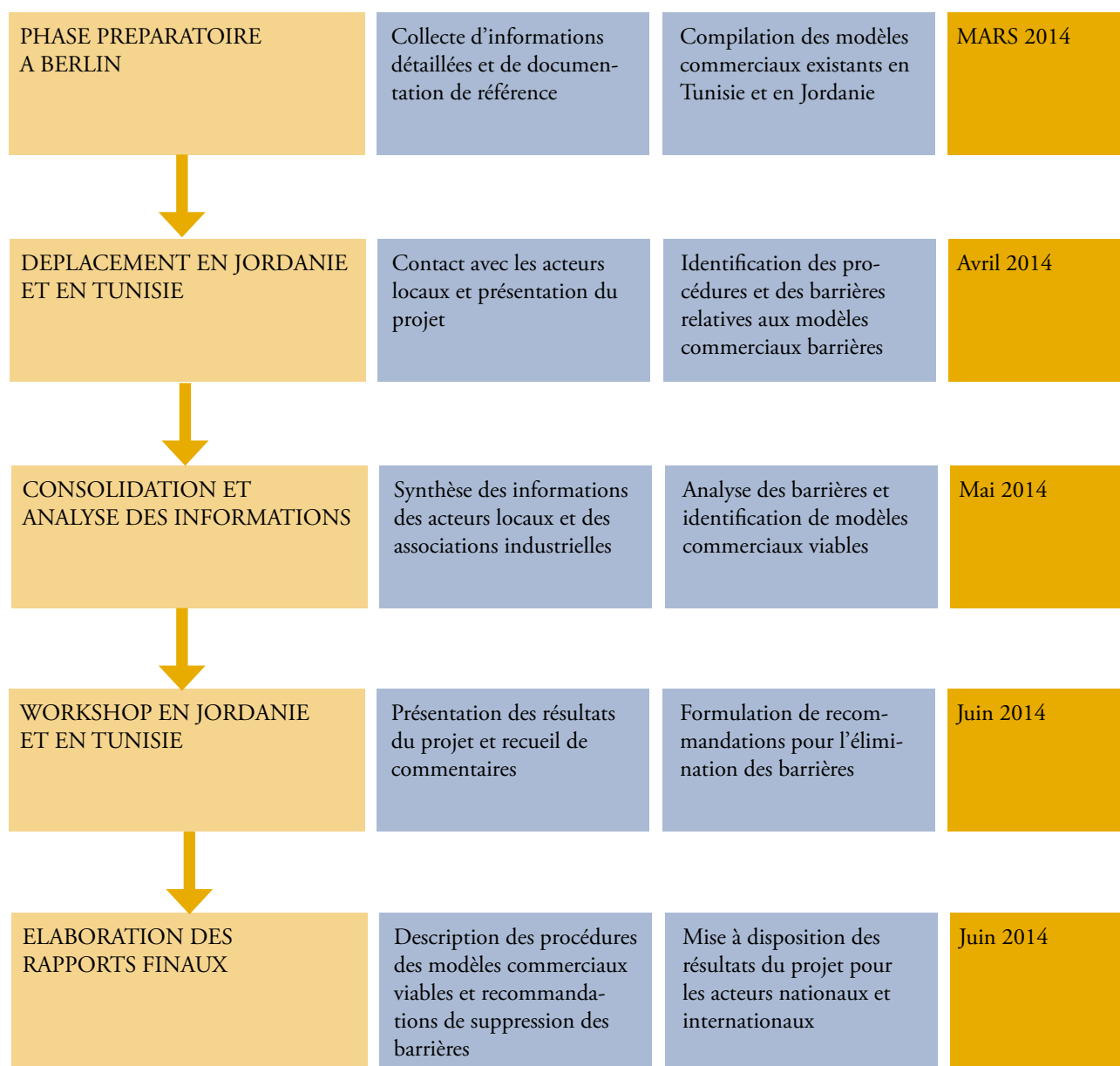
#### Déroulement du projet

Une des finalités du projet « ENABLING PV » était d'initier une coopération étroite avec les entreprises de l'énergie solaire et les associations de l'industrie solaire en Jordanie et en Tunisie. Dans ce but, la mise en œuvre du projet a prévu la réalisation de deux voyages effectués dans chaque pays. Le premier voyage du 6 au 10 avril 2014 avait pour but de rencontrer les acteurs publics et privés du secteur photovoltaïque afin de recueillir leur perspective et leur expérience du secteur au cours d'entretiens bilatéraux. Les informations obtenues sur les modèles commerciaux existants ont ensuite été analysées et présentées dans un rapport à l'attention d'investisseurs et de développeurs de projets nationaux ou étrangers, mais aussi des décideurs

politiques. Après la rédaction du rapport, un deuxième voyage a été effectué entre le 11 et le 13 juin pour présenter et discuter les résultats obtenus dans le cadre d'un séminaire, auquel ont été conviés tous les acteurs interviewés lors du premier voyage. Les observations des acteurs et les conclusions tirées à l'issue du séminaire ont ensuite été prises en compte lors de la finalisation du rapport. La participation des acteurs locaux du secteur privé autant que public a été très importante car elle a permis à l'équipe du projet d'acquérir une compréhension approfondie des processus de développement de l'énergie solaire photovoltaïque en Tunisie et en Jordanie et d'identifier les besoins spécifiques auxquels pouvait répondre le projet « ENABLING PV ».

## Calendrier et étapes du projet

Graphique 37: Calendrier et étapes du projet « ENABLING PV dans la région MENA »





## b. Situation générale du PV en Tunisie

### L'essentiel

- Un déficit croissant du solde énergétique national
- Une demande électrique en constante augmentation, surtout pendant la pointe estivale
- Une forte dépendance au gaz naturel
- Une faible pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique
- Un déficit dans le budget de l'Etat qui ne cesse de croître
- Une forte subvention publique de l'énergie fossile

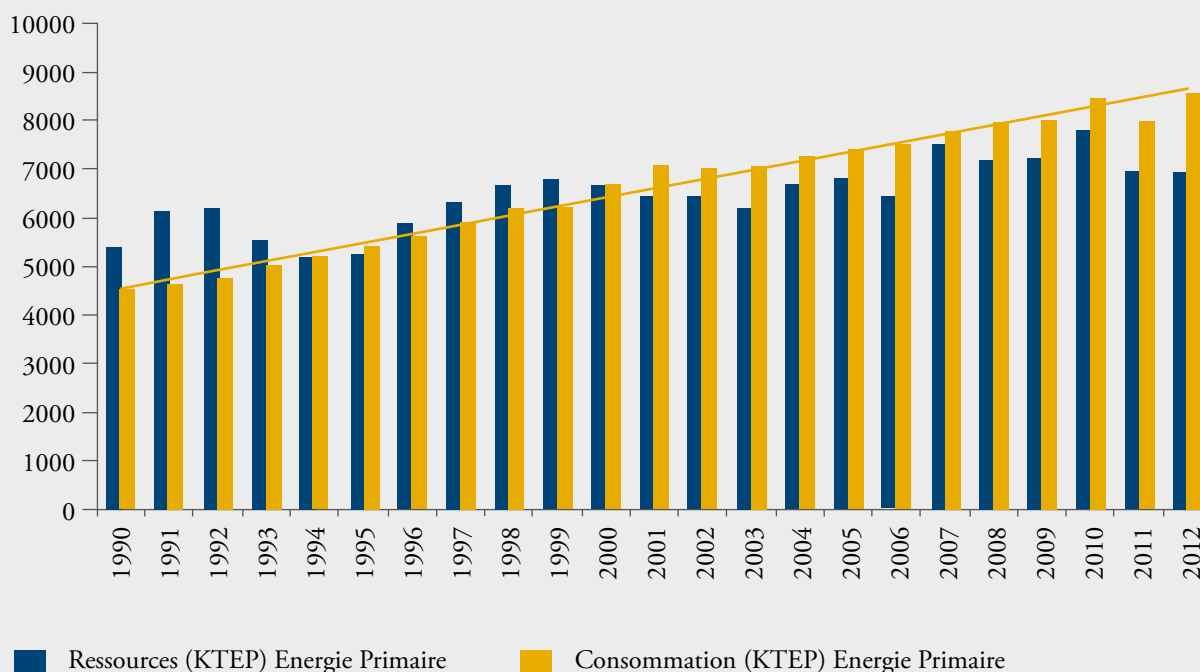
### Situation énergétique et ressources existantes

Historiquement, la Tunisie n'a jamais été dotée de ressources naturelles d'hydrocarbures conséquentes capables de couvrir les besoins nationaux en énergie primaire. L'énergie fossile du pays a joué un rôle très important dans le développement économique et social du pays, sans pour autant représenter une part constante dans le produit intérieur brut (PIB). Cette contribution était principalement liée à la disponibilité des ressources énergétiques à des tarifs intéressants aussi bien pour les opérateurs économiques que pour les citoyens.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de l'exploitation des ressources énergétiques et de la consommation en énergie primaire en Tunisie de 1990 à 2012. La courbe rouge indique l'augmentation annuelle moyenne de la consommation d'énergie primaire, qui était de l'ordre de

1,6% sur la période de 1990 à 2012. On constate que depuis l'année 2000, la consommation en énergie primaire du pays est restée supérieure aux ressources disponibles, pour atteindre 8544 kilotonnes équivalent pétrole (ktep) en 2012. Ce déficit énergétique s'explique d'une part par la croissance économique de la Tunisie, qui a entraîné une augmentation de la consommation d'énergie des secteurs économiques mais aussi des secteurs non productifs, en particulier le secteur résidentiel. D'autre part, cette augmentation de la demande s'accompagne d'une stagnation des nouvelles découvertes de gisements d'hydrocarbures. En conséquence, la Tunisie affiche une forte dépendance aux marchés énergétiques internationaux, notamment ceux des produits pétroliers. Cependant ces marchés sont soumis à des fluctuations importantes, non sans conséquences sur le plan économique et social en Tunisie.

Graphique 38: Evolution de l'exploitation des ressources énergétiques et de la consommation en énergie primaire en Tunisie (ANME, 2012)

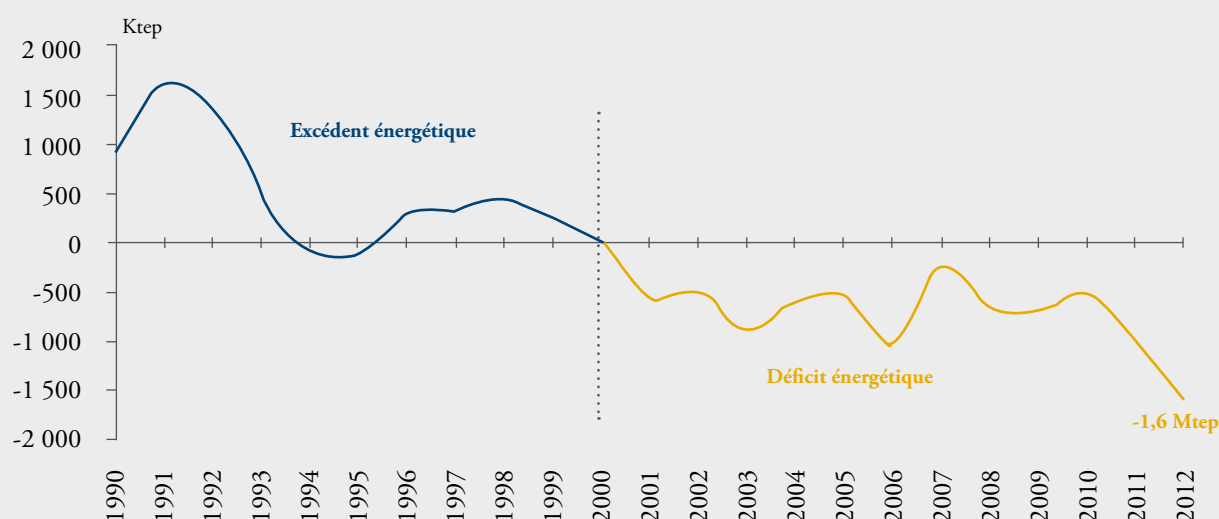


Le gaz naturel représente 55% de la consommation d'énergie primaire en 2012 alors qu'il ne représentait que 34% en 1990. Cette augmentation est la conséquence de la politique de substitution engagée par le gouvernement tunisien dans les années 90 pour diversifier les sources énergétiques et atténuer les fluctuations du prix du baril sur le marché international.

L'évolution du bilan énergétique national depuis 1990 jusqu'en 2012 est illustrée sur le graphique ci-dessous. On observe que la Tunisie est passée d'une situation excédentaire entre 1990 et 1994 à une situation d'équilibre durant la période 1994-2000. Le passage à un solde énergétique déficitaire est clairement visible depuis l'année 2000.

## Le secteur de l'électricité

Graphique 39: Evolution du solde énergétique tunisien en Ktep (ANME, 2013)



### Une part croissante dans la consommation d'énergie

Le secteur électrique couvre une part de plus en plus importante dans la consommation d'énergie primaire. La consommation d'énergie primaire affectée à la production d'électricité a évolué de 2318 kilotonnes équivalent pétrole (ktep) en 2000 à 3550 ktep en 2010. Sa part dans la consommation d'énergie primaire totale est passée ainsi de 34% en 2000 à 45% en 2010.

La production d'électricité tunisienne correspondait en 2010 à environ 15,8 térawattheure (TWh), contre environ 10 TWh en 2000 et 5,5 TWh en 1990. Ainsi, la part de

l'électricité dans la consommation d'énergie finale totale est passée de 14% en 2000 à près de 20% en 2010.

L'évolution de cette demande d'électricité a été portée essentiellement par les ménages, secteur qui ne contribue pas significativement à la croissance économique. En 2013, la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) comptait plus de 3,5 millions de clients connectés au réseau électrique national, dont 99,5% sont connectés au réseau basse tension. Le tableau ci-dessous montre l'évolution du nombre de clients de la STEG depuis 2008.

Tableau 13: Nombre de clients de la STEG depuis 2008 (STEG, 2014)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Haute tension</b>	18	18	18	20	20	21
<b>Moyenne tension</b>	14476	15106	15653	16688	16500	16761
<b>Basse tension</b>	2949001	3041233	3145392	3285746	3461405	3485308

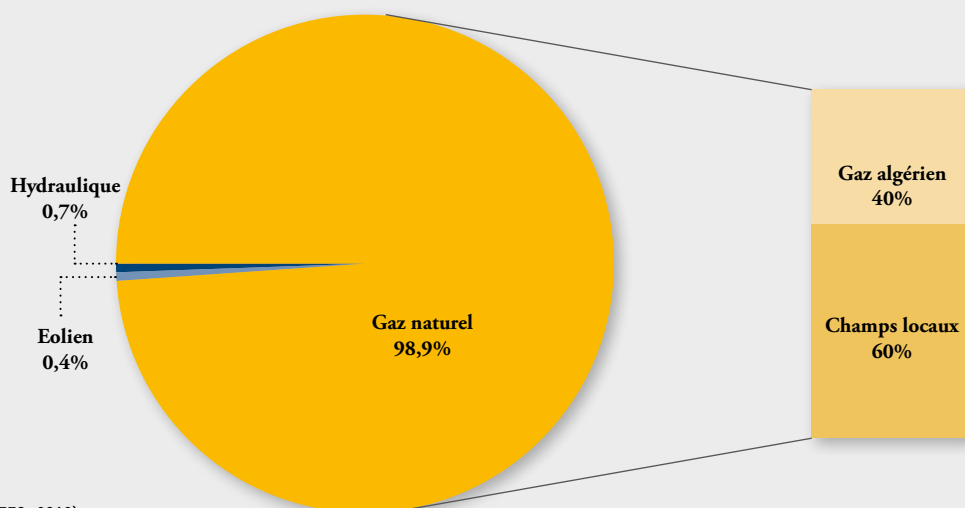
### Une forte dépendance au gaz naturel dans le mix énergétique

Le mix électrique tunisien est très peu diversifié, avec une très faible pénétration des énergies renouvelables. La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2010 ne représente que 1,1%, avec une forte dominance de l'électricité hydraulique et éolienne. Le reste est essentiellement produit à partir du gaz naturel, dont

62% provient des champs nationaux et 38% du gazoduc algérien.

Cette forte dépendance au gaz naturel risque de poser un sérieux problème de sécurité de production électrique, sachant que les prévisions laissent entrevoir un déficit gazier à partir de 2020.

Graphique 40: Mix électrique de la Tunisie en 2011



(Source: STEG, 2012)

### Une forte subvention publique

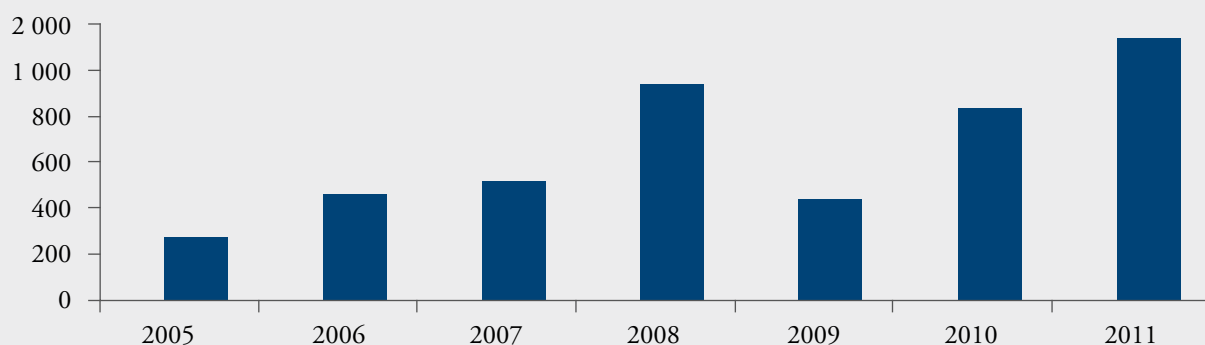
La subvention publique au gaz naturel est assez complexe en Tunisie car elle intervient à deux niveaux :

- L'Entreprise Tunisienne des Activités Pétrolières (ETAP) livre à la STEG le gaz naturel algérien à un prix fixe d'environ 90 DT/tep.
- L'Etat accorde chaque année une subvention directe à la STEG au titre de la compensation de la variation du coût du gaz naturel acquis directement par la

STEG sur les champs locaux par rapport au coût de référence qui a servi à l'établissement des tarifs finaux d'électricité et du gaz naturel.

Le montant de ces subventions varie donc selon le prix international du gaz naturel (estimé au prix d'importation par la Tunisie). En 2011, ce montant a atteint environ 1,1 milliards de dinars pour la seule activité électrique comme le montre le graphique suivant :

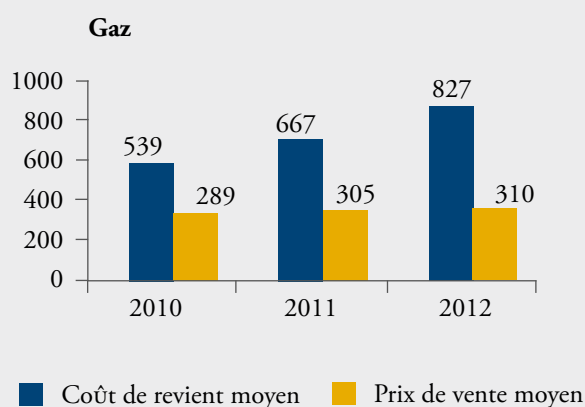
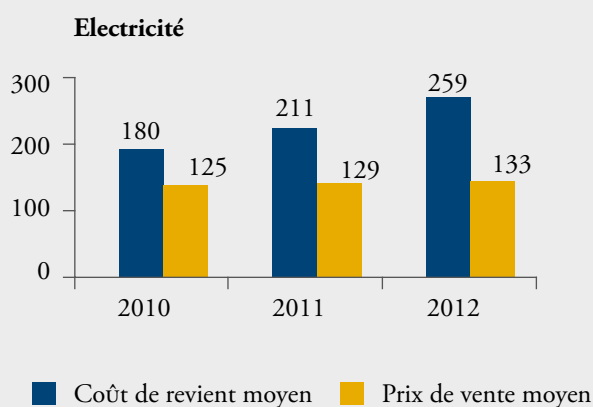
Graphique 41: Subventions accordées au secteur électrique pour le combustible en million de Dinar Tunisien (MDT) (DGE, STEG, 2012)



Le déficit croissant entre les revenus énergétiques de la STEG et les recettes provenant de la vente d'énergie montre à quel point les subventions coûtent cher à la

Tunisie. C'est donc un objectif affiché de réduire les subventions et d'augmenter les prix de vente de l'énergie.

Graphique 42: Coût de revient vs. Coût de vente de l'électricité et du gaz en millions de Dinars Tunisiens (ANME)



### c. Cadre juridique pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

#### L'essentiel

- Une politique énergétique visant à réduire la dépendance énergétique du pays
- La volonté de diversifier le mix électrique grâce au recours aux énergies renouvelables, encouragé à travers une politique de soutien à l'autoproduction, basé sur un système de subventions
- Un objectif de capacité photovoltaïque de 540 MW en 2020 et 1510 MW en 2030
- L'autorisation de produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour sa consommation propre
- Pour les établissements ou groupements d'établissements exerçant dans les secteurs industriel, agricole ou tertiaire, le droit de transporter l'électricité produite par le réseau national jusqu'à ses points de consommation
- Pour les établissements ou groupements d'établissements exerçant dans les secteurs industriel, agricole ou tertiaire, le droit de vente des excédents de l'électricité exclusivement à la STEG dans les limites de 30 % de l'électricité produite annuellement
- La cession et le transport de l'excédent d'énergie à la STEG dans le cadre d'un contrat type approuvé par l'autorité de tutelle
- 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 4 postes horaires de la STEG et la fixation du droit de transport électrique à payer pour l'utilisation du réseau de transport à 0,005 DT/kWh
- L'obligation de l'autoprodacteur d'électricité à partir d'énergies renouvelable de prendre en charge:
  - Le raccordement de l'installation au réseau de la STEG y compris les appareils de mesure, de contrôle, de pilotage et de sécurité
  - Le renforcement du réseau de la STEG si nécessaire pour l'injection de l'électricité

#### Objectifs énergétiques du gouvernement tunisien

La politique énergétique de l'Etat tunisien a été définie dans le but de réduire la dépendance énergétique du pays. En conséquence, elle s'appuie sur deux axes principaux:

- Développement de l'exploitation des ressources locales:
  - La mise en place d'un cadre réglementaire et fiscal favorable pour les activités d'exploration pétrolière et surtout gazière pour attirer les investisseurs et pouvoir exploiter les gisements potentiels.
  - La mise en place d'un cadre institutionnel et réglementaire pour promouvoir les énergies renouvelables en tant qu'énergie de substitution aux énergies conventionnelles.
- Maîtrise de la demande électrique:
  - La Tunisie s'est engagée depuis plus de trois décennies dans la maîtrise de l'énergie. Elle s'est ainsi dotée d'un cadre réglementaire qui oblige les grands consommateurs d'énergie à préparer des plans d'action visant la réduction de leur consommation énergétique et l'amélioration de leur performance énergétique.
  - Réduction de la précarité énergétique et des disparités régionales à travers le lancement d'un programme d'électrification rurale offrant des systèmes photovoltaïques aux familles les plus démunies et vivant dans des régions ne bénéficiant pas d'accès au réseau électrique.

Dans le cadre de cette stratégie énergétique, la volonté de diversifier le mix électrique tunisien et de réduire la dépendance aux énergies fossiles s'est traduite notamment par la mise en place de mesures de soutien aux énergies renouvelables :

- Le lancement du programme PROSOL ELEC qui permet aux clients du secteur résidentiel de la STEG d'installer des petits systèmes photovoltaïques et réduire ainsi leurs factures énergétiques.
- L'ouverture de la production électrique via les technologies renouvelables pour l'autoproduction et le quota offert aux auto-producteurs pour la vente exclusive de leurs productions à la STEG.

La Tunisie a publié en septembre 2013 son plan d'action national pour le développement des énergies renouvelables<sup>31</sup>, établi en tenant compte des objectifs de politique énergétique et du Plan Solaire Tunisien<sup>32</sup>, qui prévoient une part des énergies renouvelables dans la production électrique tunisienne de 20% en 2020 et 30% en 2030. Le plan d'action prévoit un objectif de capacité photovoltaïque de 140 MW en 2016, 540 MW en 2020 et 1510 MW en 2030. Dans ce cadre, le gouvernement tunisien espère atteindre grâce au programme PROSOL ELEC une capacité photovoltaïque de 60 MW en 2016, 190MW en 2020 et 590 MW en 2030.

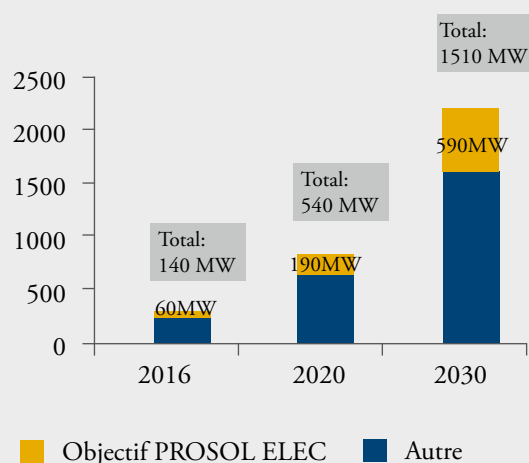
### Cadre juridique actuel relatif au photovoltaïque

La hausse progressive des prix de l'énergie à partir de l'année 2003 a incité les décideurs publics à consolider le cadre réglementaire de la maîtrise de l'énergie existant pour atténuer les effets de cette hausse sur l'économie nationale ainsi que ses répercussions sur les consommateurs finaux. Cette consolidation s'est traduite par l'élaboration de nouveaux textes règlementaires pour organiser le secteur

des énergies renouvelables en Tunisie. Parmi les principaux textes, nous citerons:

La loi n° 2009-7 du 9 février 2009 relative à la maîtrise de l'énergie, qui constitue la base juridique principale encadrant la production d'électricité décentralisée à partir d'énergies renouvelables en Tunisie. Il découle des articles 14bis et 14ter l'autorisation de produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour sa consommation propre et de vendre ses excédents d'énergie électrique exclusivement à la STEG. La STEG s'engage à acheter l'électricité excédentaire dans le cadre d'un contrat-type. En outre, les établissements ou groupements d'établissements exerçant dans les secteurs industriel, agricole ou tertiaire bénéficient du droit de transport de l'électricité produite, par le réseau électrique national jusqu'à ses points de consommation. Enfin, la loi précise que les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables raccordés au réseau moyenne et haute tension doivent être approuvés par décision du Ministre chargé de l'Energie, après avis d'une commission technique consultative. Le décret n° 2009-2773 du 28/09/2009 fixe les conditions de transport et de vente de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables. L'établissement ou le groupement d'établissements exerçant dans les secteurs industriel, agricole ou tertiaire et qui produit de l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour sa consommation peut vendre ses excédents d'électricité dans les limites de 30% de sa production annuelle d'électricité. Dans le cas des producteurs connectés au réseau basse tension, la puissance électrique installée des équipements de production de l'électricité ne doit pas dépasser la puissance électrique souscrite du producteur auprès de la STEG. Dans tous les cas, la STEG est l'acheteur exclusif de l'électricité excédentaire produite par les producteurs d'énergie renouvelable. Les tarifs de transport et de vente des excédents sont fixés par décision du Ministre chargé de l'Energie. De plus, le décret précise que l'autoproduiteur prend à sa charge les frais de raccordement de l'installation au réseau et ceux de renforcement du réseau en cas de besoin. Les conditions de raccordement et d'évacuation d'énergie sont définies par un cahier de charges.

**Graphique 43: Objectifs de capacité PV raccordé au réseau d'après le plan d'action national (ANME 2013)**



<sup>31</sup> Le plan d'action national pour le développement des énergies renouvelables est disponible sur le site de l'ANME : <http://www.anme.nat.tn/>

<sup>32</sup> Une nouvelle version du Plan solaire Tunisien a été publiée en juin 2014. Celle-ci est disponible sur le site de l'ANME : <http://www.anme.nat.tn/index.php?id=117>

Le décret n° 2009-362 du 9 février 2009 fixe les taux et les montants des primes relatives aux projets favorisant entre autre le développement des énergies renouvelables. Ainsi, les installations photovoltaïques connectées au réseau bénéficient d'une prime de 30% du coût de l'investissement, plafonnée à 15 000 DT (cette prime correspond au



programme PROSOL ELEC, destiné principalement au secteur résidentiel).

De plus, les projets d'éclairage rural et le pompage de l'eau par énergie solaire pour les fermes agricoles et projets ruraux bénéficient d'une prime de 40% du coût de l'investissement avec un plafond de 20 000 DT.

Enfin, les installations photovoltaïques peuvent aussi être éligibles aux primes prévues pour les investissements effectués dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, équivalent à 20% du coût des investissements matériels avec un plafond de :

- 100 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie ne dépasse pas 4000 tonnes équivalent pétrole (tep)
- 200 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie varie entre 4000 tep et 7000 tep
- 250 000 DT pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie dépasse 7000 tep

Une loi sur la production d'électricité à partir des énergies renouvelable est actuellement en cours de préparation, dont l'adoption est prévue au plus tôt pour l'automne 2014. Veuillez vous reporter au chapitre sur les perspectives pour plus d'informations sur le projet de loi.

- d. Conditions d'éligibilité des installateurs au programme PROSOL ELEC

Programme de Promotion de l'Energie Solaire  
Photovoltaïque pour l'Electrification et le Pom-  
page de l'Eau

**PRO VOLT**

Conditions d'éligibilité des installateurs

Société Signataire :

.....

Janvier 2009

## ARTICLE PREMIER PREAMBULE

Dans le cadre de son plan quadriennal de maîtrise de l'énergie 2008-2011, l'Etat tunisien a décidé de lancer un programme visant la promotion de l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque pour l'Electrification et le Pompage d'Eau. Ce programme, dénommé PRO VOLT, se compose de trois projets, à savoir :

- POMPAGE PV qui concerne le pompage d'eau destinée à l'irrigation dans les fermes agricoles.
- Elec Fermes qui concerne l'électrification des fermes agricoles et petits projets dans le milieu rural.
- Bât Sol qui concerne l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque pour couvrir partiellement les besoins en électricité des bâtiments connectés au réseau de la Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz.

Le programme PRO VOLT bénéficie d'incitations financières accordées dans le cadre des actions financées par le Fonds National de Maîtrise de l'Energie, à savoir :

- Une prime de 40% du coût de l'investissement, avec un plafond de vingt mille dinars (20 000 D) pour les projets d'éclairage rural et le pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque ;
- Une prime de 30% du coût de l'investissement avec un plafond de trois mille dinars (3 000 D) par kilowatt crête et de quinze mille dinars (15 000 D) par bâtiment solaire.

Il est à noter que les établissements, souhaitant s'équiper par des installations photovoltaïques pour l'autoproduction de l'électricité et qui ne peuvent pas être admissibles au projet Bât Sol (connectés au réseau MT ou HT de la STEG), pourraient bénéficier des avantages accordés aux investissements dans le domaine de la maîtrise de l'énergie (20% de la subvention).

Afin de bénéficier de ces incitations, les opérations effectuées dans le cadre du programme PRO VOLT doivent être réalisées par des installateurs qui figurent sur la liste des installateurs éligibles au programme, en utilisant des produits répondant aux exigences des cahiers des Spécifications Techniques d'admissibilité des différents projets du programme, en respectant les règles d'installation mentionnées dans ces cahiers et les normes et textes réglementaires applicables.

## ARTICLE PREMIER OBJET DU CAHIER DES CHARGES

Le présent cahier définit l'ensemble des dispositions qui régissent les conditions et procédures permettant aux installateurs de figurer sur la liste des installateurs éligibles pour opérer dans le cadre du programme PRO VOLT. L'éligibilité de l'installateur au programme PRO VOLT est tributaire de l'avis favorable de l'ANME, après examen du dossier déposé par les soins de l'établissement concerné conformément aux dispositions définies ci-après.

## ARTICLE 2 CONDITIONS D'ELIGIBILITE DE L'INSTALLATEUR

### 2.1. Installateurs habilités à déposer un dossier :

Toute entreprise établie en société de droit tunisien, active dans le domaine des énergies renouvelables ou ayant un agrément B2 (spécialité Electricité) octroyé par le Ministère de l'Equipement, de l'Habitat et l'Aménagement du Territoire, peut déposer un dossier de qualification pour se faire inscrire sur la liste des installateurs éligibles au programme PRO VOLT.

### 2.2. Conditions d'éligibilité des installateurs :

Pour pouvoir figurer sur la liste des installateurs éligibles, les installateurs concernés doivent avoir suffisamment de connaissances relatives à la sécurité des installations connectées au réseau et satisfaire au moins l'une des conditions suivantes :

- L'installateur a réalisé au minimum trois références récentes d'installations photovoltaïques au cours de la période des trois années écoulées avant le dépôt du dossier.
- Avoir parmi son effectif permanent, un ingénieur ou technicien supérieur ayant reçu une formation qualifiante dispensée par un établissement spécialisé sur les aspects relatifs à la réalisation des installations photovoltaïques.
- La participation des agents de l'installateur à un stage pratique, organisé par le fabricant des équipements photovoltaïques ou son représentant en Tunisie et portant sur les prestations d'installation et de maintenance de ces équipements.
- L'installateur sera accompagné lors de la réalisation des trois premières installations connectées au réseau par une entreprise, tunisienne ou étrangère, ayant une bonne expérience dans le domaine (pas moins que cinq installations photovoltaïques connectées au réseau durant les trois dernières années).

### 2.3. Dépôt du dossier :

Tout installateur, tel que défini dans l'article 2.1., souhaitant figurer sur la liste des installateurs éligibles pour le programme PRO VOLT, doit présenter à l'ANME un dossier composé obligatoirement des pièces suivantes :

- Le présent cahier des charges et ses annexes, remplis et paraphés à toutes les pages. L'engagement du respect des dispositions du cahier des charges devra être daté, signé (signature légalisée) et cacheté par l'installateur ;
- Une demande formelle d'admissibilité de l'installateur ;
- Un engagement de respect des mesures et règles de sécurité relatives aux installations photovoltaïques, annexées au présent cahier des charges ;
- Une copie de la carte d'identification fiscale ;
- Un certificat d'affiliation à la Caisse Nationale de Sécurité Sociale ;
- Une copie de l'agrément du MEHAT pour la spécialité B2 pour les entreprises spécialistes en travaux d'électricité,
- La composition de l'équipe de personnel permanent et la liste de matériels dont dispose l'installateur ;
- Liste des projets réalisés durant les 3 dernières années, indiquant les références des projets (maître d'ouvrage, intitulé du projet, lieu, travaux réalisés et montant des travaux). Joindre obligatoirement une copie des PV de réception définitive (ou provisoire) de chaque projet.
- les Justificatifs concernant la qualification du personnel pour les aspects relatifs à la réalisation des installations photovoltaïques et éoliennes:
  - i. Certificats concernant les stages de formation,
  - ii. Conventions de partenariat et les justificatifs concernant l'expérience du partenaire dans la réalisation d'installations photovoltaïques connectées au réseau.

### 2.4. Décision concernant l'éligibilité de l'installateur :

Après étude du dossier, l'ANME émet, par écrit, un avis favorable ou non favorable et le transmet à l'installateur. En cas d'avis favorable, l'installateur sera inscrit sur la liste des installateurs éligibles au programme PRO VOLT.

### 2.5. Validité de l'éligibilité de l'installateur :

L'éligibilité de l'installateur reste valable durant trois ans, sauf dans le cas où elle serait interrompue pour des raisons de fautes professionnelles graves, d'un nombre important de plaintes de la part des clients ou d'une défaillance en termes de respect des engagements.

## ARTICLE 3

### QUALITE DES PRESTATIONS

Dans le but d'assurer la bonne qualité des services rendus aux clients, l'installateur s'engage à :

1. Assurer auprès du client un rôle de conseil et d'assistance dans le choix des solutions les mieux adaptées à son contexte ;
2. Informer le client sur les démarches nécessaires, relatives en particulier aux demandes d'autorisation de raccordement et de production d'électricité ainsi qu'aux conditions d'octroi des subventions ;
3. Après visite sur site, soumettre au client un devis descriptif écrit, détaillé et complet, de l'installation proposé, en fixant un délai de réalisation, des termes de paiement et des conditions de garantie légale ;
4. Opter pour les matériels et équipements conformes aux exigences réglementaires ;
5. Réaliser l'installation commandée dans le respect des règles professionnelles, normes et textes réglementaires applicables, selon les prescriptions prévues. Lors des travaux d'installation, il est demandé à respecter les exigences du présent cahier de charges et ses annexes ainsi que les instructions des fournisseurs des équipements ;
6. Afficher les consignes de sécurité sur les organes de manœuvre et les équipements ;
7. Mettre en service l'installation, puis procéder à la réception des travaux en présence du client. Lui remettre les notices et tous documents relatifs aux conditions de garantie et d'entretien/maintenance de l'installation ;
8. Remettre au client les instructions de sécurité et le former d'une façon adéquate sur les procédures d'intervention et la sécurité de l'installation ;
9. Proposer au bénéficiaire un contrat de maintenance au-delà de la période de la garantie totale de l'installation ;
10. Remettre au client une facture descriptive détaillée et complète de la prestation, conforme au devis. Cette facture devra indiquer le montant de la subvention (qui sera débloquée directement par l'ANME au profit du fournisseur) et le montant net à payer par le client ;
11. En cas d'anomalies ou d'incidents de fonctionnement de l'installation signalés par le client, s'engager à intervenir sur le site dans les délais convenus dans le contrat de fourniture et d'installation, et procéder

aux vérifications et remises en état nécessaires, dans le cadre des obligations d'intervention attachées à la garantie biennale ;

12. Etre à la disposition de l'ANME pour des visites aux installations aux fins d'examiner les conditions de mise en œuvre et de réalisation des prestations.
13. Etre à la disposition de la STEG, pour les installations raccordées au réseau, aux fins d'examiner le raccordement, le comptage et le dispositif de découplage.

#### **ARTICLE 4** **RESPONSABILITES :**

L'installateur sera responsable, vis à vis des tiers de tous les dommages ou dégradations qui auraient lieu du fait du fonctionnement des chantiers. Il sera également responsable des dommages éventuels pouvant résulter du transport de ses matériaux et de la traversée des propriétés privées. Les indemnités à payer en cas d'accidents sont dues par l'installateur, sauf recours contre l'auteur de l'accident.

#### **ARTICLE 5** **ASSURANCES**

L'installateur devra souscrire :

- Une assurance de responsabilité civile aux tiers, couvrant tous dommages corporels et matériels pouvant survenir à des tiers ou à leurs propriétés (cultures, exploitations agricoles, etc.) pendant l'exécution des travaux, la police devra spécifier que le personnel du maître d'ouvrage, ainsi que celui d'autres établissements se trouvant sur le chantier, sont considérés comme des tiers vis à vis des assureurs.
- Une assurance couvrant tous les risques d'accidents du travail vis à vis de son propre personnel.
- Une assurance de responsabilité professionnelle couvrant les travaux réalisés pour la garantie décennale et ce conformément aux lois N° 94-9 et 94-10 du 31 Janvier 1994.

L'installateur remettra au client un exemplaire des polices d'assurances souscrites avant tout commencement des travaux. Ces polices devront comporter une clause interdisant leur résiliation sans avis préalable de la Compagnie d'Assurances au maître d'ouvrage.

#### **ARTICLE 6** **MOYENS HUMAINS ET MATERIELS**

L'installateur doit posséder les moyens (potentiel humain et matériel) suffisants pour assurer l'installation et le Service Après-vente.

En particulier, il doit disposer d'au moins d'un ingénieur (en génie électrique, énergétique ou électromécanique) ou d'un technicien supérieur en électricité.

D'autre part et afin de réaliser l'installation dans les meilleures conditions et de vérifier son bon fonctionnement tout en respectant les mesures de sécurité, l'installateur doit disposer de matériel de manutention approprié, des instruments de mesure et des équipements de sécurité adéquats.

#### **ARTICLE 7** **LA GARANTIE ET LE SERVICE APRES VENTE DES EQUIPEMENTS ET DES TRAVAUX**

- a. Garantie totale de l'installation : La période minimale de garantie totale de l'installation est fixée à 24 mois à partir de la date de la réception provisoire. Pendant cette période, l'installateur devra procéder à ses frais, à la remise en état de toutes les parties qui deviendraient défectueuses, et à tous les travaux d'entretien et de maintenance périodique nécessaires.
- b. Garantie des équipements : L'installateur garantit que tous les équipements installés n'auront aucune défectuosité due à leur conception, aux matériaux utilisés ou à leur fonctionnement survenant pendant l'utilisation normale des équipements livrés dans les conditions prévalant en Tunisie.  
Les durées minimales de garantie des équipements sont détaillées dans les cahiers des Spécifications Techniques d'admissibilité des différents projets du programme PRO VOLT. Il est à noter que ces garanties prendront effet à partir de la date de réception provisoire des installations.
- c. Contrat de maintenance : Pour chaque installation à réaliser dans le cadre du programme PRO VOLT, l'installateur doit impérativement inclure dans son offre un projet de contrat détaillée de maintenance pour une durée de trois (3) ans, à compter de la date de la fin de garantie totale de l'installation.

d. Service Après Vente :

- Délais d'intervention : L'installateur s'engage à fournir un service après-vente de qualité, avec des délais d'intervention acceptables par les bénéficiaires.
- Pièces de rechange : L'installateur s'engage à maintenir un stock de pièces de rechange jugé indispensable pour assurer le fonctionnement normal des installations.

## ARTICLE 8

### CONTROLE EFFECTUE PAR L'ANME

- Droit de contrôle : L'ANME a le droit de procéder, à sa convenance ou à l'issue de plaintes des bénéficiaires, à toute opération de contrôle qu'elle juge nécessaire en vue de s'assurer de l'authenticité des informations et données inscrites dans les dossiers relatifs à la demande de subvention ou pour vérifier les aspects relatifs à la qualité des équipements et des travaux de l'installation et leur conformité aux exigences des cahiers des Spécifications Techniques d'admissibilité présentés en annexes.
- Collaboration de l'installateur : L'installateur s'engage à se soumettre à toute opération de contrôle que l'ANME souhaiterait effectuer et de faciliter la tâche aux contrôleurs désignés par l'ANME pour cette opération, qu'ils soient du personnel interne de l'ANME ou indépendants commandités par elle. Il s'engage en particulier à fournir aux contrôleurs toutes les informations de nature administrative, technique ou financière, nécessaires pour l'exercice du contrôle.
- Confidentialité : L'ANME est tenue strictement à la confidentialité des informations, des données et des résultats issus des opérations de contrôle.

## ARTICLE 9

### SANCTIONS EN CAS DE NON RESPECT DU CAHIER DES CHARGES

- a. Actes frauduleux : Si, suite à un contrôle, l'une quelconque des installations visitées par l'ANME, il s'avère que l'installateur se sera livré à des actes frauduleux (non-conformité des informations indiquées dans le dossier de la demande de subvention par exemple), l'ANME se réservera le droit de :
  - Demander à l'installateur le remboursement de la subvention à l'ANME, assorties des pénalités découlant des poursuites légales prévues par la loi tunisienne.
  - Suspendre momentanément ou définitivement l'éligibilité de l'installateur aux avantages du programme.

- b. Non-conformité technique des installations : Si, suite à un contrôle auprès des clients, l'une quelconque des installations visitées par l'ANME se révèle non conforme aux spécifications techniques minimales d'installation établies par l'ANME, celle-ci se réservera le droit d'astreindre l'installateur à réparer ou remplacer le matériel à ses frais (sans indemnités), dans un délai fixé conjointement avec l'ANME.

De même, en cas de manquements répétés aux exigences minimales d'installation établies par l'ANME, celle-ci se réservera le droit de suspendre momentanément ou définitivement l'éligibilité de l'installateur aux avantages du programme.

- c. Conditions d'application des sanctions : Préalablement à l'application des sanctions énoncées dans les sections a et b du présent article, l'ANME demandera des explications à l'installateur, ou le convoquera pour obtenir des clarifications sur le dossier en question. En cas de refus de la part de l'installateur, ou de justifications peu convaincantes, les sanctions peuvent être prononcées huit (8) jours après une mise en demeure envoyée par lettre recommandée et restée sans effet.

## ARTICLE 10

### FORCE MAJEURE

- a. L'installateur ne sera pas exposé aux sanctions indiquées dans l'article 9, si, et dans la mesure où les manquements constatés sont dus à la force majeure.
- b. Aux fins de la présente clause, le terme «FORCE MAJEURE» désigne un événement imprévisible échappant au contrôle de l'installateur et qui n'est pas attribuable à sa faute ou à sa négligence.
- c. En cas de force majeure, l'installateur notifiera rapidement par écrit à l'ANME l'existence de la force majeure et ses motifs.

## ARTICLE 11

### MODIFICATION DU CAHIER DES CHARGES

L'ANME peut, à tout moment, par écrit transmis à l'installateur, spécifier son intention de modifier les termes du présent cahier des charges. Afin que l'installateur puisse bénéficier des avantages liés au programme, celui-ci devra alors nécessairement signer le nouveau cahier des charges, reconnaissant ainsi satisfaire à ses conditions et règles.



## Engagement

Je soussigné Mr : .....

Agissant en qualité de : .....

Au nom et pour le compte de la société : .....

Faisant éllection du domicile au : .....

.....

Inscrit au registre du commerce du : .....

Sous le numéro : .....

Après avoir pris connaissance du présent cahier des charges  
et ses annexes, me soumet et m'engage à se conformer  
à toutes ses préconisations, en vertu de quoi, la société  
..... de-  
vient éligible aux avantages de programme PRO VOLT.

Cachet : .....

Signature légalisée : .....

Fait à ..... le

.....

- e. Spécifications techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques raccordées au réseau

# PRO VOLT

## ANNEXE

Spécifications Techniques d'admissibilité des installations photovoltaïques raccordées au réseau

# Projet Bât Sol

Janvier 2009

## 1- Admissibilité au projet Bât Sol

Pour être admis au projet Bât Sol dans le cadre du programme PRO VOLT, toute installation photovoltaïque raccordée au réseau basse tension devra se conformer aux :

- Règles d'admission énoncées dans la présente annexe ;
- Conditions techniques d'accès au réseau fixées par la Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (STEG) ;
- Procédures administratives fixées par l'ANME et la STEG.

## 2- Composants des installations photovoltaïques

Un système photovoltaïque raccordé au réseau comprend les composants suivants :

- Un générateur photovoltaïque produisant du courant continu et composé d'un ensemble de panneaux photovoltaïques. Chaque panneau est formé d'un assemblage en parallèle et série de modules photovoltaïques ;
- Un onduleur (ou plusieurs) transformant le courant continu fourni par le champ photovoltaïque en un courant alternatif ayant toutes les caractéristiques du courant électrique fourni par le réseau ;
- Des organes de coupure, de sécurité et de raccordement assurant des fonctions de protection vis-à-vis de l'utilisateur, de l'installation photovoltaïque et du réseau ;
- Un système de comptage permettant de mesurer l'énergie électrique totale produite par le système et celle injectée au réseau électrique.

## 3- Auto-producteurs admissibles au projet Bât Sol

Est admissible au projet Bât Sol, tout propriétaire ou exploitant (personne morale ou physique) d'un bâtiment, client de la STEG, souhaitant s'équiper d'une installation solaire photovoltaïque pour couvrir partiellement ou totalement ses besoins en électricité.

## 4- Installateurs admissibles

Seules les entreprises inscrites sur la liste des installateurs éligibles au programme PRO VOLT, sont autorisées à réaliser les travaux d'installation dans le cadre du projet Bat Sol.

## 5- Puissances admissibles des systèmes photovoltaïques

La puissance d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau, à réaliser chez un bénéficiaire dans le cadre du projet Bât Sol, ne doit pas dépasser la puissance souscrite de celui-ci auprès de la STEG. Toute fois, la puissance de l'installation photovoltaïque devra :

- Se limiter à 36kVA en triphasé (soit 12 kVA par phase) ;
- Se conformer aux conditions techniques de raccordement et d'évacuation des installations de production sur le réseau national HT et MT.

## 6- Dimensionnement du générateur photovoltaïque

### 6.1 Critères de dimensionnement

Tout en respectant les puissances admissibles définies ci-haut, le dimensionnement du générateur photovoltaïque peut se faire selon l'un des critères suivants :

- La consommation d'électricité du bâtiment : la taille du générateur photovoltaïque est choisie de façon à ce que le productible annuel de l'installation soit équivalent à la totalité ou une partie, convenue à l'avance avec le bénéficiaire, de la consommation annuelle d'électricité. Dans ce cas, la société installatrice devra se référer à :
  - la consommation électrique annuelle, ou,
  - l'estimation de la consommation annuelle en se basant sur les puissances électriques des équipements et les durées moyennes de leur utilisation.
- La surface disponible pour l'implantation des modules photovoltaïques : le nombre de modules (et par conséquent la puissance du générateur) équipant un bâtiment dépend de l'existence d'une surface « bien ensoleillée » pour leur emplacement. A titre indicatif, l'installation d'un champ photovoltaïque d'une puissance de 1 kWc nécessite une superficie d'environ 8 m<sup>2</sup>.

### 6.2 Estimation du productible

La production annuelle d'électricité d'une installation solaire est calculée en tenant compte ;

- De l'ensoleillement annuel du site (en se référant aux moyennes du rayonnement quotidien global sur un plan horizontal, enregistrées dans la station météorologique la plus proche au site. Les données météo de référence sont annexées au présent document) ;
- Des tailles et performances techniques des modules photovoltaïques et de l'onduleur (rendement et disponibilité) ;
- De l'orientation et l'inclinaison des modules photovoltaïques.

## 7- Exigences techniques

Il est à noter que tous les équipements constituant les installations photovoltaïques doivent être neufs, convenablement étiquetés et fournis au bénéficiaire de l'installation avec la documentation technique nécessaire.

Les équipements et les travaux d'installation devront obligatoirement répondre aux exigences suivantes :

### 7.1. Champ photovoltaïque

- Les modules photovoltaïques doivent être conformes aux normes internationales :
  - CEI-61215 : Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre- Qualification de la conception et homologation.
  - CEI-61646 : Modules photovoltaïques (PV) en couches minces à usage terrestre- Qualification de la conception et homologation.
- Les modules photovoltaïques doivent être testés, certifiés à l'appui, par un laboratoire agréé ;
- L'ensemble des modules du générateur photovoltaïque doivent avoir des caractéristiques identiques avec une tolérance de +/- 5 % sur la valeur de la puissance crête.
- Le module devra comporter :
  - Une boîte de connexion ou des connecteurs appropriés au moins IP 54 ;
  - Des diodes by-pass.
- Les modules devront être garantis pour une période minimale de 5 ans. De plus, les performances des modules devront être garanties à 90% de rendement garanti après 10 ans de fonctionnement et à 80% de rendement garanti après 20 ans.
- L'installateur devra veiller à bien choisir, en accord avec le client, l'endroit pour placer les modules photovoltaïques. Cet endroit doit avoir une surface suffisante, orientée le plus possible vers le Sud, sans obstacle masquant la course du soleil en toute saison. De plus, il doit être capable de supporter le poids des modules.
- L'inclinaison optimale des modules photovoltaïques est de 30° par rapport à l'horizontale. Toutefois, l'installateur pourrait choisir d'autres inclinaisons pour favoriser la production d'électricité durant certaines saisons (en accord avec le client).
- Les rangées de modules photovoltaïques ne devront pas faire d'ombre les uns aux autres.
- Lors de la fixation de la structure supportant les modules, l'installateur doit préserver l'étanchéité de la toiture (pas de percement) tout en assurant un bon ancrage.

- Les supports doivent résister sans dégât aux vents puissants ainsi qu'à la corrosion.

### 7.2. Câblage de la partie courant continu

- L'interconnexion électrique entre les modules photovoltaïques devra se faire conformément aux instructions du fabricant.
- Tous les composants du câblage courant continu (câbles, interrupteurs, connecteurs ...) doivent être choisis en fonction de la valeur de courant et de tension maximum des modules connectés en série/parallèle constituant le champ photovoltaïque.
- Les câbles utilisés devront être de type simple conducteur avec double isolation.
- Les sections des câbles seront déterminées de façon à minimiser les pertes en ligne entre le champ photovoltaïque et l'onduleur (inférieures ou égales à 3%).
- Les câbles extérieurs doivent être flexibles, stables aux UV et résistants aux intempéries.
- Les connecteurs doivent être spécifiés pour le courant continu, de classe II, résistants aux conditions extérieures, assurant une protection contre les contacts directs et dimensionnés pour des valeurs de tensions et courant identiques ou supérieures à celles des câbles qui en sont équipés.
- Les boîtes de jonction utilisées pour la mise en parallèle des chaînes (une chaîne est circuit dans lequel les modules PV sont connectés en série) devront être implantées en un lieu accessible pour les exploitants et comportant des étiquettes de repérage et de signalisation du danger.
- Chaque chaîne du champ photovoltaïque doit pouvoir être déconnectée et isolée individuellement par le biais de porte fusible ou d'autres liaisons déconnectables mais sans risque pour l'opérateur. Un interrupteur général CC sera de préférence intégré dans chaque boîte de jonction sur le départ de la liaison principale.
- Lorsque la protection par fusibles s'impose, ils doivent être appropriés pour le courant continu et installés à la fois sur la polarité positive et négative de chaque chaîne.
- Un interrupteur/sectionneur spécifié pour le courant électrique, remplissant à la fois la fonction de coupure en charge et de sectionnement, devra être mis en place sur la liaison principale champ photovoltaïque – onduleur. L'interrupteur, dimensionné pour la tension et courant maximum, doit être étiqueté avec un repérage clair des positions. Le coffret comportant l'interrupteur/sectionneur doit être étiqueté « danger, conducteurs actifs sous-tension durant la journée ».

- The DC connector mounting box must be able to withstand the temperature range expected (-20°C up to +85°C), it must be UV-resistant and take the expectable voltage and current according to CEI 60439-1. There must be a weather, ozone resistance and UV resistance according to ISO 4892-2 method A). It must be suitable for outdoor use according to EN 60529 (IP 54) and protected against touch. It must be non-flammable according to DIN EN 60692-2-11. Further it must be double or enforced insulated according to (CEI 60335-1/ CEI 61140) with clear labelling of polarities. Mechanical connectors must be in accordance to (EN 60999) and (EN 50262) for cables.

### 7.3. Onduleurs

- Ils doivent être de type onduleurs pour installations solaires compatibles avec les caractéristiques du réseau électrique de distribution et permettant :
  - Une bonne synchronisation avec le réseau, ce qui inclue de délivrer un signal proche de la sinusoïde, un déphasage faible et peu d'harmoniques par rapport à la phase du réseau, de faibles perturbations électromagnétiques ;
  - Un déclenchement automatique en cas de coupure du réseau et une qualité de courant qui correspond aux valeurs maximales admissibles pour le réseau ;
  - Une isolation galvanique entre le champ et le réseau ;
  - Un rendement de conversion du courant photovoltaïque le plus élevé possible sur la plage de tension la plus large possible ;
  - Une plage d'entrée en tension importante car elle conditionne le nombre de panneaux à connecter en série dans le champ.
  - Un bon comportement à puissance maximale.
- Les onduleurs de puissance inférieure à 5 KVA devront être équipés d'un système de protection de découplage intégré conformément aux spécifications de la norme allemande DIN VDE 0126 (certificat d'essais de type à l'appui).
- L'onduleur doit être capable d'accepter le courant et la tension maximum du champ photovoltaïque.
- Si l'onduleur, de part sa technologie de fabrication, génère une composante continue sur le réseau, sa valeur ne doit pas dépasser celle précisée par la CEI 61000-3-2.
- Le dimensionnement de l'onduleur doit être réalisé en adéquation avec la puissance du champ photovoltaïque et doit être compris entre 0,7 et 1 fois la puissance du champ photovoltaïque.
- Afin de limiter les pertes, l'onduleur doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques.
- Le Rendement maximum de l'onduleur devra être supérieur ou égal à 95%. Son rendement pour une charge égale à 10% de sa charge nominale devra être supérieur ou égal à 90%. The measurement for this value has to take place in accordance to CEI 61683 and the European performance ratio must be calculated with the following formula:
 
$$\text{Euro } \eta = 0,03 * \eta_{@5\%} + 0,06 * \eta_{@10\%} + 0,13 * \eta_{@20\%} + 0,13 * \eta_{@39\%} + 0,48 * \eta_{@50\%} + 0,20 * \eta_{@100\%}$$
- L'onduleur devra être garanti pour une période minimale de 5 ans.
- L'onduleur doit disposer d'un certificat de test établi par un organisme spécifié.
- Si la protection de découplage est incorporée à l'onduleur, il faut fournir le procès verbal délivré par un laboratoire d'essai agréé mentionnant sa conformité à la norme allemande DIN VDE 0126.
- L'onduleur doit être installé dans un local ventilé et facile d'accès
- Compliance with the CEI-62093 for all parts of the inverter, compliance with safety regulation DIN EN 50178 for all parts of the inverter, further compliance with the European regulation DIN EN 60146-1-1 and DIN EN 60146-1-3 (for semi conducting inverters) as well as the European regulation EWG 89/336/EWG for electromagnetic protection and the European low voltage regulation 73/23/EWG

### 7.4. Câblage de la partie courant alternatif

- L'onduleur doit être connecté au tableau de distribution interne du bénéficiaire et protégé par un disjoncteur différentiel 30 mA (au minimum).
- Le câble de liaison entre l'onduleur et le disjoncteur doit être dimensionné pour limiter la chute de tension à une valeur inférieure à 3% en BT.
- Deux points de coupure doivent être fournis entre l'onduleur et le point de connexion au réseau : un disjoncteur doit être installé à proximité de l'onduleur et le second à proximité du disjoncteur différentiel.
- The AC connector mounting box must be able to withstand the temperature range expected (-20°C up to +85°C), it must be UV-resistant and take the expectable voltage and current according to CEI 60439-1. There must be a weather, ozone resistance and UV resistance according to ISO 4892-2 method A). It must be suitable

for outdoor use according to EN 60529 (IP 54) and protected against touch. It must be non-flammable according to DIN EN 60692-2-11. Further its must be double or enforced insulated according to (CEI 60335-1/ CEI 61140) with clear labelling of polarities. Mechanical connectors must be in accordance to (EN 60999) and (EN 50262) for cables.

### 7.5. Système de découplage

- Les installations photovoltaïques raccordés au réseau doivent comporter un système de découplage permettant de déconnecter instantanément le générateur photovoltaïque pour :
  - Permettre le fonctionnement normal des protections et automatismes installés par la STEG ;
  - Eviter le maintien sous tension de l'installation après séparation du réseau ;
  - Eviter des découplages intempestifs préjudiciables aux équipements domestiques ;
  - Séparer le générateur en cas de défaillance interne.
- L'équipement de découplage du générateur photovoltaïque devra obligatoirement être conforme aux exigences techniques de la STEG.

### 7.6. Comptage

- Toute installation photovoltaïque devra être équipée en sortie du (ou des) onduleur (s) d'un compteur électrique accessible par l'utilisateur afin de pouvoir disposer d'une estimation cumulée de la production électrique photovoltaïque.
- Toute installation photovoltaïque devra être équipée d'un système de comptage de l'énergie électrique injectée sur le réseau conformément aux exigences de la STEG.

### 7.7. Mise à la terre et protection contre la foudre

- Les installations raccordées au réseau électrique sont classées en risque moyen, ce qui impose la mise en place des dispositions suivantes :
  - Interconnexion des masses par conducteur cuivre 25 mm<sup>2</sup> ;
  - Mise à la terre des masses uniques ;
  - Interconnexion avec dispositifs d'écoulement lors d'impacts directs (si existant) tels que descentes de paratonnerre, fils tendus... ;
  - Câblage modules photovoltaïques flottant (non relié à la terre) ;
  - Contrôleur permanent d'isolement (généralement intégré à l'onduleur) ;

- Liaison renforcée entre modules photovoltaïques et onduleur ;
- Limitation des surfaces offertes des boucles de câblage au rayonnement électromagnétique ;
- Protection par parafoudres bipolaires sur circuit courant continu (type varistances à oxyde de zinc avec déconnexion thermique intégrée, entre polarités et terre) au niveau de la boîte de jonction (si le câble de liaison dépasse 10 mètres) et à l'entrée de l'onduleur ;
- Protection par parafoudres sur circuit courant alternatif entre phases et terre (type modulaire pour régime TT à fort pouvoir d'écoulement sur réseau de distribution) en sortie du courant alternatif onduleur et au tableau de distribution intérieure.

### 8- Documents à fournir au bénéficiaire

L'installateur devra fournir au bénéficiaire de l'installation photovoltaïque les documents suivants :

- o Les plans et schémas électriques détaillés de l'installation ;
- Le repérage sur plans de l'implantation des différents composants et modules photovoltaïques ainsi que des liaisons correspondantes ;
- Les notices d'utilisation et d'exploitation du système PV ;
- Les notices des constructeurs des équipements fournis ;
- Une notice de maintenance préventive de l'installation avec et une proposition de contrat de maintenance ;
- Les certificats de garantie des équipements et de l'installation ;
- Une description de la procédure d'intervention sur le système et consignes de sécurité.
- Technical data sheets of all components signed and verified by date so they become a document.
- Full wiring diagram with all installation places
- Measuring protocols of the first operation of the system signed by the installer
- Serial numbers of photovoltaic panels and inverters
- All certificates and warranty guidelines
- Insurance policy forms if present
- Declaration of conformity to the requirements of STEG and ANME signed by the installer with date and place to become a document
- Service and emergency phone numbers
- All instruction books for all pieces of equipment
- Form sheet for the meter readings and system performance indications (monthly or weekly meter readings)

Further there should be a certificate of the education of the customer issued by Anme and STEG and signed by the installer and the customer:



Content of the customer education form sheet:

- Instruction of the components and their mounting places and functions has taken place (Yes/No)
- Handed over the instruction manuals to the customer (Yes/No)
- Education session on functions and failure detection (Yes/No)
- Handed over service and emergency numbers (Yes/No)
- Explained relevant operation modes (day, night, standby, etc) (Yes/No)
- Explanation on shading possibilities and avoidance (Yes/No)
- Explanation on cleaning instructions of the modules (Yes/No)
- Explanation of simple structure integrity checks, mounting system, cables, modules etc, (Yes/No)
- Signature of both installer and customer

## 9. Bibliographie

### Etudes et rapports

Direction des Énergies Renouvelables - DER (2014) : Rapport d'activités de la DER présenté aux membres de la Commission Technique Consultative au mois de février 2014.

Cessac, Cécile B. (2014) : Analyse du cadre réglementaire de l'accès au réseau des producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Tunisie - Etude de préféabilité sur les axes de développement. Disponible sur internet : [https://energypedia.info/images/2/2a/GIZ\\_Legal\\_Framework\\_fr\\_web.pdf](https://energypedia.info/images/2/2a/GIZ_Legal_Framework_fr_web.pdf)

Indice Arabe de l'Énergie Future - AFEX (2013) : Rapport de l'Indice Arabe de l'Énergie Future - Energies Renouvelables. Centre Régional pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique (RCREEE). Rapport disponible en anglais sur internet : [http://www.rcreee.org/sites/default/files/reportsstudies\\_afex\\_re\\_report\\_2012\\_en.pdf](http://www.rcreee.org/sites/default/files/reportsstudies_afex_re_report_2012_en.pdf)

Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie - ANME (2013) : Plan d'action de développement des énergies renouvelables en Tunisie. Septembre 2013.

### Entretiens

L'élaboration de rapport n'aurait pas été possible sans la participation active des acteurs du secteur photovoltaïque en Tunisie. C'est pourquoi nous tenons à remercier sincèrement tous les participants pour leur contribution à ce rapport sur le marché photovoltaïque en Tunisie.

Les entretiens ont été effectués avec plusieurs acteurs du secteur privé et public.

Acteurs du secteur privé :

- 9 entretiens avec des installateurs photovoltaïques
- 2 entretiens avec des représentants du Syndicat des entreprises citoyennes (CONNECT) ainsi qu'avec un représentant du Cluster Énergies Renouvelables
- 3 entretiens avec des représentants d'une société de développement de projets
- 3 entretiens avec des représentants d'Attijari Bank

Acteurs du secteur public :

- Entretien avec la direction commerciale de la STEG
- Entretien avec la direction de la distribution de la STEG
- Entretien avec la direction du département énergies renouvelables de l'ANME



Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn, Germany  
T +49 (0) 6196-79-0  
F +49 (0) 6196-79-7291  
E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)