



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

Cécile BELET CESSAC
Avocat au Barreau de Paris

Analyse du cadre réglementaire de l'accès au réseau des producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Tunisie

Etude de préféaisabilité sur les axes de développement

Publié par
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Siège social
Bonn et Eschborn, Allemagne
E info@giz.de
I www.giz.de

Responsable
Martin Baltes (GIZ)
Projet « Appui au Plan solaire méditerranéen »

Auteur
Cécile BELET CESSAC
Avocat au Barreau de Paris

Design
Diamond media GmbH (Miria de Vogt); www.diamond-media-pr.de

Tunis, Juin 2014



Ministère fédéral
de l'Environnement, de la Protection de la Nature,
de la Construction et de la Sécurité nucléaire

Table des matières

Acronymes et abréviations.....	5
1. Contexte général de la situation énergétique en Tunisie.....	6
2. Le cadre réglementaire de l'accès au réseau en Tunisie.....	8
2.1 Le contrat de fourniture de l'énergie électrique en Tunisie.....	9
2.2 Le contrat d'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique produite à partir d'énergie renouvelable.....	10
2.3 Les tarifs de l'électricité en Tunisie.....	11
3. Panorama des participations du secteur privé dans la production d'électricité en Tunisie.....	15
3.1 Le contexte réglementaire de la production d'électricité en Tunisie.....	16
3.2 Les producteurs indépendants (IPP).....	17
3.2.1 Le régime du statut des producteurs indépendants.....	17
3.2.2 La synthèse de l'adaptabilité du dispositif IPP.....	18
3.3 L'autoproduction.....	18
3.3.1 Le régime du statut de l'autoproduction (régime général).....	18
3.3.2 La synthèse de l'adaptabilité du dispositif de l'autoproduction.....	21
3.4 Le net metering prévu par le dispositif PROSOL ELEC.....	22
3.4.1 Le cadre du régime PROSOL ELEC.....	23
3.4.2 La synthèse de l'adaptabilité du dispositif PROSOL ELEC.....	24
3.5 Conclusions sur les dispositifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.....	24
3.5.1 Synthèse des dispositifs de production d'électricité.....	25
3.5.2 Analyse critique du projet de loi « sur la production de l'électricité à partir d'énergies renouvelables ».....	26
4 Axes de développement de l'investissement privé en appui de projet énergies renouvelables.....	29
4.1 Les principales caractéristiques du régime de l'investissement privé étranger en Tunisie.....	30
4.1.1 Les restrictions relatives à la liberté d'activité.....	31
4.1.2 Les restrictions au régime d'établissement des sociétés étrangères.....	31
4.1.3 Les incitations financières contre la pollution et la protection de l'environnement.....	32
4.1.4 L'obstacle du régime foncier à la politique d'investissement étranger.....	32
4.1.5 La limitation de l'efficacité des garanties et des suretés.....	34
4.1.6 Les autorisations administratives liées au droit de l'urbanisme.....	34
4.1.7 Les spécificités d'exécution des contrats et mécanisme de réglementation.....	35
4.2 Le cadre réglementaire du crédit-bail mobilier.....	35
4.2.1 Les caractéristiques du régime du crédit-bail en Tunisie.....	36

4.3 Les Sociétés de services d'efficacité énergétique (Energy Service Company – ESCo).....	37
4.3.1 Le contexte du recours aux ESCo en Tunisie.....	37
4.3.2 Les principales caractéristiques d'une ESCo.....	38
4.3.3 Le cadre réglementaire ESCo en Tunisie.....	39
5 Conclusion.....	41
6 Liste des Annexes.....	44
Annexe n°1 : Contrat pour la fourniture de l'énergie électrique en moyenne tension.....	46
Annexe n°2 : Contrat pour la fourniture de l'énergie électrique en haute tension.....	50
Annexe n°3 : Contrat d'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique produite à partir d'énergie renouvelables et livrée sur le réseau basse tension.....	54
Annexe n°4 : Contrat d'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique produite à partir d'énergie renouvelables pour 1 et 2 kWc – bénéficiaire du programme PROSOL ELEC.....	61
Annexe n°5 : La finance islamique (le cas de l'Ijara) / opérations de leasing.....	65
Annexe n°6 : Eléments de réflexion le modèle français – Cadre réglementaire de l'énergie photovoltaïque.....	66
Annexe n°7 : Bibliographie.....	70

INTRODUCTION

L'objectif de cette étude réalisée pour le compte de la Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH est de fournir une analyse sur la préfaisabilité juridique du développement d'outils juridiques à destination d'opérateurs privés étrangers dans le secteur des énergies renouvelables et plus particulièrement dans celui du secteur de l'énergie solaire en Tunisie.

Il s'agit d'étudier l'opportunité de promouvoir la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans un contexte juridique et financier maîtrisé en prenant comme axe de développement des structures et modèles juridiques déjà existants en Tunisie tels que le crédit-bail ou les sociétés de service d'efficacité énergétique (« ESCo »).

Cette étude s'inscrit plus généralement encore dans la démarche du Plan Solaire Méditerranéen (PSM) qui vise à promouvoir l'exploitation des technologies d'efficacité énergétique (EE) et des ressources en énergies renouvelables (EnR) dans les Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranées (PSEM) afin de contribuer à l'amélioration de la situation énergétique régionale, préparer et promouvoir une exportation de l'électricité produite à partir d'énergie renouvelable. C'est dans ce cadre que le Plan Solaire Tunisien (PST) a été initié en vue de coordonner le lancement de programmes concrets de rationalisation de la consommation énergétique de la Tunisie.

MÉTHODOLOGIE

La première partie est consacrée à un état des lieux réglementaire concernant les conditions d'accès au réseau électrique en Tunisie et les dispositifs particuliers applicables à la production d'électricité d'énergie renouvelable. Cet état des lieux implique que l'on examine les conditions d'accès d'un investisseur privé non résidentiel (ou étranger) au marché Tunisien en identifiant les leviers ou verrous qui peuvent se présenter à l'occasion du développement d'un projet mettant en œuvre une énergie renouvelable.

On précise que l'énergie photovoltaïque étant l'énergie renouvelable la plus simple à intégrer dans un environnement bâti et la plus efficace pour réaliser une production décentralisée sur les lieux de consommation les plus importants, l'étude est principalement orientée vers cette source d'énergie.

Cet état des lieux tiendra compte des évolutions réglementaires annoncées à court terme et qui font l'objet de discussion en cours de préparation de cette étude tant pour que ce qui est de la « loi relative à la production, la vente et l'exportation de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables » que du projet du nouveau « Code l'Investissement ».

La deuxième partie consiste à établir un panorama des interventions du secteur privé dans la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Tunisie.

Chacun des modes d'intervention étudié sera replacé dans son contexte réglementaire et fera l'objet d'une analyse critique pour pouvoir évaluer la possibilité et/ou l'intérêt pour un investisseur privé étranger d'avoir recours à ce mode d'intervention.

En tenant compte des retours d'expériences ou de ces modèles, cette étude examinera en détail l'opportunité et la préfaisabilité du développement de modèles de type crédit-bail (« leasing ») et de société de service d'efficacité énergétique (« ESCo ») qui pourraient être utilisés comme axes de développement de ce secteur par des opérateurs privés.

Une telle analyse nécessite que soient pris en compte :

- les avantages et inconvénients des différents modes d'implantation des systèmes solaires, en tenant compte des conditions de financement à obtenir par un investisseur local ou étranger ;

- les principales contraintes réglementaires liées aux droits de la propriété foncière et de l'urbanisme en Tunisie à savoir le régime des autorisations d'urbanisme et les dispositions du Code réel de le propriété qui peuvent avoir un impact sur la réalisation d'un projet et sur la sécurisation des droits du développeur.

C'est dans ce contexte que les principales tâches de cette étude concernent :

- l'analyse du cadre réglementaire de la production d'énergies au travers des modèles et structure de production existantes ou transposables notamment à l'énergie photovoltaïque ;
- la mise en évidence des points forts des dispositifs de type Leasing et ESCo et le cas échéant, les points de vigilances ou les problématiques à prendre en compte en vue de leur utilisation comme support de développement de projets d'implantation d'une unité de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable.

ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS

Liste des signes :
* : acronymes et abréviations définies ci-dessous

ANME :	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie	kWh:	kilowatt/heure
ANPE :	Agence Nationale de Protection de l'Environnement	MIT:	Ministère de l'Industrie et de la Technologie (aujourd'hui : Ministère de l'Industrie)
CES :	chauffage à eau solaire	Mtep :	Millions de tonnes équivalent pétroles
CPE :	Contrat de performance énergétique	MW :	Mégawatt
CSP :	solaire thermique à concentration	PNUD :	Programme des Nations Unies pour le Développement
EE :	Efficacité Energétique	PSEM :	Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranées
EnR :	Energie Renouvelable	PSM :	Plan Solaire Méditerranéen
ESCo :	Energy service company	PST :	Plan Solaire Tunisien
FEM :	Fonds pour l'Environnement Mondial	STEG :	Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz
GW :	Gigawatt	STEG ER :	Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz Energie Renouvelable
IPP :	Independant Power Producer		

1.

CONTEXTE GÉNÉRAL DE LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE EN TUNISIE



D'une manière très schématique, on retient de la situation énergétique en Tunisie que si dans les années soixante-dix à quatre-vingt, la Tunisie était considérée comme un pays exportateur de pétrole et de gaz, depuis les années quatre-vingt-dix et en raison principalement d'une explosion de sa consommation, elle est devenue importatrice.

Ses ressources énergétiques sont aujourd'hui principalement constituées des énergies fossiles avec la production d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) et de gaz naturel (provenant notamment de l'exploitation du gazoduc transméditerranéen Algérie – Tunisie – Italie).

Ces ressources nationales d'énergie primaire accusent une baisse de production significative dans un contexte d'augmentation importante de leur consommation (4.5 Mtep* en 1990 contre 8.5 Mtep en 2012) contribuant ainsi à aggraver un contexte chronique de déficit de la balance énergétique nationale évaluée à 1 million de tep. Par ailleurs, les observateurs constatent une profonde modification dans la répartition de ces ressources nationales avec une réduction de la part des produits pétroliers au profit de celle du gaz naturel¹. En 2013, cette projection devait se confirmer pour atteindre un déficit énergétique de 2,4 Mtep².

Le mix électrique tunisien est donc aujourd'hui largement dominé par les combustibles fossiles dont une grande partie est aujourd'hui importée. Ces combustibles sont à l'origine de plus de 98.8% de l'électricité produite dans le pays³ ce qui ne laisse, on le voit, qu'une part résiduelle pour la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable⁴. En 2010, la part de ces énergies renouvelables dans le mix électrique tunisien était considérée comme «négligeable» et évaluée à moins de 2 % de la production électrique annuelle et nationale.

Pour promouvoir et soutenir une volonté de diversification des ressources et d'élargissement de la part de la production de l'électricité à partir d'énergie renouvelable, la Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (STEG*) a créé une filiale dédiée à cette problématique.

La très faible représentation des énergies renouvelables dans ce mix énergétique doit être mise en relation avec le scénario retenu par la Tunisie dans le cadre de son Plan Solaire Tunisien qui vise à atteindre une plus grande ouverture aux ENR dans son mix énergétique à l'horizon 2030⁵ et consiste à produire l'électricité à partir de 30 % d'énergie renouvelable et 70 % d'énergie conventionnelle⁶ compte tenu du grand potentiel de production en Tunisie (éolien et photovoltaïque notamment).

Devant ce potentiel, conjugué à la nécessité de substituer les énergies conventionnelles, la Tunisie s'est donnée les moyens de mettre en œuvre un programme national d'énergie et de développement des énergies renouvelables au travers de plusieurs textes et lois cadres comme la loi n°2009-7 et son décret d'application n° 2009-2773 du 28 septembre 2009

qui ouvrent aux opérateurs privés la voie à divers scénarii d'investissement et de développement.

Preuve que ce marché est en devenir et son expansion imminente, un nouveau cadre réglementaire relatif aux énergies renouvelables est en cours de préparation pour être opérationnelle courant 2014. Cette réflexion, dans le contexte de la transition politique que connaît le pays, vient confirmer la détermination de la Tunisie dans sa volonté d'accroître son autonomie énergétique et conserver une place stratégique et incontournable dans le développement des énergies renouvelables en Méditerranée.

Tout projet de développement d'une installation de production l'électricité à partir d'énergie renouvelable nécessite d'importantes dépenses d'investissement et la quasi-totalité du coût d'investissement doit être débouquée lors de la construction de l'installation.

Or, non seulement, les coûts de financement et d'investissement de l'installation représentent 80 % environ du coût total du projet (les autres coûts nécessaires à sa maintenance et à son exploitation étant marginaux) mais encore la rentabilité du projet ne sera assurée que si l'installation produit l'électricité estimée pendant plusieurs années.

Un projet de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable a ainsi particulièrement besoin d'un cadre réglementaire clair et pérenne pour parvenir à obtenir un financement satisfaisant.

Cette partie a pour objet de synthétiser le cadre réglementaire général d'accès au réseau électrique avant de passer en revue les principaux dispositifs de production d'électricité par un producteur en Tunisie.

L'étude de ce cadre juridique doit passer par l'analyse du contrat de fourniture de l'énergie délivrée par la STEG au consommateur. Ce contrat est un préalable à toute injection sur le réseau électrique tunisien. Elle implique ensuite d'analyser les dispositions relatives au contrat d'achat par la STEG qui contient également quelques spécificités relatives au raccordement au réseau des installations de production d'énergie électrique.

¹ A titre d'illustration récente, on peut citer l'annonce récente de la mise en exploitation de deux turbines à gaz d'une capacité de 240 Mégawatt à Bir Mcherga (Juin 2013)

² Ministère de l'Industrie « Débat National Stratégie Énergétique – Horizon 2030 – présentation publique - http://www.tunisieindustrie.gov.tn/upload/documents/debat-energie/VF_Presentation-Energie2013-Public_V1.pdf

³ Source Observ'ER (quatorzième inventaire – Édition 2012)

⁴ Pour la suite des développements, on retiendra comme définition d'une source d'énergie renouvelables celle proposée par la Directive Européenne 2001/77 du 27 septembre 2001 sur l'électricité de source renouvelable et qui définit comme renouvelable « les sources d'énergies non fossiles renouvelables telles que les énergies éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice, hydroélectrique, biomasse, gaz de décharge, gaz des stations d'épuration usées et biogaz ».

⁵ Institut national des statistiques – calculée suivant une hypothèse de base de développement de la population tunisienne qui atteindrait environ 12.4 millions d'habitants en 2030 (contre 10,2 millions d'habitants en 2007).

⁶ Déclaration M. Karim Nefzi, Ingénieur ER, ANME, lors de la journée d'Etude à Tunis organisée par la Chambre Internationale de Tunis (CIT) sur le thème « Énergie renouvelable : quelles opportunités par la Tunisie » 11/04/2013.

2.

LE CADRE RÉGLEMENTAIRE DE L'ACCÈS AU RÉSEAU EN TUNISIE



2.1 Le contrat de fourniture de l'énergie électrique en Tunisie

En l'état de la réglementation actuelle, la condition préalable à toute injection sur le réseau électrique consiste en l'obtention préalable par le producteur d'un contrat de fourniture de l'énergie électrique avec la STEG.

Ce contrat est déterminant dans la mesure où comme nous allons le voir dans les développements suivants, la puissance installée pour les besoins du fonctionnement d'une installation de production d'énergie renouvelable ne peut pas être supérieure à la puissance par la puissance souscrite pour permettre à un producteur d'être éligible à l'un ou l'autre des dispositifs énumérés ci-dessous (Décret 2009 67-73 du 28 septembre 2009).

Comment fonctionne et quel est le contenu du contrat de fourniture de l'énergie électrique en Tunisie ?

On rappelle qu'en Tunisie, le système de raccordement, de transport et de distribution tunisien est centralisé et sous monopole de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG). La STEG a été créée en 1962 par le décret-loi n°62-08 du 3 avril 1962 ratifié par la loi n° 62-16 du 24 mars 1962. Ce statut lui conférait le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'électricité sur l'ensemble du territoire Tunisien.

L'article premier de ce texte explique que « la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation de l'électricité et du gaz combustible sont nationalisés à dater de la promulgation du présent décret-loi ». Il conférait à la STEG le statut d'un établissement public à caractère commercial et industriel doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière.

La STEG est régie par la réglementation relative aux sociétés anonymes et est soumise par ailleurs au droit fiscal de droit commun.

A l'heure actuelle, elle reste le seul gestionnaire de réseau en Tunisie. C'est l'interlocuteur unique d'un producteur pour le raccordement d'une installation de production d'énergie sur le réseau électrique. Les ouvrages de raccordement des installations de l'abonné jusqu'au réseau de la STEG sont propriété exclusive de celle-ci qui en assure l'entretien à ses frais.

Les conditions et modalités d'accès au réseau sont déterminées par les dispositions du décret n° 64-9 du 17 janvier 1964⁷ qui fixent le contenu du « Cahier des Charges relatif à la fourniture de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire de la République ».

Ce Cahier des Charges est toujours en vigueur et prévoit que toute fourniture d'énergie électrique est subordonnée à la passation d'un contrat écrit entre la STEG et l'abonné. Les contrats sont établis sous la forme de traités d'abonnement conformes aux modèles approuvés par le Ministère de l'Industrie.

Deux types de contrats pour la fourniture de l'énergie électrique sont en vigueur pour la moyenne et la haute tension (Annexe n° 1 : Contrat pour la fourniture de l'énergie électrique en moyenne tension ; Annexe n° 2 : Contrat pour la fourniture de l'énergie électrique en haute tension).

Ces contrats prennent effet à partir de la date d'entrée en vigueur du contrat (indiquée dans les dispositions particulières) et s'appliquent jusqu'au 31 décembre de la même année. Ils se renouvellent ensuite, par tacite reconduction, par périodes d'un an, sauf dénonciation par l'une ou l'autre des parties notifiée par lettre recommandée un mois au moins avant l'expiration du contrat. Il est également prévu que le contrat sera résilié de plein droit en cas de faillite, de concordat préventif ou de règlement judiciaire de l'abonné.

Pour ce qui est de la fourniture en basse tension, la STEG se contente de la signature par l'abonné d'une demande d'abonnement aux conditions du cahier des charges (article 22 du Cahier des Charges).

En cas de contestation sur l'application de l'ensemble des dispositions du présent cahier des charges le litige peut être soumis à l'arbitrage de l'Autorité de Tutelle.

Pour ce qui est des contestations relatives à l'exécution ou à l'interprétation des contrats de fournitures (moyenne et haute tension), elles doivent être portées devant le tribunal compétent.

On note que ces documents ne prévoient pas de cadre réglementaire coercitif en cas de dépassement du délai de mise en service ni d'organisme indépendant ou d'autorité administrative indépendante qui serait chargée statutairement de régler les différents liés au raccordement des installations et les procédures de traitement des demandes de raccordement.

⁷ Publié au JORT des 17-21 janvier 1964 p 58

L'encadrement des modalités et conditions de raccordement en France :

En France, les procédures de traitement des demandes de raccordement sont mises à jour régulièrement et ont pour objet de définir et de décrire les étapes de l’instruction d’une demande de raccordement depuis l’éventuelle pré-étude du raccordement du projet d’installation jusqu’à la mise en exploitation du raccordement de l’installation. Elles indiquent les échanges d’information, les règles de traitement des demandes de raccordement appliquées par le gestionnaire du réseau et précise la nature des études nécessaires pour établir les offres de raccordement, les conventions de raccordement et d’exploitation. Cette documentation indique également les engagements du gestionnaire du réseau sur les délais de traitement des demandes de raccordement au réseau public de distribution.

En cas de difficulté, un Comité de règlement des différends et des sanctions (Cordis) de la Commission de régulation de l’énergie veille au respect de la procédure de traitement et le cas échéant sanctionne le gestionnaire du réseau. C’est une autorité administrative indépendante (AAI) qui garantit au producteur une indépendance et une égalité de traitement.

2.2 Le contrat d’achat par la STEG de l’excédent de l’énergie électrique produite à partir d’énergie renouvelable

Le terme « achat » visé dans l’intitulé dans les contrats dont il sera question ci-dessous doit faire l’objet de clarification pour éviter toute confusion dans la compréhension du système de production d’électricité en Tunisie.

Tout d’abord, on précise que seule la STEG est autorisée à acheter l’électricité injectée sur le réseau (monopôle d’Etat). La STEG assume en effet à la fois le rôle de gestionnaire de réseau et celui d’acheteur de l’électricité que ce soit auprès des Producteurs indépendant (IPP)⁸ que des auto-producteurs.

C’est dans ce cadre qu’en cas de production d’électricité à partir d’énergie renouvelables et livrée sur le réseau, le producteur et la STEG doivent conclure un contrat d’achat de l’excédent de l’énergie électrique produite (Annexe n°3 : Contrat d’achat par la STEG de l’excédent de l’énergie électrique produite à partir d’énergie renouvelables et livrée sur le réseau basse tension).

Pour qu’un producteur puisse raccorder une installation de production d’énergie renouvelable au réseau électrique, la puissance installée doit être au plus égale à la puissance souscrite par le Producteur auprès de la STEG. Pour bénéficier du raccordement de son installation au réseau électrique tunisien, un producteur doit au préalable obtenir préalablement l’approbation de la STEG.

Cette précision est d’ailleurs conforme à ce qui était expliqué à l’article 15 du Cahier des Charges de 1964 qui précisait pour les auto producteur que « l’abonné ne peut notamment mettre en œuvre un moyen quelconque de production autonome d’énergie électrique susceptible de fonctionner en parallèle avec le réseau qu’en conformité des conditions techniques résultant de la réglementation correspondante et qu’après avoir obtenu l’accord préalable écrit de la STEG ».

Cette demande doit contenir un dossier technique à la charge du producteur à transmettre à la STEG qui contient les éléments suivant :

- Un schéma électrique de l’installation de production ;
- Un descriptif technique d’éventuelles sources autonomes d’électricité pouvant, le cas échéant, alimenter tout ou partie des circuits électriques normalement alimentés par l’Installation de Production ;
- Le schéma de commande et de protection des équipements de l’Installation de Production ;
- Un plan de situation de l’Installation de Production indiquant la limite de propriété et le point de livraison ;
- Une copie de la carte d’identité nationale du Producteur ;
- Une demande de réception et de mise en service ;
- Un certificat de conformité de l’onduleur aux Directives CEM04/108/CE et Basse Tension 06/95/CE et à la norme VDE 0126 ou équivalente.

Ces éléments doivent également tenir compte des contraintes techniques décrites à l’arrêté du 12 mai 2011⁹ pris par le Ministre de l’Industrie et de la Technologie qui a approuvé un Cahier des Charges spécifique relatif aux conditions techniques de raccordement et d’évacuation de l’énergie électrique des installations de cogénération et d’énergies renouvelables

⁹ Publié au JORT du 20 mai 2011 n° 36 p 746 pris en application des dispositions de l’article 4 du décret n° 202-3232 du 3 décembre 2002 relatif à la cogénération, tel que modifié et complétée par le décret n° 200-3377 du 2 novembre 2009 et de l’article 3 du décret n° 2009-2773 du 28 septembre 2009 fixant les conditions de transport de l’électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente ses excédents à la STEG.

⁸ Voir ci-dessous pour le mode de contractualisation pour les IPP : pas de contrat d’achat type compte tenu des particularités de ce dispositif.

sur le réseau électrique national en imposant par exemple la fourniture d’une étude de protection des équipements permettant un découplage instantané du réseau lors de l’apparition du défaut (schéma unifilaire, schéma de commande et de protection des équipements...).

Enfin, le producteur est tenu de souscrire auprès d’une compagnie d’assurance tunisienne, une police d’assurance responsabilité civile qui couvrira les conséquences pécuniaires de sa responsabilité à chaque fois qu’elle se trouverait engagée pour tous dommages corporels, matériels et/ou immatériels pouvant être causés aux tiers et/ou à la STEG qui est considérée comme tiers et résultant de négligence, omission, erreur ou toute autre faute commise dans l’exécution de ce contrat.

Pour ce qui est des contrats d’achat conclus dans le cadre du programme PROSOL ELEC, les pièces justificatives sont plus simplifiées. Ce dispositif fait l’objet d’une analyse plus détaillée ci-dessous.

Le Bénéficiaire doit ainsi justifier du contrat conclu avec l’installation avant de conclure avec la STEG le contrat d’achat (Annexe n°4 : Contrat d’achat par la STEG de l’excédent de l’énergie électrique produite à partir d’énergie renouvelables et livrée sur le réseau basse tension souscrivant pour 1 et 2 kWc – bénéficiaire du programme PROSOL ELEC).

Ce contrat prend effet à compter de la mise en service jusqu’au 31 décembre pour la première année et est ensuite renouvelé chaque année par période de un an par tacite reconduction sauf dénonciation par l’une ou l’autre des parties données par lettre recommandée un mois au moins avant la fin de l’année en cours (article 17 du Contrat d’achat par la STEG – Basse tension et article 18 – du Contrat d’achat par la STEG – Programme PROSOL ELEC).

La STEG établie et assure la facturation sur la base (i) du solde si la production d’électricité est inférieure à l’énergie fournie par la STEG et (ii) du tarif d’achat en vigueur fixé par décision du ministre. Si en revanche l’installation produit plus d’énergie que celle fournie par la STEG, l’écart sera reporté sur la facture du Producteur pour le cycle de facturation suivant.

En cas de modification de la décision fixant les tarifs d’achat, ou toute autre législation ou réglementation encadrant la production d’énergie renouvelables, ces modifications s’appliqueront aux contrats en cours dès la date d’entrée en vigueur de ces modifications.

En cas de litige entre un producteur et le gestionnaire de réseau au sujet des conditions d’application du contrat, les Parties conviennent de soumettre le litige auprès du Ministère de Tutelle de la STEG. Si aucune solution n’était donnée à l’issue de cette tentative de conciliation, les parties soumet-

tront le litige aux tribunaux compétents. Ce dispositif ne contient pas de procédure de traitement discriminatoire à l’égard des abonnées et producteurs étrangers.

2.3 Les tarifs de l’électricité en Tunisie

D’une manière schématique, à l’exclusion du dispositif de l’IPP¹⁰ qui fait l’objet d’une négociation sur le tarif de vente de l’électricité, tout producteur qui injecte de l’électricité sur le réseau de distribution de la STEG peut, sous certaines conditions, prétendre à une application tarifaire équivalente à celle à laquelle il a souscrit avec la STEG. Il ne s’agit pas ici d’étudier la pertinence ou non du mode de calcul du coût de l’électricité en Tunisie mais de connaître les grandes lignes de la tarification de l’électricité.

Le prix de l’électricité est fixé par l’Etat en principe chaque année et élaboré en tenant compte de nombreux paramètres tels que le prix international du baril de pétrole (brut), de la situation financière de la STEG et des autres établissements chargés des réseaux et du montant des subventions allouées par ou à l’Etat Tunisien¹¹.

Sa structuration est découpée entre trois niveaux de tension à savoir basse, moyenne et basse tension. Les tarifs d’électricité sont par ailleurs calculés en fonction en fonction de différentes plages horaires. Ils sont transposés ci-dessous (à jour valeur mars 2014) tels qu’ils sont présentés sur le site internet de la STEG¹².

¹⁰ Voir 3.2 ci-dessous
¹¹ Etude potentiel EnR – Rapport final
¹² https://www.steg.com.tn/fr/clients_ind/tarifs_mt.html

Basse Tension Générale

Tarifs	Secteur	Redevance de Puissance ⁽¹⁾ (mill/kVA/mois)	Prix d'énergie pour chaque tranche de consommation mensuelle (mill/kWh) ⁽¹⁾⁽²⁾					
			1-50	51-100	101-200	201-300	301-500	500 et +
Tranche économique (1 et 2 kVA et C°≤ 200 kWh/mois)	Résidentiel ⁽³⁾	500	75					
	Résidentiel ⁽⁴⁾ et Non Résidentiel		108					
	Résidentiel ⁽⁵⁾ et Non Résidentiel		123					
Tranche économique (1 et 2 kVA & C°>200 khw/mois(3)	Résidentiel						240	330
Tranche normale >2 kVA	Non Résidentiel	500		136	157	210	270	

Basse Tension Spéciaux

Tarifs		Redevance ⁽¹⁾		Prix de l'énergie ⁽¹⁾⁽²⁾ (mill/kWh)			
		Abonnement (mill/ab/mois)	Puissance (mill/kVA/mois)	Jour	Pointe matin été	Pointe soir	Nuit
Eclairage public		–	700	200			
Chauffe-eau ⁽⁶⁾		500	–	240	Effacement ⁽⁷⁾	Effacement ⁽⁷⁾	240
Chauffage et climatisation ⁽⁶⁾		–	500	330			
Irrigation	Uniforme ⁽⁶⁾	300	500	150			
	Trois Postes horaires	1000	–	96	NA	270	88

- Abréviations:**
mill: millime tunisien, NA = Non Applicable, kVA: kilo Volt Ampère, Ab = Abonnement, h: heure, Co: consommation
- (1) La Taxe sur la valeur Ajoutée (TVA) est à appliquer aux taux de:
- 18 % sur toutes les redevances et sur le prix de l'énergie (hors taxes) des usages autres que résidentiel et irrigation.
 - 12 % sur le prix de l'énergie (hors taxes) des usages résidentiel et irrigation.
- (2) A majorer de la surtaxe municipale: 5 Mill/kWh
- (3) Si la consommation ne dépasse pas 50 kWh/mois.
- (4) Si la consommation est comprise entre 51 et 100 kWh/mois
- (5) Si la comnsommation est comprise entre 101 et 200 kWh/mois
- (6) Ce tarif n'est plus accordé
- (7) Effacement en «pointe matin été» durant les mois d'été (Juin à Août) et en «pointe soir» durant les mois d'hiver (Septembre à Mai).
Tout kWh consommé pendant le poste «pointe soir» en été (Juin à Août) est facturé à 240 millimes

Niveau tension : MT

Tarifs Moyenne Tension	Redevance de Puissance ⁽¹⁾ (mill/kW/mois)	Prix de l'énergie ⁽¹⁾⁽²⁾ (mill/kWh)			
		Jour	Pointe matin été	Pointe soir	Nuit
Uniforme	1900 ⁽³⁾	200			
Postes horaires	6500	139	220	201	106
Cimentier (ciment gris)	6500	177	311	268	129
Pompage pour irrigation ⁽⁴⁾	–	141	NA	Effacement	106
Irrigation agricole	–	104	Effacement	120 ⁽²⁾	80
Secours	3100	153	278	239	111

- Abréviations:**
mill: millime tunisien, NA: Non Applicable, kW: kilo Watt, kVA: kilo Volt Ampère, h: heure
- (1) La Taxe sur la valeur Ajoutée (TVA) est à appliquer aux taux de:
- 18% sur toutes les redevances et sur le prix d'énergie (hors taxes) des usages autres que domestiques et irrigation
 - 12% sur le prix de l'énergie (hors taxes) des usages domestiques et irrigation
- (2) A majorer de la surtaxe municipale: 5 mill/kWh
- (3) (mill/kVA - mois)
- (4) Ce tarif n'est plus accordé
- (5) Effacement uniquement en pointe soir en hiver (Septembre à Mai). Tout kWh consommé pendant le poste pointe soir en été est facturé à 120 millimes

Ces tarifs sont également soumis à différentes plages horaires, ci-après les « postes horaires ».

Par ailleurs, à partir du 1er juin 2013, pour encadrer les coupures d'alimentation, la STEG a la possibilité d'interrompre l'alimentation en électricité de ses clients dont l'abonnement est assujetti aux tarifs haute tension et moyenne tension et dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 1 MW¹³.

La durée d'interruption est de 45 heures par an au cours des mois de juin, juillet, août et septembre entre 11 heures du matin et 15 heures de l'après-midi. Le dispositif prévoit que les clients se voyant ainsi suspendre l'alimentation au réseau doivent percevoir une indemnisation en fonction de la puissance souscrite d'interruption et de l'énergie non consommée (étant précisée que l'indemnité d'interruption ne pourra être inférieure à 1 MW pour les clients de la haute tension et 100 kW pour les clients de la moyenne tension).

¹³ Décision du Ministre de l'Industrie du 5 mars 2013 - http://www.steg.com.tn/fr/tarifs_interruption.html

Indemnité d'interruption

Niveau du Tarif	Tarif ⁽²⁾	Puissance souscrite d'interruption	Indemnité variable (mill/kWh non consommé)	Indemnité fixe (mill/kW interruptible/mois)
Haute Tension	Postes horaires	< 3 MW	204	900
		≥ 3 MW	410	
Moyenne Tension	Postes horaires	< 400 kW	212	1050
		≥ 400 kW	416	
	Uniforme	< 400 kW	212	500 ⁽³⁾
		≥ 400 kW	465	

(1) Décision de monsieur le Ministre de l'Industrie du 5 mars 2013
(2) Tarif souscrit au contrat pour la fourniture de l'énergie électrique
(3) mill/kVA interruptible/mois

Niveau Tension: HT

Tarifs	Redevance ⁽¹⁾ de Puissance (mill/kW/mois)	Prix de l'énergie (mill/kWh) ⁽¹⁾⁽²⁾			
		Jour	Pointe matin été	Pointe soir	Nuit
Quatre postes horaires	6000	135	214	198	102
Cimentier (ciment gris)	6000	170	300	261	123
Secours	2300	151	275	238	108

Abréviations:
mill: millime tunisien, kW: Kilo Watt, kWh: Kilo Watt heure
(1) La Taxe sur la valeur Ajoutée (TVA) est à appliquer aux taux de :
- 18% sur toutes les redevances et sur le prix d'énergie (hors taxes) des usages autres que l'irrigation
- 12% sur le prix de l'énergie (hors taxes) de l'usage irrigation
(2) A majorer de la surtaxe municipale: 5 mill/kWh

3.

PANORAMA DES PARTICIPATIONS DU SECTEUR PRIVÉ DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN TUNISIE



TUNISIE

La STEG détient aujourd’hui encore un monopole sur les secteurs d’activité de l’énergie électrique tels que le transport, la distribution, la commercialisation, l’achat et fourniture d’électricité.

En revanche pour ce qui est de la production de l’électricité, le cadre réglementaire et institutionnel de la production d’électricité a été ouvert à participation du secteur privé. La STEG ne détient plus, au sens strict de monopole, puisque ce marché est désormais ouvert :

- aux producteurs indépendants (IPP) qui exploitent une installation de production d’électricité sous couvert d’une concession consentie par l’Etat après un appel d’offre ;
- aux producteurs éligibles au dispositif PROSOL ELEC;
- aux auto-producteurs d’électricité à partir d’énergie renouvelables au travers du dispositif découlant de la loi n° 2009-7 du 9 février 2009 (article 14 (bis) et 14 (ter) ;
- aux producteurs de l’électricité à partir du gaz issu des concessions d’exploitation d’hydrocarbures.

Après avoir dressé un rapide historique du contexte réglementaire de la production d’électricité, nous allons brièvement voir dans quelle mesure un producteur résident en Tunisie ou non qui souhaiterait développer un projet d’implantation d’une installation de production d’électricité à partir d’énergie renouvelable (et plus particulièrement photovoltaïque) pourrait utilement revendiquer le bénéfice de ces dispositifs.

Chacun de ces dispositifs a fait l’objet d’une synthèse pour parvenir à un indice de transposition du dispositif à une opération de développement d’un projet photovoltaïque.

3.1 Le contexte réglementaire de la production d’électricité en Tunisie

La STEG s’est vue confier lors de l’indépendance du pays la mission de produire, transporter et distribuer l’énergie électrique auparavant gérée par sept sociétés concessionnaires chargées de l’alimentation des principales régions du pays. Son cadre réglementaire est fixé par le décret-loi n°62-08 du 3 avril 1962¹⁴.

Cette nationalisation de la totalité du secteur de l’énergie était justifiée par la nécessité d’harmoniser le traitement de la

¹⁴ Le décret-loi de 1962 a été complété par la loi n°96-27 du 1er avril 1996 (publié au JORT n°27 p. 639) : ouverture du marché aux IPP.

production d’électricité sur l’ensemble du territoire. L’article 1er de ce décret-loi précisait « la production, le transport, la distribution, l’importation et l’exportation de l’électricité et du gaz combustible sont nationalisés ».

Ce texte ouvrait déjà une brèche dans ce dispositif pour ce qui est de la production puisque l’article 2 du décret-loi excluait de la nationalisation « les installations de production d’électricité et de gaz combustible appartenant à des entreprises ayant à titre principal d’autres activités ». Ce dispositif n’a pas fait alors l’objet d’un encadrement précis mais cette disposition est à l’« ancêtre », selon nous, du dispositif de l’auto consommation organisé par la loi de 2009 (cf ci-dessous).

Par la suite, au cours des années 1980, la Tunisie, comme de nombreux autres pays touchés par la crise pétrolière, va s’orienter vers la promotion de plusieurs programmes et plans d’action en faveur de la politique d’énergie. Il faudra néanmoins attendre la loi n° 96-27 du 1er avril 1996 pour que le quasi-monopole de la STEG laisse place à l’introduction sur le marché des Producteurs Indépendants en leur conférant des concessions de production d’électricité en vue de la vente exclusive à la STEG de l’électricité ainsi produite.

La loi n° 2004-72 relative à la maîtrise de l’énergie du 2 septembre 2004¹⁵ a instauré la maîtrise de l’énergie comme « une des priorités nationales dans la mesure où elle constitue un élément principal du développement durable et qui a une relation étroite avec l’évolution économique et sociale (...)».

Au sens de cette loi, il ne s’agit pas seulement de rechercher un cadre de production de l’énergie ou de favoriser la promotion des énergies renouvelables mais aussi de déterminer des outils pour rationaliser la consommation de cette énergie.

C’est dans ce cadre que l’Agence Nationale pour la Maîtrise de l’Energie (ANME) a été mise en place (article 16 à 18). Le champ d’intervention de l’ANME est très large et « englobe toutes les initiatives et actions visant à améliorer le niveau d’efficacité énergétique et à diversifier les sources d’énergie »¹⁶.

Dans le prolongement la loi n° 2005-82 du 15 août 2005¹⁷ a mis en place un système de financement du dispositif de maîtrise de l’énergie ayant pour but « l’appui des actions visant la rationalisation de la consommation de l’énergie, la promotion des énergies renouvelables et la substitution de l’énergie » (article 1er de la loi n° 2005-82 du 15 août 2005). Ce dispositif prévoit notamment que des subventions puissent être octroyées dans le cadre de la production de l’électricité à partir des énergies renouvelables.

¹⁵ Publiée au JORT n° 63 p. 2231.
¹⁶ Nejib Osman « Tunisie : une politique nationale d’efficacité énergétique », Juillet 2012 p 70.
¹⁷ Publiée au JORT n° 65 p 2100.

Ce système a évolué vers un Fonds National de Maîtrise de l’Energie (FNME) apportant un soutien public extra budgétaire et l’octroi de subventions aux actions d’investissement visant une utilisation rationnelle de l’énergie et la promotion des énergies renouvelables et de substitution. Ce fonds est géré par l’ANME. Il est financé par une taxe spécifique due à l’occasion de la première immatriculation des voitures acquis par les particuliers (dits véhicules de tourisme par opposition aux véhicules utilitaires).

Dans ce cadre, l’ANME alloue des aides financières en contrepartie de la réalisation d’audit énergétique, d’implantation de projets pilote de démonstration, de cogénération, d’efficacité énergétique ou de contrats programmes.

Par ailleurs, elle octroie également des avantages fiscaux spécifiques tels que l’application de droits de douane minimum et suspension de la TVA sur les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l’énergie et qui n’ont pas d’équivalents fabriqués localement ou encore la suspension de la TVA sur les biens d’équipement et les produits économiseurs en énergie acquis localement.

Ce dispositif a été précisé par un décret n° 2005-2234 du 22 août 2005¹⁸ mais aucune n’a de lien direct avec les installations photovoltaïques¹⁹.

Pour structurer ce dispositif, l’article 2 de ce décret emporte création d’une commission technique consultative chargée d’émettre un avis sur l’octroi des primes.

Enfin, la loi n°2009-7 du 9 février 2009²⁰ et son décret d’application n° 2009-2773 du 28 septembre 2009²¹ est venue compléter la loi de 2004 sur le sujet de production d’énergie renouvelable et plus particulièrement sur le dispositif applicable aux auto-producteurs.

C’est au vu de ce panorama réglementaire que nous allons décrire les principales caractéristiques du régime propre à chacun des producteurs d’électricité et son adaptabilité à une activité de développement d’un projet photovoltaïque.

¹⁸ Publié au JORT n° 67 p 2224.
¹⁹ Le décret n°2005-2234 du 22 août 2005 favorise les actions suivantes (a) l’audit énergétique, les contrats-programmes et la consultation préalable, (b) l’installation des stations de diagnostic des moteurs des véhicules, (c) le chauffage des eaux par l’énergie solaire dans le secteur résidentiel et des entreprises privées, (c) le chauffage des eaux par l’énergie solaire.
²⁰ Publiée au JORT n° 11 p. 435.
²¹ Publié au JORT n° 79 p. 2836.

3.2 Les producteurs indépendants (IPP)

3.2.1 Le régime du statut des producteurs indépendants

La loi n° 9627 du 1er avril 1996

Le régime d’une production indépendante a été intégré dans le droit positif tunisien par la loi n° 96-27 du 1er avril 1996²² venant compléter l’article 3 du décret-loi du 3 avril 1962 relatif à l’organisation de la STEG.

Cet article dispose désormais, qu’indépendamment du monopole confié à la STEG dans le cadre de la nationalisation de l’énergie, « l’Etat peut octroyer à des personnes privées des concessions de production d’électricité ».

La loi renvoyait à un décret le soin de déterminer ces modalités. Ce décret n° 96-1125 a été pris le 20 juin 1996²³. Le concessionnaire de production d’électricité ne peut être désigné qu’au terme d’un appel d’offre dont les conditions sont brièvement décrites ci-dessous.

Le mécanisme de l’appel d’offre pour le choix du concessionnaire

L’article 1er de ce décret du 20 juin 1996 prévoit que « la concession de production d’électricité à personnes privées, appelée production indépendante d’électricité, a pour objet d’autoriser des personnes privées à produire de l’énergie électrique en vue de sa vente exclusive à la STEG dans le cadre d’un contrat conclu entre les deux parties ».

Il définit le régime de la production indépendante qui ne doit pas être confondu avec le régime des auto-producteurs définit ci-dessous. On note immédiatement que ce dispositif n’est pas limitée à un type spécifique de production électrique (renouvelable ou non).

L’impulsion de cet appel d’offre est assurée par le Ministère de l’Industrie qui assure la préparation des dossiers d’appel d’offres, le lancement des consultations, l’ouverture des plis ainsi que le dépouillement des offres reçues.

Le choix du concessionnaire est effectué au terme de la procédure d’appel d’offre ouvert ou par appel d’offres restreint précédé d’une phase de pré qualification et selon les conditions fixées par la Commission Supérieure de la Production Indépendante d’Electricité (CSPIE) spécialement constituée pour chacun des projets (article 8 du décret n° 96-1125 du 20 juin 1996) et donc ad hoc.

²² Publiée au JORT n° 27 p 639
²³ Publié au JORT n° 50 p 1292

Cette procédure est conduite par la CSPIE après proposition de Commission Interdépartementale de la Production Indépendante d'Electricité (CIPIE),

Une fois arrêté le choix du concessionnaire, l'Etat (autorité concédante) représentée par le Ministre de l'Industrie et le producteur indépendant d'électricité (concessionnaire) signe une convention qui doit être approuvée par décret (combinaison de la loi du 1er avril 1996 et de l'article 9 du décret du 20 juin 1996).

Le contenu du contrat de concession de production d'électricité

L'article 3 du décret détermine le contenu minimum de cette convention qui doit impérativement prévoir les éléments suivants :

- Les caractéristiques de la concession ;
- La durée de la concession, les conditions de son entrée en vigueur, de son expiration, de sa résiliation, et le cas échéant de sa prorogation ;
- Les avantages, s'il y a lieu, accordés au concessionnaire ;
- Les contrôles et les vérifications pouvant être exercés par la partie concédante sur le concessionnaire ainsi que les informations que ce dernier a l'obligation de fournir ;
- Les conditions de cession, le cas échéant, par les actionnaires de leur participation dans la société de projet ;
- Les caractéristiques générales des ouvrages et des installations ;
- Les conditions et délais de réalisation des ouvrages du projet et de leur mise en service ;
- La destination des constructions, des installations et des ouvrages à la fin de la concession ;
- Les conditions d'occupation des terrains nécessaires au projet ;
- Les modes de règlement des litiges.

Etat de mise en œuvre de ce dispositif :

Il faudra attendre 1999 pour voir paraître le premier décret²⁴ relatif à l'approbation de la convention de concession de production d'électricité mettant en œuvre ce dispositif et pour les besoins de l'opération de la centrale de Radès II (centrale électrique d'une puissance de 500 MW environ) et entérinant la convention conclue le 24 mars 1999 entre l'Etat tunisien et le Consortium PSEG International, Ltd, Sithe Power International, Ltd et Maruberi Power Holding PB. Cette centrale a été mis en fonctionnement en 2002 selon un montage contractuel de conception réalisation exploitation (BOO²⁵ : « Build Own and Operate»). Cette centrale représentait 21 % de la production nationale en 2010.

Un second projet sera mis en service en 2003 pour une puissance de 13,5 MW sur le site de Biben.

En 2012, la puissance installée par les IPP est évaluée à 484,5 MW.

3.2.2 La synthèse de l'adaptabilité du dispositif IPP

Since it does not exclude any particular energy source, the IPP scheme can be transferred to the photovoltaic sector.

In contractual terms, however, the scheme leaves the project developer relatively little autonomy in what it is principally a public initiative defined by a very restrictive specification (construction, site, etc.).

In economic terms, it is difficult to make a clear-cut analysis of the system, since all the billing provisions and, indeed, as a general rule all the provisions of the concession agreement are negotiated when the contract is awarded, something which has only happened twice to date.

That being said, the scheme is nevertheless particularly well suited to large-scale projects in that being a public initiative it focuses on large capacity power stations.

3.3 L'autoproduction

3.3.1 Le régime du statut de l'autoproduction (régime général)

Le cadre réglementaire de l'autoproduction trouve son fondement dans les dispositions de l'article 2 alinéa 3 du décret-loi du 3 avril 1962 qui excluait de la nationalisation

²⁴ Décret n° 99-940 du 30 avril 1999 relatif à l'approbation de la convention de concession de production d'électricité de la centrale de Radès II, publié au JORT n° 36 p. 679
²⁵ Build Own and Operate

« les installations de production d'électricité et de gaz combustible appartenant à des entreprises ayant à titre principal d'autres activités ».

Le législateur a ainsi voulu viser ici la production d'électricité générée par des sociétés privées à l'occasion de leur activité industrielle qui préexistaient avant l'entrée en vigueur des dispositions du décret-loi de 1962. Ces équipements ne pouvaient en effet pas faire l'objet de la nationalisation dans les conditions prévues dans le décret-loi précité. On considère encore qu'à cette époque le législateur a estimé que cette production étant accessoire à une activité principale elle devait être finalement marginale. C'est dans ce cadre que dès l'origine est reconnu le statut de l'autoproduction.

Ce dispositif a été encadré par la loi 2009-7 du 9 février 2009²⁶ complétant la loi 2004-72 du 2 août 2004 relative à la maîtrise de l'énergie et qui dispose que « tout établissement ou 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 propre, bénéficie du droit de transport de l'électricité ainsi produite, par le réseau électrique national jusqu'à ses points de consommation et du droit de vente des excédents exclusivement à la STEG, dans des limites supérieures et ce, dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie. Les conditions de transport d'électricité, la vente des excédents et les limites supérieures sont fixées par décret. Les projets de production d'électricité à partir d'énergie renouvelables, raccordés au réseau électrique nationale et réalisés par les établissements prévus au premier paragraphe du présent article, sont approuvés par décision du ministre chargé de l'énergie prise sur avis d'une commission technique consultative » (article 14 Bis).

L'article 14 (ter) précise le régime applicable aux projets en basse tension et prévoit que tout producteur d'électricité à partir d'énergie renouvelable pour sa consommation propre, dont les installations sont connectées au réseau électrique national en basse tension, bénéficie du droit de vente de ses excédents d'énergie électrique exclusivement à la STEG qui s'engage à les acheter dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie et ce, selon des conditions fixées par décret.

Le décret pris en application de cette loi, le décret n° 2009-2773 du 28 septembre 2009²⁷ a précisé « les conditions de transport de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à la STEG ».

²⁶ Publiée au JORT n°12 du 10 février 2009 p. 435
²⁷ Publié au JORT du 2 octobre 2009 n° 79 p. 2836

Ce décret vise les établissements ou groupement d'établissements pour l'autoproduction de l'électricité à partir d'énergies renouvelables (article 1er) et exige un extrait du registre de commerce de l'établissement (aucune mention d'un groupement d'établissement) (article 4) parmi les documents composants le dossier à déposer auprès de l'ANME pour obtenir l'avis de la Commission Technique Consultative (CTC).

Loin d'avoir clarifié les modalités applicables aux groupements, ce décret nécessite des clarifications puisque par exemple la justification de l'immatriculation du « groupement d'établissement » qui serait constitué pour les besoins du projet rend impossible la réalisation de la condition relative au caractère accessoire de la production d'électricité par l'établissement concerné.

Exemple de mise en œuvre : Om Somaa – gouv. Ernorat de Kébili

En novembre 2012, une installation de production d'électricité photovoltaïque à concentration (CPV) pour le pompage et l'irrigation en zone aride a été mise en exploitation sur la base de ce dispositif de l'autoconsommation (Om Somaa – gouv. Ernorat de Kébili)²⁸.

Tarifs de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables en auto production

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'auto-producteur. Le tarif applicable est celui souscrit par le client et suivant les postes horaires de consommation. Quant aux producteurs qui ne sont pas clients de la STEG et ceux souscrivant au tarif secours, la facturation est faite selon le prix du kilowattheure Haute Tension à 4 postes horaires.

Clients Basse Tension : la facturation se fait en calculant la différence entre l'électricité livrée par la STEG et celle produite et livrée par l'auto-producteur. Le tarif applicable est celui de la Basse Tension. Dans le cas où la différence est négative, la facturation sera reportée.

Source : STEG 2013

Par ailleurs et dans le cadre d'un parangonnage effectué pour savoir dans quelle mesure d'autres dispositifs existants en Tunisie pourrait être transposés, a été identifié le « contexte hydrocarbure » et qui fait l'objet d'une analyse synthétique

²⁸ Source : communiqué de presse SOITEC - <http://www.soitec.com/pdf/Information>

Les conditions principales de ce régime sont résumées dans le tableau suivant :

Synthèse de la loi n° 2009-7 du 9 juillet 2007 (article 14 Bis)	Critères d’éligibilité des projets d’auto-consommation – haute et moyenne tension	Critères d’éligibilité des projets d’autoconsommation – basse tension
Type de producteur	Etablissement ou groupement ²⁹ d’établissement exerçant dans les secteurs industriel, agricole ou tertiaire	Tout producteur raccordé au réseau basse tension
Production d’électricité à partir d’énergie renouvelables pour sa consommation propre	Imposée	Imposée
Puissance installée	Puissance installée ne doit pas dépasser la puissance souscrite par le producteur auprès de la STEG	Puissance installée ne doit pas dépasser la puissance souscrite par le producteur auprès de la STEG
Droit de vente des excédents exclusivement à la STEG	Limitée à 30 % de l’électricité produite annuellement (article 1 du décret)	Vente de la différence entre l’électricité livrée par la STEG et celle produite et livrée par l’auto producteur
Tarifs de vente ³⁰	Fixés par le Ministre chargé de l’énergie (selon un arrêté) Le cycle de relève est fixé dans les conditions particulières du contrat	Fixés par le Ministre chargé de l’énergie (selon un arrêté) Le cycle de relève est fixé dans les conditions particulières du contrat
Coût du raccordement	A la charge du producteur (y compris les appareils de mesure, de contrôle, de surveillance et de sécurité) (article 3)	Le décret semble vise « les établissements ou le groupement d’établissements » et non pas les producteurs ce qui laisse une marge d’interprétation
Coût du renforcement du réseau (le cas échéant)	A la charge du producteur	Pas clair (le décret vise « les établissements ou le groupement d’établissements » et non pas les producteurs)
Surtaxe de 5 mill/kWh	Oui (à vérifier)	Oui (à vérifier)
Type d’autorisation	Autorisation préalable par décision du ministre chargé de l’énergie prise sur avis d’une commission technique consultative ³¹ (article 4 du décret)	Pour les projets en basse tension, a priori, l’accord de la STEG sur le contrat type est suffisant
Contrôle technique des projets	Les projets sont soumis à la commission technique consultative créée par le décret n° 2005-2234 du 22 août 2005 pour donner son avis sur le projet après analyse des éléments énumérés ci-dessous (1)	Conditions fixées dans le contrat de fourniture

- (1) Liste des éléments joints à la demande :
- un extrait du registre du commerce de l’établissement
- une étude de faisabilité technico-économique
- identification du site et de la puissance à installer
- les sites de consommation de l’électricité

- la consommation annuelle électrique de l’établissement ou du groupement d’établissements
- la production annuelle électrique de l’établissement ou du groupement d’établissement

²⁹ La notion de groupement n’étant pas clairement définie elle pose des difficultés d’interprétation et devrait faire l’objet d’une clarification (cf infra)

³⁰ Cf Annexe n° [.] tarif de l’électricité

³¹ Commission créée par le décret n° 2005-2234 du 22 août 2005

ci-dessous. Il nous est en effet apparu utile d’analyser ce dispositif très proche de l’autoproduction étudiée ci-dessus, pour évaluer sa transposabilité dans la sphère des dispositifs applicables aux énergies renouvelables ou tout élément à prendre en compte dans notre réflexion.

Le contexte hydrocarbures (gaz issu des concessions d’exploitation d’hydrocarbures) :

Ce panorama est complété par un dispositif existant en Tunisie appelé « contexte hydrocarbure » qui consiste à valoriser le gaz (non commercialisable) issu des concessions d’exploitation d’hydrocarbures en le transformant en électricité injectée sur le réseau. Ce contexte est un mode de production de l’électricité appartenant à la famille de la cogénération. On rappelle qu’on entend par installation de cogénération « tout ensemble d’équipements et de matériels installé dans un établissement appartenant au secteur industriel ou au secteur tertiaire, en vue de produire simultanément de l’énergie thermique et de l’énergie électrique à partir d’énergie primaire » ; En l’espèce, il s’agit de produire de l’électricité à partir du gaz issu des concessions d’exploitation d’hydrocarbures. Le gaz pouvant être utilisé doit provenir d’une exploitation d’hydrocarbures et (i) ne doit pas être un gaz commercial, (ii) ni susceptible, compte tenu de son éloignement du réseau notamment, d’être économiquement injecté dans le réseau national de transport du gaz.

L’article 66.3.b du Code des Hydrocarbures dans ses dispositions actuelles en que « le titulaire d’une cession d’exploitation peut être autorisé à valoriser le gaz non commercial, issu de ses gisements d’hydrocarbures, en vue de la production d’électricité et sa vente exclusive à entreprise de distribution désignée par l’autorité concédante.

De même, l’autorité concédante peut autoriser une personne de droit public ou de droit privé, possédant les capacités techniques et financières nécessaires, à produire de l’électricité à partir du gaz non commercial, issu des concessions d’exploitation d’hydrocarbures, en vue de sa vente exclusive à une entreprise de distribution désignée par l’autorité concédante. Les conditions et les modalités d’octroi de concession sont fixées par décret ».

Il ne s’agit pas ici de faire une étude exhaustive du mécanisme de la cogénération mais il convient de garder à l’esprit que ce dispositif est un des modes d’autoproduction organisé par la loi n° 2009-7 du 9 février 2009 étudié ci-dessus au titre des installations de production à partir d’énergie renouvelable.

L’article 7 de la loi 2009-7 prévoit en que « tout établissement ou groupement d’établissements exerçant dans le secteur industriel ou dans le secteur tertiaire qui s’équipe

d’une installation de cogénération économe en énergie pour sa consommation propre, bénéficie du droit de transport de l’électricité ainsi produite par le réseau électrique national jusqu’à ses points de consommation et du droit de vente des excédents exclusivement à la STEG, dans les limites supérieures et ce, dans le cadre d’un contrat-type approuvé par l’autorité de tutelle du secteur de l’énergie ».

Contrairement au dispositif d’autoproduction ouvert à la production d’électricité à partir d’énergie renouvelable (cf ci-dessous), le décret d’application du 28 septembre 2009 ne prévoit pas de disposition précise en ce qui concerne ce « contexte hydrocarbure » (le seul lien pouvant exister entre ce décret réside dans le fait que la cogénération est organisée à l’article premier du décret qui prévoit que la limite de 30 % de production par rapport à l’électricité produite annuellement peut être dépassée pour les projets de production de l’électricité à partir de la biomasse à condition que la puissance électrique installée ne dépasse pas 15 MW).

Ce dispositif n’apporte pas d’éléments de réflexion complémentaire par rapport à celui de l’autoproduction étudié ci-dessus. Il n’est pas en l’état transposable à la filière de production d’énergie renouvelable. Le montage de ce contexte hydrocarbures et calqué sur le dispositif de l’autoproduction évoqué en détail ci-dessus mais reste très spécifique à l’activité d’hydrocarbure codifiée dans un dispositif réglementaire à part entière.

3.3.2 La synthèse de l’adaptabilité du dispositif de l’autoproduction

Ce dispositif permet une ouverture du marché de l’énergie à des producteurs ou des groupements privés. Il est ouvert à toute énergie renouvelable. Il n’en demeure pas moins qu’il s’agit d’un cadre très étroit.

Ce dispositif n’est en effet éligible aujourd’hui qu’à des producteurs dont l’activité principale est liée à une exploitation industrielle, agricole ou tertiaire existante. Il ne laisse donc aucune faculté de développement à un développeur tiers qui n’aurait aucun lien avec l’établissement producteur.

Quand les membres du groupement sont chacun producteurs dans les secteurs visés ci-dessus, la solution ne devrait pas poser pas de difficulté particulière si ce n’est qu’est apparu une difficulté d’interprétation concernant la nature juridique du groupement et la définition de son objet social. En effet, si celui-ci devrait être logiquement être compris comme un « groupement d’intérêt économique » au sens du Code des sociétés, il n’en demeure pas moins que son objet qui consisterait alors à la production d’électricité à

partir d’une énergie renouvelable, entrerait en conflit avec les autres conditions posées par ce dispositif (cf production d’électricité accessoire, etc …).

Les choses se compliquent encore dès lors que la qualité des membres du groupement n’est pas homogène et que l’un des membres du groupement ne peut pas prétendre à la qualité ni d’industriel, ni d’agricole ou d’occupant de locaux à usage tertiaire.

Se pose enfin la question de savoir si à l’occasion d’un projet de construction d’une centrale d’énergie renouvelable à proximité d’une exploitation (industrielle, tertiaire ou agricole) un développeur pourrait revendiquer la qualité d’établissement dépendant de l’un de ses trois secteurs (tertiaire ou industriel etc…). Là encore une telle considération ne semble pas conforme au dispositif réglementaire faute pour la société tierce, porteuse du projet de pouvoir également revendiquer la qualité de consommateur.

Pour s’abstraire de cette contrainte, le porteur de projet devrait pouvoir envisager un partenariat avec l’établissement exerçant son activité principale dans les secteurs énumérés ci-dessus (sous forme de prise de participation dans le capital de l’exploitant pour respecter à la lettre les conditions énumérées ci-dessous) en contrepartie de quoi il se chargerait du développement du projet de production à partir de l’énergie renouvelable. Reste à organiser et sécuriser le mode de répartition du financement et d’organisation entre les deux sociétés (pacte d’associé, convention de partenariat …).

Une autre solution pourrait consister pour le développeur à proposer à l’exploitant (industriel, agricole ou tertiaire) titulaire du contrat de fourniture de l’électricité de lui consentir un marché de construction clé en main (équivalent français d’un contrat de promotion immobilière) au terme duquel le développeur prend en charge tous les coûts de développement du projet, de construction des équipements pour le compte de l’exploitant puis de la maintenance de l’installation moyennant une rémunération calculée en fonction des investissements mis en œuvre, et des économies réalisés sur la facture d’électricité par l’exploitant.

Cette organisation pose la question de la solvabilité des membres du groupement et des garanties contractuelles et financières permettant un fonctionnement pérenne de l’installation. On le voit, ce montage se révèle très contraignant et très fermé pour un développeur extérieur. Dans tous les cas, sa mise en œuvre dépasse les seuls enjeux du projet de production d’électricité et justifierait une refonte du système en vue de créer un statut du producteur indépendant.

La faisabilité d’un tel montage de ce type de projet repose sur la pertinence du choix de l’exploitant et de ses besoins en

électricité (pour respecter la condition de puissance) et d’y associer la création d’une installation d’énergie renouvelable.

Economiquement, il est difficile de porter une appréciation sur la pertinence du seuil de production à 30 % et si ce seuil se révèle compatible avec le taux de rentabilité du projet. La modélisation de ce type de projet au travers d’un cas pratique paraît indispensable pour tester les paramètres de ce dispositif en l’état actuel du marché.

Projets objets d’études de faisabilité (secteur de l’éolien)

Pour ce qui est du projet de la Cimenterie d’Oum Kelil (CIOK)³² engagé en 2005 et consistant à installer une puissance de 15 MW, les études de faisabilité n’ont pas permis de déterminer de rentabilité financière de l’installation en l’état des contraintes réglementaires. Un autre projet est également en cours d’étude est a fait l’objet d’une évaluation plus favorable sur le Site de THALA mais faute de mise en œuvre du projet, il n’est pas possible d’analyser son retour d’expérience.

3.4 Le net metering prévu par le dispositif PROSOL ELEC

Le net metering prévu par le contexte PROSOL ELEC et sous réserve de son maintien dans le paysage réglementaire pour la période 2013/21014 est une variante du dispositif de l’autoconsommation puisqu’il consiste en une incitation financière lors de l’acquisition de l’installation photovoltaïque et en un « crédit » (avoir sur la facture suivante) pour chaque Kwh produit en sus de sa consommation et injecté sur le réseau.

Historiquement, ce mécanisme trouve son fondement en Tunisie dans le dispositif PROSOL et au travers des premières installations de chauffage à eau solaire (au travers à cette époque d’une société publique dénommée Seret Energie Nouvelle) en 1985.

Ce programme a démarré en 1995 avec une production modeste (300 m² de réalisation par an en 1995³³) puis s’est fortement développé soutenu grâce à un financement FEM* (Fonds pour l’Environnement Mondial).

A l’arrivée du terme de ce mode de financement, une refonte du système a été étudiée et c’est dans ces conditions qu’en 2004 le dispositif connu sous le nom de PROSOL a été mis en œuvre. Ce programme a été mis en place avec la coopéra-

³² http://tunesien.ahk.de/fileadmin/ahk_tunesien/06_Events/CDM-Windworkshop/Rapport_Final_de_l_atelier.pdf
³³ Plan Bleu – Sophia Antipolis juin 2010 précité p. 31

tion du gouvernement italien et du programme des Nations Unies pour l’Environnement (PNUE). Il combine un mécanisme d’incitation fiscale, de subvention d’investissement et de crédit via la STEG.

Dans le secteur résidentiel, la progression de mise en œuvre de ces équipements est très rapide (de 12 m²/10000 habitants en 2004 à 40 m²/10000 habitants en 2010). Les réalisations consistent aujourd’hui à 490.000 m² pour 160.000 installations, soit un taux d’équipement de 6 % dans le secteur résidentiel³⁴.

Ce dispositif se décline également autours de plusieurs autres actions liées au développement des CES* dans le domaine industriel et tertiaire :

- PROSOL Industrie : tout industriel qui a recours au chauffage solaire de l’eau bénéficie d’une prime de 30 % du coût de l’investissement avec un plafond de cent cinquante dinars (150 D) par m² de capteurs solaire installé.
- PROSOL Tertiaire : les établissements du secteur tertiaire consommateurs d’eau chaude sanitaire (hôtels, établissements privés de santé, foyers universitaires, les hammams, les piscines couvertes …) bénéficient d’une subvention de 50 % du coût des études (faisabilité technico-économique, dimensionnement, assistance et contrôle) avec un plafond de 5.000 DT sur les ressources des fonds italiens à travers le PNUE*, une subvention de 30 % du coût de l’investissement avec un plafond de 150 DT/m² sur les ressources du FNME*, une surprime de 10 % avec un plafond de 50 DT/m², une subvention des frais de la maintenance sur 4 ans au-delà de l’année de garantie du matériel et une bonification de 2 points du taux d’intérêt sur les crédits octroyés par les banques commerciales au profit des hôteliers.

3.4.1 Le cadre du régime PROSOL ELEC

Ce dispositif a vocation à inciter la réalisation de 1.000 bâtiments solaires totalisant une puissance globale de modules photovoltaïque de 1500 kW³⁵.

Ces incitations financières consistent selon les informations disponibles auprès du site de la STEG³⁶ en l’allocation de :

- subvention du Fonds National de la Maîtrise de l’Energie (FNME) représentant 30% du coût de l’investissement, plafonnée à 3 000 dinars par kW ;

- surprime de 10% du coût de l’investissement accordée par le Ministère Italien de l’Environnement et du Territoire (MIET) à travers le « Mediterranean Renewable Energy Centre » ;

- participation en nature de la STEG qui consiste à la fourniture à titre gratuit d’un onduleur ;

- crédit d’une durée de 5 ans remboursé sur la facture STEG sans intérêts grâce à la bonification accordée par le MIET (servi par Ettijari Bank).

Est admissible au projet, tout client résidentiel répondant aux conditions suivantes :

- puissance photovoltaïque à installer : 1 ou 2 kW ;
- être le propriétaire du logement à équiper et avoir un abonnement basse tension STEG en son nom et en cours de validité ;
- avoir une consommation annuelle d’énergie électrique minimale de 2 000 kWh pour les installations solaires de 1 kW et de 4 000 kWh pour les installations solaires de 2 kW ;

Une fois admissible la STEG et le producteur vont signer un « contrat d’achat par la STEG de l’ « excédent » de l’énergie électrique produite à partir de l’énergie à partir de l’énergie solaire photovoltaïque par le producteur résidentiel en basse tension » (cf ci-dessus au point « autoconsommation).

Pour ce qui est du calcul du tarif d’achat de l’excédent, la méthode est la suivante à chaque période de facturation, un bilan de la production et de la consommation est effectuée sur le site et deux situations peuvent se présenter :

- Si la consommation est supérieure à la production injectée, le consommateur paie les Kwh supplémentaires consommés ;
- Si la consommation est inférieure, les crédits dus pour les Kwh injectés sont reportés sur la période suivante.

Par ailleurs, on note que le surplus de l’énergie livrée à la STEG au titre du contrat ne peut faire l’objet ni de nantissement, ni de cession de créance à quelque titre que ce soit au profit des tiers. Seul le producteur est habilité à bénéficier des reliquats d’énergie objet de ses factures en son nom propre et pour son propre compte au titre de la réalisation du contrat (article 16 du contrat) ;

³⁴ Examens de l’OCDE des politiques d’investissement en Tunisie 2012.
³⁵ Source : Projet PROSOL ELEC – février 2010 – « Promotion de l’autoproduction d’électricité par l’énergie solaire photovoltaïque » - ANME – STEG
³⁶ http://www.steg.com.tn/fr/prosol_elec/presentation.html

Enfin, le contrat se renouvelle par tacite reconduction, par période d'un an, sauf dénonciation par l'une ou l'autre des parties donnée par lettre recommandée avec accusé de réception un mois au moins avant la fin de l'année en cours (article 18). Ce droit de dénonciation s'assimile en réalité à une faculté de résiliation unilatérale et constitue un frein pour la pérennité du dispositif.

Il s'agit d'une critique systémique dans le dispositif du contrat d'achat compte tenu de l'insécurité qu'elle est susceptible de procurer aux investisseurs.

3.4.2 La synthèse de l'adaptabilité du dispositif PROSOL ELEC

Ce dispositif est éligible aux installations photovoltaïques de très faible puissance (1 à 2 kW) et réservé au secteur résidentiel. En cas de puissance plus importante, et sous réserve de respecter les critères correspondants, il convient de faire application du dispositif d'auto consommation décrit ci-dessus.

Le cadre de production d'électricité défini par PROSOL ELEC est attractif pour un producteur individuel qui serait réticent à acquérir une installation compte tenu des participations financières allouées lors de l'acquisition du matériel. Il est dans ce cadre, adapté aux petites toitures en site isolées ou non, à partir du moment où le bâtiment fait l'objet d'un raccordement au réseau.

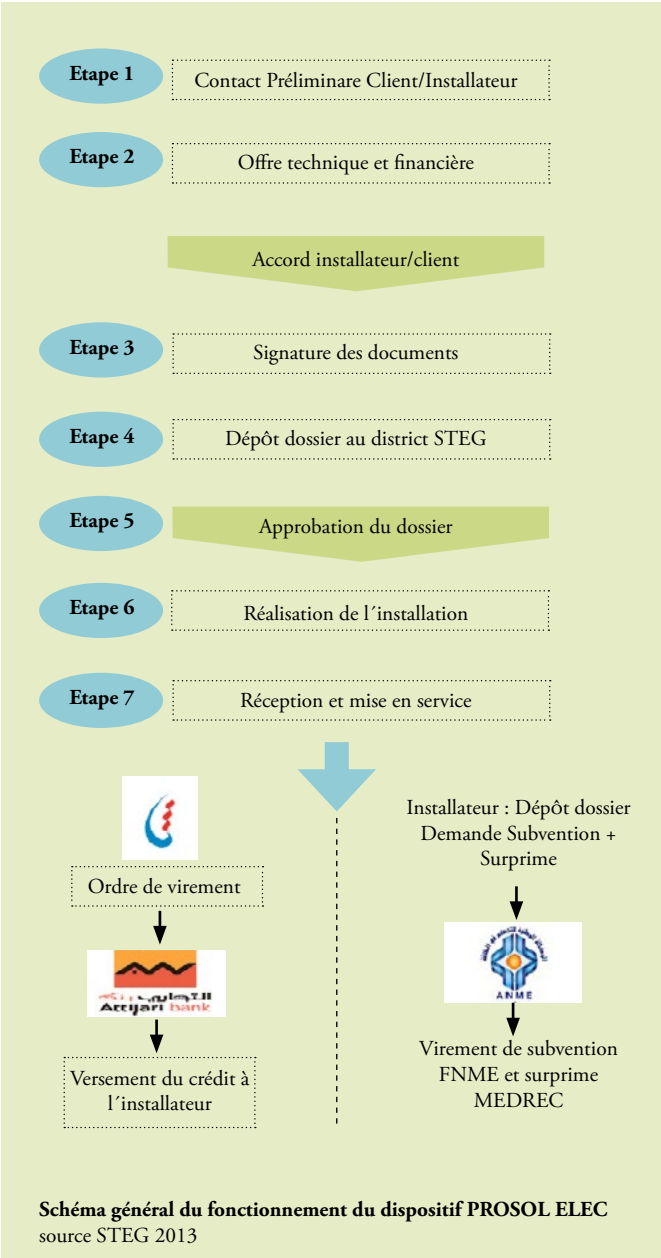
Juridiquement, ce cadre se prête mal à un projet d'un développeur compte tenu :

- de la limitation de la puissance imposée par ce dispositif ;
- de l'obligation d'être propriétaire du logement sur lequel l'installation doit être implantée.

En conclusion, ce dispositif a une portée limitée compte tenu de la puissance des installations et est uniquement basé sur des incitations financières appliquées au montant des investissements. Ce programme n'est en l'état pas adapté à un développement d'activité d'une société de projet photovoltaïque. Ces contraintes sont difficiles à contourner même en envisageant le regroupement par exemple de ces installations en « pool » au profit d'une structure chargée de les exploiter en vue d'optimiser les coûts de maintenance et de fonctionnement puisque, dans ce cas-là, serait méconnue la condition relative à la propriété des logements imposée par le dispositif ou à envisager une modification réglementaire.

3.5 Conclusions sur les dispositifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

A ce stade est proposée une synthèse des principales caractéristiques des différents dispositifs analysés ci-dessus ainsi que des évolutions prochaines attendues dans le cadre de la discussion autour du projet de loi sur la production de l'électricité à partir d'énergie renouvelables.



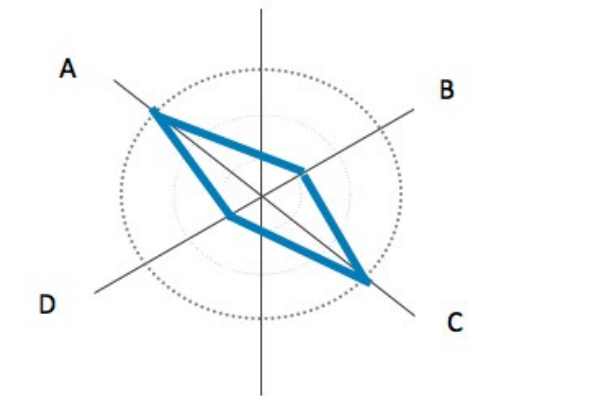
3.5.1 Synthèse des dispositifs de production d'électricité

Chacun de ses dispositifs se trouve schématiquement représenté ci-dessous en fonction d'indicateurs retenus en fonction des besoins d'un investisseur pour développer une activité et une installation de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable (sur une échelle de zéro à trois) :

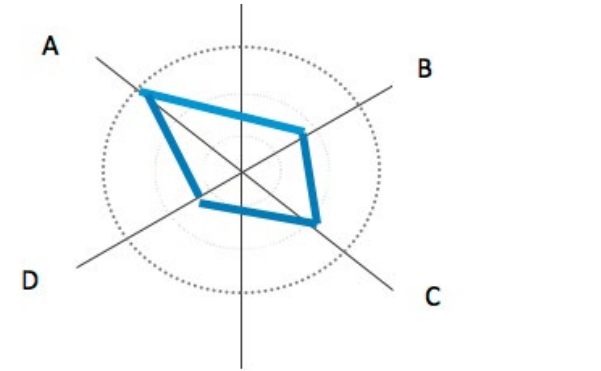
A. La pérennité du dispositif (à court, moyen ou long terme) : cet indicateur précise si les dispositifs en question peuvent être remis en cause facilement ou non (par simple décret, arrêté etc)

Les schémas de comparaison des dispositifs

Le dispositif IPP



Le dispositif AUTOPRODUCTION



B. La transparence des procédures d'attribution : cet indicateur sert à évaluer l'absence de conflit d'intérêt et de discrimination dans les différents dispositifs. Pour l'évaluation de cet indicateur, est également pris en compte ;

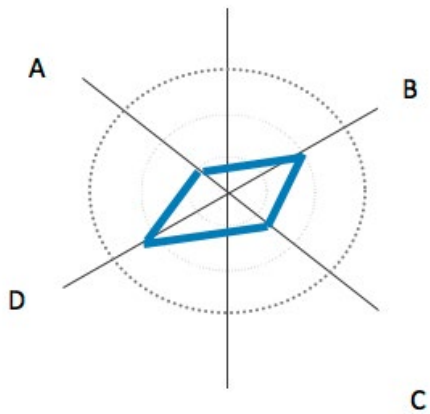
C. L'absence de limitation de production : cet indicateur sert à identifier le potentiel de production qui peut être mis en place dans chacun des dispositifs ;

D. L'autonomie du développeur : cet indicateur sert à mesurer le degré d'autonomie du développeur et permet de savoir si à travers ce dispositif, un développeur peut prendre l'initiative de développer un projet ou s'il est dépendant d'une politique de développement et d'une procédure préalable

- A = Pérennité du dispositif : 3**
(système utilisable à long terme)
- B = Transparence des procédures d'attribution : 1**
(peu transparent)
- C = absence de limitation de production : 3**
(Absence de limitation de puissance)
- D = Autonomie du développeur : 1**
(appel d'offre de producteur)

- A = Pérennité du dispositif : 3**
(système utilisable à long terme)
- B = Transparence des procédures d'attribution : 1,5**
(peu transparent/ problématique groupement)
- C = absence de limitation de production : 2**
(éligibilité du dispositif en fonction de la puissance souscrite)
- D = Autonomie du développeur : 1**
(pas ouvert aux sociétés de projets sans lien le consommateur)

Le dispositif NET METERING



- A = Pérennité du dispositif : 1** (système très dépendant des incitations financières et peu de visibilité à court et moyen terme)
- B = Transparence des procédures d’attribution : 2** (dispositif structuré par un cahier des charges)
- C = absence de limitation de production : 1 ,5** (éligibilité du dispositif à très petite installation dont il faut être propriétaire)
- D = Autonomie du développeur : 2** (cahier des charges connu à l’avance, absence d’appel d’offre de producteur)

3.5.2 Analyse critique du projet de loi « sur la production de l’électricité à partir d’énergies renouvelables »

Fin 2013, un projet de Loi Portant sur la production de l’électricité à partir d’énergie renouvelables en Tunisie très attendu dans le secteur a été communiqué.

Le titre de ce projet est très promoteur puisqu’il évoque une loi-cadre et d’orientation dans laquelle on s’attend à trouver les scénarii d’évolution du système de production d’électricité à partir d’énergies renouvelables en Tunisie et ainsi qu’un objectif de principe (chiffré) de développement des énergies renouvelables à atteindre dans un délai déterminé.

Or l’article premier ne détermine aucun objectif de cette nature mais se borne à limiter son objectif au « régime juridique de production d’électricité à partir de sources d’énergies renouvelables ».

Au contraire, l’article 3 du projet de Loi renvoie au Ministre chargé de l’énergie le soin d’élaborer le plan national de production de l’électricité à partir des énergies renouvelables. Sur ce point, la loi manque à son rôle de fixation de principes directeurs.

Ensuite, la lecture de son dispositif se révèle être pour partie une modification des dispositifs existants (notamment des régimes des IPP ou de l’autoproduction) sans rassembler l’ensemble des dispositifs de production d’électricité à partir des énergies renouvelables de sorte que l’on va se trouver en face d’un mille-feuille réglementaire impliquant une modification par effet domino d’autres textes qui ne sont pas clairement identifiés au stade de ce projet. Pour être parfaitement intégrée dans le dispositif réglementaire et être comprise comme un signal norme fort il conviendrait de clarifier les objectifs suivants :

- Objectifs nationaux : cette loi a pour objectif d’être une loi d’orientation sur l’énergie et exposer clairement les lignes directrices de développement et de programmation. Elle doit être l’occasion de constituer un trait d’union avec les objectifs nationaux : par exemple, l’objectif de production de 30 % d’énergie renouvelable et 70 % d’énergie conventionnelle à l’échéance 2030 est aujourd’hui absent du cadre réglementaire. Il en est de même concernant le projet de dispositif concernant l’exportation : ce dispositif n’est pas justifié au regard des problématiques de production de la Tunisie (rentabilité, raison politique) : si il devait être maintenu, il devra être encadré de la même manière par des objectifs chiffrés de production

- Objectif de sécurité juridique : la loi doit garantir un traitement des demandes et des autorisations compatible avec les intérêts des développeurs
 - Clarification des délais d’instruction des demandes ;
 - Renvoi à un régulateur indépendant chargé des problématiques de raccordement et des différends. A cet égard, la Commission Technique envisagée ne contient pas dans son ADN toutes les caractéristiques de l’indépendance pour ce type d’institution³⁷ puisque placée sous la tutelle du Ministre et qui désigne les membres qui la compose (article 31) ;
- Objectif d’ouverture du marché : dans le contexte de modification du code des investissements, la loi pourrait permettre de justifier de la mise en place d’un dispositif spécifique et adapté au secteur en assouplissant les règles de constitution des sociétés et sur la réparation du capital.
- Objectif de clarification technique : l’accès aux informations du réseau électrique et à son état n’est pas évoqué dans ce projet alors qu’il est déterminant pour apprécier sa capacité d’accueil et les coûts afférents à son renforcement éventuel.
- Objectif d’accompagnement (dispositif transitoire) : le dispositif « transitoire » prévu à l’article 12 nécessite la publication d’un décret fixant sous la seule autorité du Ministre de l’Energie un avis annuel encadrant la production annuelle dans l’attente de la publication du plan national. Un délai doit être fixé de publication de cet arrêté pour que ce dispositif soit pleinement efficace.

Sans entrer dans le détail de ce projet de loi, compte tenu de l’importance et de l’impact de ce projet sur les dispositifs actuels, il nous ait apparus nécessaire de faire un focus sur les articles portant plus spécifiquement sur (i) l’autoconsommation, (ii) les appels d’offres (IPP) et (iii) la Commission technique

L’autoconsommation : articles 9 à 11 de la production d’électricité pour la consommation propre

Ce dispositif a pour objet de modifier l’actuel dispositif de l’autoconsommation (loi de 2009). Pour la moyenne et la haute tension, on note l’ouverture de ce dispositif aux collectivités locales et établissement public. Il n’en demeure pas moins que des questions se posent toujours sur les points suivants :

- 1° si le nouveau cadre semble ouvrir l’autoconsommation sans limitation de production (actuellement limitée à 30 %) il reste prévu dans l’article 9 une référence à la « vente des excédents exclusivement à la STEG dans des limites supérieures ». Pourquoi ce dispositif a-t-il été maintenu ?
- 2° si une société tierce par rapport à l’établissement qui exerce dans les domaines de l’industrie, agricole ou tertiaire n’est pas éligible
- 3° la faculté de pouvoir exploiter « en association » n’est pas plus claire que le régime actuel qui pose des difficultés d’interprétation à propos des groupements d’exploitants.

Les appels d’offres (IPP) : Articles 12 à 23 de la production d’électricité à partir des énergies renouvelables pour répondre aux besoins de la consommation locale

Le dispositif qui est visé ici correspondant à celui de l’actuel IPP organisé en 1996 et qui n’a connu aucun essor.

Le dispositif proposé ne clarifie pas le process des appels d’offres qui est visé. Le rôle d’impulsion doit être précisé : comment se coordonne l’action de mise en concurrence ?

Le dispositif d’appel d’offre doit être clair en terme de (i) période d’appel d’offre, (ii) puissance concernée, (iii) délai de réponse et de (iv) transparence et respect des règles de concurrence : contrôle par un organe indépendant (cf point sur le régulateur)

Exemple du préambule inséré dans le cahier des charges des appels d’offre français en photovoltaïque (pour les installations de 100 à 250 kW)

Le plan d’action en faveur des énergies renouvelables de la France prévoit de porter à au moins 23% la part des énergies renouvelables dans la consommation d’énergie à l’horizon 2020, grâce à une augmentation de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) de la production annuelle d’énergie renouvelable.

³⁷ Une autorité administrative est un organisme administratif qui agit au nom de l’État et dispose d’un réel pouvoir, sans pour autant relever de l’autorité du gouvernement

Afin de répondre à ces objectifs, un système de soutien au développement de l'électricité photovoltaïque a notamment été mis en place. Il est basé sur un système de tarifs d'achat ajustable chaque trimestre pour les projets de moins de 100kW et sur un système d'appel d'offres pour les projets de plus de 100kW.

Le présent appel d'offres porte sur la réalisation et l'exploitation d'ici 2016 d'installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW pour une puissance cumulée maximale de 120 MW. Cet objectif global est réparti sur trois périodes successives de candidature, telles que détaillées au paragraphe 2.1 du présent document.

Dans la suite du document, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie est appelée la ministre chargée de l'énergie.

Seuls les projets dont la puissance crête est comprise entre 100 et 250 kW seront admis. Peut participer à cet appel d'offres toute personne exploitant ou désirant construire et exploiter une unité de production, sous réserve des dispositions des articles L.2224-32 et L.2224-33 du code général des collectivités territoriales.

La dernière offre retenue, ou les dernières en cas de candidats ex-aequo, pourra conduire au dépassement de la puissance appelée dans chacune des périodes de candidature. Inversement, les dossiers de candidatures retenus par le gouvernement pourront représenter moins que la puissance totale recherchée.

En application du décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de la mise en œuvre de la procédure d'appel d'offres : sur la base des conditions définies par la ministre chargée de l'énergie, elle propose un projet de cahier des charges, que la ministre peut modifier avant de l'arrêter. La CRE répond aux questions éventuelles des candidats, reçoit, instruit et note les dossiers de candidature, puis donne un avis motivé, publié au Journal Officiel, sur le choix qu'envisage d'arrêter la ministre chargée de l'énergie.

Il est rappelé que le fait pour un candidat d'être retenu dans le cadre du présent appel d'offres ne préjuge en rien du bon aboutissement des procédures administratives qu'il lui appartient de conduire et, en particulier, de celles destinées à obtenir toutes les autorisations nécessaires relatives, notamment, à la conformité des installations et à la protection de l'environnement.

Sur la Commission technique (embryon de « régulateur ») : article 31 Sur la Commission technique

Cette commission technique n'est pas constituée sous la forme d'une autorité indépendante puisqu'elle est notamment sous la tutelle du ministère.

Par ailleurs, elle n'est pas dotée de compétence concernant le règlement des litiges entre les productions et les sociétés de distribution de l'électricité ou tout autre intervenant.

Exemple : la Commission de Régulation de l'Énergie (France)

La CRE est une autorité administrative indépendante, créée à l'occasion de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie. La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, désormais codifiée au code de l'énergie, lui a confié la mission de réguler ces marchés. L'article L 133-6 du code de l'énergie exige des membres et des agents de la CRE qu'ils exercent leurs fonctions en toute indépendance et en toute impartialité, proscrivant toute instruction du gouvernement ou de tiers. En outre, les dispositions dudit article leur imposent également une obligation de secret professionnel.

Selon les dispositions de l'article L 132-1 du code de l'énergie, la CRE s'organise autour de deux organes indépendants (un collège composé de 5 membres et un comité de règlement des différends et des sanctions composé de 4 membres) utilisant des procédures transparentes d'élaboration de leurs décisions et avis (groupes de travail, consultations publiques, auditions).

Les crédits nécessaires au fonctionnement de la CRE sont proposés par la commission au ministre chargé de l'énergie et au ministre chargé des finances afin d'être inscrits dans la loi de finances. La CRE est soumise au contrôle de la Cour des comptes.

4.

AXES DE DÉVELOPPEMENT DE L'INVESTISSEMENT PRIVÉ EN APPUI DE PROJET ÉNERGIES RENOUVELABLES



TUNISIE

L'examen préalable d'une option d'investissement implique pour tout investisseur d'apprécier le degré de précision et de stabilité du cadre réglementaire dans lequel il va se trouver. Pour l'Etat concerné, la stabilité et la fiabilité du dispositif mis en place lui permet de crédibiliser sa position et de justifier ses engagements pris dans le cadre de la négociation de divers accords et déclarations tant au niveau national qu'international (Ratification de la CCNUCC, protocole de Kyoto, Déclaration de l'OCDE sur « La Croissance Verte » en mars 2012 ...).

La Tunisie n'a pas encore développé une stratégie financière verte ou une approche spécifique pour attirer les investisseurs étrangers « verts » et le projet de réforme du code des Investissements étrangers n'inverse pas la tendance ce point. Consciente de l'importance de ce secteur, le gouvernement tunisien a néanmoins inscrit dans son Plan Stratégique de Développement Economique et Social pour 2010/2016 un volet sur le développement des énergies renouvelables. Dans le cadre du Plan Solaire Tunisien (PST) pour cette même période, 40 projets dans le secteur de l'énergie doivent être réalisés dont 29 par des entreprises étrangères représentant un montant d'investissement de 1.39 milliards d'euros permettant de porter la d'énergie renouvelable de la production électrique de 1 % aujourd'hui à 16 % en 2016 représentant une économie d'énergie de 22 % et une réduction de 1,3 millions de tonnes de CO2/an. Reste à savoir, comment matériellement ces projets peuvent être développés en l'état du cadre réglementaire existant.

La politique de promotion de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables n'est pas aujourd'hui considérée, en tant que telle, discriminatoire envers les investisseurs étrangers mais le dispositif réglementaire d'accès au marché tel qu'il est décrit dans le code de l'Investissement dont il sera question ci-dessous constitue un frein à l'accès à ce marché à des investisseurs étrangers.

Dans le prolongement, il convient de discerner quels sont les principaux obstacles qu'une société étrangère pourrait rencontrer dans le cadre du développement de son projet d'implantation d'une installation en énergie renouvelable.

Au-delà de la faisabilité technique du projet (capacité des réseaux, conditions d'accessibilités au site, ensoleillement pour les projets photovoltaïques ...) un tel projet nécessite la maîtrise par cette société des aspects fonciers du projet ainsi qu'une pérennité tant réglementaire que contractuelle qui lui permette de prévoir un business modèle et un retour sur l'investissement (« TRI ») compatible avec le montant investis et les revenus escomptés.

C'est dans ce cadre nous déroulerons les techniques classiques de financement issues du crédit-bail d'une part et

des ESCO d'autre part pour voir dans quelles mesures elles peuvent être transposables au secteur de production de l'énergie photovoltaïque en Tunisie pour des investisseurs privés étrangers.

Ces dispositifs doivent nécessairement prendre en compte la situation économique que connaît la Tunisie actuellement. Aussi, avant de rentrer dans le détail de ces deux outils de financement, le développement suivant a pour objet de faire le point sur les principales caractéristiques du régime de l'investissement privé étranger en Tunisie.

4.1 Les principales caractéristiques du régime de l'investissement privé étranger en Tunisie

Selon l'OCDE³⁸, la Tunisie a obtenu en 2012 un score élevé de restrictivité de la réglementation de l'indice mesurant les Investissements Directs Etrangers (IDE) malgré les efforts entrepris depuis les années 70 (date de la promulgation du premier code des investissements). Le Code d'Incitations aux Investissements (CII) actuellement en vigueur a été promulgué suivant la loi n° 93-120 du 27 décembre 1993.

La CII décrit le cadre juridique et institutionnel dans lequel doit s'effectuer un investissement étranger³⁹. Il est censé garantir la liberté d'investir et le traitement non discriminatoire des projets tout en imposant certaines restrictions.

Consciente de la nécessité d'ouvrir encore davantage le secteur privé aux sociétés étrangères, la Tunisie souhaite s'engager dans un processus d'amélioration de son cadre stratégique, réglementaire et institutionnel. C'est dans cet esprit qu'une réforme du CII datant de 1993 jugé trop restrictif a été engagée au début de l'année 2013. Ce projet, en l'état de sa rédaction et avant négociation avec les différents interlocuteurs et partenaires institutionnels, s'il apporte quelques clarifications sur l'accès au secteur privé par les entreprises étrangères, ne change pas substantiellement la donne. Sur certains points tels que le développement des énergies renouvelables, le projet de code est même moins précis que la version antérieure (cf infra).

³⁸ Examens de l'OCDE des politiques d'investissement en Tunisie (2012).
³⁹ Ce dispositif réglementaire permet à la Tunisie d'être classée au 40ème rang mondial dans le rapport sur la compétitivité établi lors du Forum Economique Mondial 2011-2012.

4.1.1. Les restrictions relatives à la liberté d'activité

La filière de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable fait appel aux secteurs de production de l'électricité, mais également pour toutes les opérations qui concourent à la réalisation du projet à l'ensemble de la filière traditionnelle en matière immobilière (les activités liées aux services, études, diagnostics, fournitures de matériels, travaux et marchés de travaux etc ...) Il convient de déterminer si ces activités peuvent faire l'objet d'un traitement administratif spécifique en Tunisie ou si le marché est totalement ouvert aux entreprises étrangères.

Le Code d'Incitations aux Investissements (CII) fixe le cadre de contrôle des projets d'investissement et soumet la possibilité d'investir à des sociétés étrangères à plusieurs niveaux de contrôle en fonction du secteur d'activité concerné (du régime de la déclaration à l'autorisation préalable). Les articles 1 et 2 de ce code énumèrent les activités soumises à ce régime.

Il n'apparaît pas que le secteur de la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables relève expressément du CII. L'article 2 du Code soumet à déclaration⁴⁰ les activités relevant du secteur « de la protection de l'environnement⁴¹ » mais celles-ci n'entrent pas en totalité dans son champ d'application. L'article 5 du décret n° 94-492 du 28 février 1994 pris en application des articles 1 et 2 du CII précise en effet que cette activité est relative aux services de dépollution, de lutte contre les nuisances, la collecte, transport, traitement ou tir, recyclage et valorisation des déchets, assainissement, bureaux d'études et laboratoires spécialisés dans le domaine de l'environnement.

Compte tenu néanmoins de la diversité de la liste des activités contrôlées, il convient néanmoins d'être prudent en fonction de l'objet social de la société à constituer et de la mise à jour éventuelle de la liste des activités soumises à contrôle qui est annoncée par le Gouvernement.

Sur ce point, le projet de Code de l'investissement ne contient pas d'avancée significative. A titre d'exemple, on peut noter que l'article 1er du projet de code n'énumère pas le secteur de l'énergie ou du développement durable comme secteur à promouvoir. Tout au plus, un investisseur étranger

pourrait revendiquer que son implantation en Tunisie vient favoriser « la création d'emplois et le développement du capital humain » (article 1) pour prétendre notamment au dispositif fiscal incitatif prévu audit code.

4.1.2 Les restrictions au régime d'établissement des sociétés étrangères

L'article 3 du CII dispose que « les étrangers résidents ou non-résidents sont libres d'investir dans les projets réalisés dans le cadre du présent code. Toutefois, la participation des étrangers dans certaines activités de services autres que totalement exportatrices dont la liste est fixée par décret reste soumise à l'approbation de la Commission Supérieure d'Investissement prévue à l'article 52 du présent code dans le cas où cette participation dépasse 50 % du capital de l'entreprise ».

Il existe par ailleurs un dispositif plus favorable aux sociétés exportatrices dont la production est destinée totalement à l'étranger ou celles réalisant des prestations de service à l'étranger ou en Tunisie en vue de leur utilisation à l'étranger (article 10 du CII).

Celles-ci sont considérées comme non résidentes lorsque leur capital est détenu par des non-résidents tunisiens ou étrangers au moyen d'une importation de devises convertibles au moins égale à 66 % du capital. Ce régime n'est pas, en l'état adapté à une production locale d'électricité à partir d'énergie renouvelable (à réserver pour des projets d'exportation d'électricité).

Le projet de code des Investissements ne résout pas cette difficulté quand bien même il propose de retenir comme principe général que « l'investissement est libre en Tunisie quelles que soient la nationalité et la résidence de l'investisseur » (article 4).

En effet, la portée de cette déclaration de principe est largement minorée compte tenu de la rédaction extrêmement large et floue des articles 5 et 6.

L'article 5 maintient la nécessité d'une autorisation préalable dans le cadre « des investissements dans les activités dont les législations et les réglementations spéciales s'y réfèrent ». Par ailleurs, l'article 6 soumet quant à lui à autorisation du CII les « investissements réalisés dans certaines activités de services (...) lorsque la participation étrangère au capital dépasse 50 % et lorsque le montant de le montant de ces investissements est inférieur à un seuil minimum. La liste des dites activités, le seuil minimum et les conditions d'autorisations sont fixés par décret ».

⁴⁰ La déclaration doit contenir les éléments relatifs à la nature de l'investissement, l'activité principale, le régime d'investissement, la localisation du projet, les données concernant le marché, le coût et le schéma d'investissement, la forme juridique de l'entreprise, la participation étrangère, la calendrier de réalisation du projet, le nombre d'emplois à créer (Décret n° 94-492 portant fixation des listes des activités relevant des secteurs prévus par les articles 1, 2, 3 et 27 du CII).

⁴¹ Les services de préservation de l'environnement sont énumérés en annexe du Décret n° 94-492 mais ne concerne pas l'activité de production d'électricité.

Il conviendrait que la liste des activités concernées par ces dispositifs soit établie dès le stade de la promulgation du code sauf à le priver d’efficacité.

4.1.3 Les incitations financières contre la pollution et la protection de l’environnement

Le Titre VI du Code d’Incitation aux Investissements est dédié à la « Lutte contre la pollution et la protection de l’environnement ».

Son article 37 décrit un dispositif fiscal accordé aux équipements destinés à l’économie d’énergie, à la recherche, la production et la commercialisation des énergies renouvelables⁴². Il trouve son origine dans la loi déjà ancienne n° 85-48 du 25 avril 1985⁴³ portant encouragement de la recherche de la production et de la commercialisation des énergies renouvelables.

Ce dispositif consiste en :

- une exonération des droits de douane et des taxes d’effet équivalent et la suspension de la TVA et du droit de consommation au titre des équipements importés qui n’ont pas d’équivalent fabriqués localement (sous réserve de l’autorisation préalable de l’ANPE*)
- une prime spécifique (allouée dans le cadre du Fonds de Dépollution créée en 1992).

Sur ce point le projet de code des Investissements est particulièrement décevant. Ce dispositif est purement et simplement supprimé et le terme même d’énergie n’est même pas référencé. Le recyclage des déchets est relégué en fin d’article 38.

A défaut de modification du projet sur ces sujets il s’agit d’une « régression » réglementaire qui n’est pas favorable à l’investissement étranger.

⁴² Voir notamment Décret n°94-1191 du 30 mai 1994 et n° 99-11 du 4 janvier 1999.
⁴³ Publiée au JORT n° 34 du 30 avril 1985 p. 645.

4.1.4 L’obstacle du régime foncier à la politique d’investissement étranger

La question du foncier est un point faible dans le dispositif réglementaire tunisien notamment compte tenu des restrictions imposées dans le cadre de son acquisition aux investisseurs étrangers ou en raison de la lenteur de la procédure d’enregistrement d’un titre immobilier. Le projet de Code des Investissements s’il entrouvre la porte vers une amélioration de la situation ne répond encore pas complètement aux contraintes d’un investisseur sur ce point.

Le droit de propriété est bien entendu garanti par la constitution⁴⁴ et doit s’exercer dans les limites fixées par la loi. L’enregistrement des titres fonciers a été codifié dès 1885 ainsi que par la création des conservations de la propriété foncière chargées notamment de délivrer les certificats de possession concernant la situation des biens qu’il est impératif de se procurer avant de poursuivre toute étude sur un site⁴⁵. Ces certificats permettent en effet d’identifier les éventuelles oppositions ou revendication portant sur le bien (article 373 du Code des Droits Réels).

La « loi foncière » (décret du 1er juillet 1885) instaurait un régime d’immatriculation. La loi laissait le choix aux particuliers de rester sous la loi ancienne ou de demander l’immatriculation sous la loi nouvelle.

L’immatriculation foncière obligatoire, visée par l’article 4 de la loi n°65-5 du 12 février 1965 portant promulgation du Code des droits réels et renvoyant au décret-loi n°64-3 du 20 février 1964 concerne le recensement cadastral qui suit la même procédure que l’immatriculation foncière facultative.

Une fois l’immeuble immatriculé, s’appliquent les dispositions du livre deuxième du Code des droits réels. Ainsi par exemple le droit inscrit ne se prescrit pas et nul ne peut se prévaloir d’une possession si longue soit-elle (article 307 Code des droits réels).

Le régime des autorisations préalables

Les acquisitions de terrains ou de locaux ainsi que les prises à bail (hormis ce qui est dit ci-dessous pour les terrains agricoles), par des personnes physiques ou morales étrangères doivent préalablement obtenir une autorisation du gouverneur de la région sauf pour les zones industrielles et touristiques (suivant la loi n°2005-40 du 11 mai 2005).

⁴⁴ Article 14 de la Constitution de la République Tunisienne de 1959.
⁴⁵ Le délai moyen d’enregistrement d’un titre est d’environ 39 jours et le coût d’enregistrement d’un titre est évalué à 6,1 % de la valeur du patrimoine.

En marge de ce dispositif, il convient de noter que l’article 52 bis du Code d’Incitations aux Investissements prévoit un dispositif de mise à disposition pour un dinar symbolique des terrains nécessaires à l’implantation de projets par décret et après avis de la Commission Supérieure de l’Investissement. Ce dispositif pourrait se prêter aux projets de développement de production d’énergie renouvelable d’une certaine puissance compte tenu de la complexité du dossier à élaborer.

Ce dispositif n’est pas repris dans le projet Code des Investissements ce que l’on ne peut que regretter.

Le cas des terrains agricoles

En l’état du CII, il n’est pas possible pour des étrangers d’acquérir des terrains agricoles (article 3 du CII). La participation à une exploitation agricole par une société étrangère ne peut se faire que par l’intermédiaire d’un bail de longue durée consenti à une structure d’exploitation dans laquelle la société étrangère ne peut pas détenir plus de 66 %.

Dans un tel cas, la durée du bail est de 40 ans maximum pour les terrains domaniaux et d’une durée libre pour les baux à conclure sur les terrains privés (avec une durée minimum de trois ans).

Dans la mesure où un projet d’installation d’une centrale photovoltaïque au sol peut se trouver en situation de conflit d’usage sur des terrains agricoles, cette restriction de l’accès à l’acquisition du foncier aux sociétés étrangères peut constituer un obstacle au montage d’un projet.

Le projet de code des Investissements prévoit en son article 8 que « les étrangers peuvent investir dans le secteur agricole sans qu’ils puissent accéder à la propriété des terres agricoles ». Cet article semble ainsi libéraliser les conditions relatives à la prise à bail des terres agricoles et ne plus imposer de seuil réglementaire. Une clarification sur ce point serait néanmoins la bienvenue.

Enfin, l’article 9 autorise une participation dans le capital d’une société tunisienne jusqu’à 30 % pour acquérir des terres agricoles en vue de la réalisation d’un projet agricole. La réalisation d’une installation de production d’électricité à partir d’énergie renouvelable n’est pas au sens strict un projet agricole mais dans la mesure où ce type de projet est souvent associé au développement d’un projet agricole, ce dispositif

⁴⁵ Effective following publication in JORT No. 10, 19/23 February 1965, p. 176.
⁴⁶ S. 5 of Law No. 65-5 of 12 February 1965 promulgating the Property Code (Loi n° 65-5 du 12 février 1965 portant promulgation du code des droits réels) specifies that “emphyteutic, surface, enzel and kirdar rights existing at the date of this law shall remain subject to the legislation in force on this date”.

est encourageant. Une ouverture plus claire en faveur des projets de développement des énergies renouvelables serait tout de même plus satisfaisante.

Le bail emphytéotique

Il convient de relever encore que l’article 191 du Code des Droits Réels dispose que « sont interdits, à compter de la date d’entrée en vigueur du présent code⁴⁶, toute constitution d’emphytéose, toute renouvellement des baux emphytéotique en cours et toute constitution d’un droit de superficie, d’enzel (emphytéose) ou de kirdar (location perpétuelle)⁴⁷ ». L’enzel est défini à l’article 954 du Code des obligations et des contrats comme « un contrat par lequel le propriétaire d’un immeuble (...) cède, à titre perpétuel, mais sous la réserve de la faculté de rachat (...) la possession et jouissance d’un immeuble contre une redevance déterminée et invariable, payable par année ou par mois, que l’autre partie s’engage à lui verser ».

Ce dispositif spécifique doit être pris en compte dans le montage foncier d’un projet, le développeur ne pouvant disposer que d’un bail à long terme.

Sur le plan financier, cela signifie, en l’état de cette interdiction, que le développeur ne pourra pas bénéficier des garanties habituelles découlant du régime d’un bail emphytéotique. Il ne pourra ainsi pas bénéficier d’hypothèques ou de sûretés réelles qui sont souvent exigées par les organismes financiers comme garantie en complément ou en substitution d’une garantie financière.

Le régime de l’indivision et de la copropriété

On précise en marge que le régime des autres dispositifs relatifs à l’organisation de l’immeuble prévus par le Code des Droits Réels tels que l’indivision (article 56 et suivants), la copropriété (article 85 et suivants) ou les servitudes (articles 165 et suivants) sont très proches du droit français.

Ce dispositif est utile pour les cas de réalisation par exemple de projets en toiture d’immeuble existant nécessitant la création par exemple d’un lot de copropriété correspondant à la centrale photovoltaïque à installer en toiture.

⁴⁶ Intervenu suivant la publication au JORT n° 10 des 19 et 23 février 1965 p. 176.
⁴⁷ La loi n° 65-5 du 12 février 1965 portant promulgation du code des droits réels précise en son article 5 « les droits d’emphytéose, de superficie, d’enzel et de kirdar, existant à la date de la présente loi, demeurent soumis à la législation en vigueur à cette date ».

4.1.5 La limitation de l’efficacité des garanties et des suretés

En l’état du marché financier en Tunisie, les obligations de garantie sont très importantes dans un contexte très tendu pour obtenir des financements. Les observateurs notent que les besoins en garantie peuvent atteindre jusqu’à 150 à 200 % du montant du prêt ce qui limite considérablement l’accès au crédit.

Ces garanties sont traditionnellement constituées d’hypothèques pour ce qui est des immeubles bâtis ou des installations bénéficiant d’un droit de superficie (ou dans une copropriété) ou de gages et nantissement sur le matériel pour ce qui est des installations elles-mêmes. Elles peuvent encore consister en des accords conventionnels spécifiques tels que des cautions bancaires ou non et des garanties à première demande.

Concernant les projets d’installations d’équipement sur des terrains dont le développeur est propriétaire, le Code des droits réels permet la constitution d’hypothèque (article 270 et suivants du Code des droits réels).

Pour ce qui est des projets d’installations d’un équipement de production d’énergie renouvelable sur des immeubles ou terrains dont le développeur n’est pas propriétaire, et est donc titulaire d’un bail de longue durée⁴⁸, les garanties données dans le cadre du montage du projet pourraient être recherchées dans le cadre du nantissement mobilier dont le régime est traité par le Code des Droits Réels (articles 201 et suivants) et dont le régime est assez proche de celui existant en France. Au sens de cet article « le nantissement est un contrat par lequel le débiteur ou un tiers agissant dans son intérêt affecte une chose mobilière ou immobilière ou un droit incorporel à la garantie d’une obligation, et confère au créancier le droit de se payer sur cette chose, par préférence à tous les autres créanciers, au où le débiteur manquerait à le désintéresser ».

Le nantissement peut être constitué pour sûreté d’un crédit ouvert ou d’une simple ouverture de compte courant, d’une obligation future ou éventuelle pourvu que le montant de la dette assurée soit déterminé dans l’acte constitutif (article 206). Un tel nantissement doit être établi par écrit à peine de ne pas être opposable aux tiers (article 214). D’une manière, le formalisme encadrant la constitution d’un nantissement est satisfaisant et ne pose de difficulté d’interprétation particulière.

⁴⁸ L'article 373 du code des Droits Réels prévoit les baux d'immeubles excédant trois années doivent être rendus publics par l'inscription sur le titre de propriété pour être opposable aux tiers intéressés.

Dans tous les cas, et quelque que soit le montage qui serait retenu dans le cadre d’un projet d’installation d’équipement de production d’énergie renouvelable, on ne saurait que trop recommander de solliciter le ou en cas de doute de faire procéder au bornage (délimitation) de la propriété concernée (article 322 du codes des Droits Réels).

En conclusions, et nonobstant l’impossibilité de mise en œuvre d’un bail emphytéotique, l’ensemble de ce dispositif de garantie et de sûreté est d’une manière générale satisfaisante dans le cadre du développement d’un projet d’installation d’équipement de production d’énergie.

4.1.6 Les autorisations administratives liées au droit de l’urbanisme

Il n’existe en Tunisie comme dans la majorité des pays, aucun « droit perpétuel au soleil » (absence de principe général qui limiterait les constructions à venir qui diminueraient le potentiel solaire du site existant).

Il convient de rappeler qu’en vue de sécuriser des projets du point de vue urbanistique et éviter leur remise en cause à l’occasion d’une action en annulation ou en démolition par un tiers qui verrait ses intérêts lésés, il convient de respecter les règles relatives au permis de bâtir sont régies par les dispositions des articles 68 et suivants du Code de l’aménagement du territoire et de l’urbanisme (CATU).

L’obtention préalable d’un permis de bâtir concerne les travaux de construction, de restauration, de modification.

La demande de permis de bâtir est adressée au président de la municipalité à l’intérieur des zones communales et du gouverneur pour le reste des zones. Conformément aux dispositions de l’alinéa 2 de l’article 68 du CATU, un plan d’architecture du projet annexé à la demande est établi par un architecte inscrit sur le tableau de l’Ordre des Architectes de Tunisie.

Les permis de bâtir sont délivrés sous forme d’arrêtés après avis d’une commission technique.

La commission technique est instituée dans chaque gouvernorat ou municipalité par arrêté du Ministre chargé de l’urbanisme sur proposition du gouverneur ou président de la municipalité. Un arrêté du Ministre de l’équipement, de l’habitat et de l’aménagement du territoire du 17 avril 2007, fixe la composition et les modalités de fonctionnement des commissions techniques des permis de bâtir (JORT du 24 avril 2007 p.1335).

Le représentant du Ministre chargé de l’urbanisme peut opposer son veto à la délivrance du permis.

Les délais d’instruction sont de 45 jours à compter du dépôt de la demande, 60 jours si le plan d’aménagement est en cours d’élaboration, 90 jours si la construction se situe dans certaines zones visées à l’article 69 CATU.

La liste des pièces du dossier est fixée par l’arrêté de la ministre de l’équipement, de l’habitat et de l’aménagement du territoire du 17 avril 2007, portant définition des pièces constitutives du dossier de permis de bâtir, des délais de validité et prorogation et des conditions de son renouvellement, publié au JORT du 24 avril 2007 p.1333.

Sur le plan de l’urbanisme, on ne note pas de discrimination particulière à l’égard des investisseurs étrangers qui doivent donc se contraindre comme tout investisseur (national ou non) aux règles de planification urbaine applicable au projet.

4.1.7 Les spécificités d’exécution des contrats et mécanisme de réglementation

En Tunisie, les textes font parfois un renvoi direct à la coutume (ou l’usage) ou un renvoi indirect à ce dernier. Dans les deux cas, le législateur semble inciter le juge à revenir à interpréter les relations contractuelles également sous l’angle de la coutume (dans la mesure où elle n’est pas contraire à la loi). On peut citer par titre l’article 243 du code des obligations et des contrats qui dispose que « tout

engagement doit être exécuté de bonne foi, et oblige, non seulement à ce qui y est exprimé, mais aussi à toutes les suites que la loi, l’usage ou l’équité donnent à l’obligation d’après sa nature ».

Cela étant dit, on ne peut pas parler de discrimination à l’égard des entreprises étrangères qui devraient avoir recours à la justice pour traiter le différent survenu à l’occasion de l’exécution d’un contrat (hormis les contrats de fourniture et d’achat qui font l’objet d’un recours hiérarchique spécifique devant le Ministre des Tutelles). L’exécution d’un contrat, en cas de contentieux, a fait l’objet d’une évaluation par la Banque Mondiale qui a classé la Tunisie à la 76^{ième} place⁴⁹ compte tenu des résultats obtenus et il convient autant que possible prévoit des clauses compromissaires dans les contrats et avoir recours à l’arbitrage.

⁴⁹ Banque Mondiale – Rapport Doing Business 2012 – cas de la Tunisie.

L’article 67 du Code de l’incitation dispose à ce titre que « les tribunaux tunisiens sont compétents pour connaître de tout différend entre l’investisseur étranger et l’Etat tunisien, sauf accord prévu par une clause compromissaire ou permettant à l’une des parties de recourir à l’arbitrage (...) ».

Par rapport au CII, le projet de code des Incitations réserve une place plus importante au traitement des procédures administratives découlant de ce code ainsi qu’aux procédures et règlement des différends. Il prévoit ainsi la mise en place d’un cadre institutionnel en créant un conseil national de l’investissement (présidé par le Chef du gouvernement) (article 55) ainsi qu’une Instance Nationale de l’Investissement chargée de mettre en œuvre la politique de l’Etat en matière d’Investissement (article 56 et 57), sorte de guichet unique pour les investisseurs. Il s’agit là d’une amélioration nécessaire. En pratique, reste à savoir si le financement de ces mesures sera assuré.

Sur le plan des procédures, le projet de Code prévoir le recours systématique à la conciliation. A défaut l’article 64 prévoit que le règlement de la Commission des nations Unies pour le droit commercial sur la conciliation s’applique. De ce point de vue-là, le projet de Code effectue une clarification qui était souhaitable.

4.2 Le cadre réglementaire du crédit-bail mobilier

Le crédit-bail est une technique classique de financement d’une opération mobilière ou immobilière. Il consiste en un contrat de location d’un bien (ci-après le « Bien ») pour une durée déterminée et irrévocable souscrit entre une entreprise (ci-après le « Crédit-Preneur » ou « Preneur ») et une banque ou un établissement spécialisé (ci-après le « Crédit-Bailleur » ou « Bailleur » ou le « Prêteur ») assortit d’une promesse unilatérale de vente (option d’achat à son échéance).

Pour le Prêteur, l’intérêt du crédit-bail réside essentiellement dans le droit de propriété dont il bénéficie sur le Bien jusqu’à la levée effective de l’option d’achat. Pour l’entreprise, les avantages sont multiples. Il n’est pas question d’en faire une liste exhaustive ici mais on peut retenir ici que le recours au crédit-bail permet d’optimiser un financement en transférant les risques du long terme à un tiers, d’optimiser la fiscalité de la société etc ...).

Le recours au crédit-bail est un dispositif qui est utilisé en France dans le cadre de projet de développement durable comme des projets de financement de projets. Ces objectifs consistent en :

- le financement d’une gamme d’opération et d’opérations compatibles avec les enjeux du développement de l’énergie photovoltaïque après évaluation de la charge financière de l’opération et choix du soutien financier (subventions d’investissement) pour pallier la faible rentabilité des investissements et les risques encours ;
- la sécurisation des opérations aux moyens de garanties ou de sûreté efficace (caution, garantie financière, hypothèques ……

En France, un dispositif spécifique a été mis en place par l’intermédiaire de Sociétés de financement des économies d’énergie (SOFERGIE⁵⁰). Les SOFERGIE sont des sociétés financières spécialisées dans le financement par voie de crédit-bail immobilier et mobilier, de location simple et de crédit, des investissements destinés notamment à économiser l’énergie ou à protéger l’environnement.

Le principe de ce dispositif mis en place par les SOFERGIES, consiste par le financement par voie de crédit-bail immobilier et mobilier ou sous forme de location simple des investissements destinés à produire une énergie renouvelable. Il consiste pour le bailleur à acheter l’installation à la place de l’entreprise selon les conditions contractuelles convenues puis à la louer à l’entreprise pendant la durée du contrat de location. A la fin du contrat de location, l’entreprise peut soit acheter le bien pour sa valeur résiduelle, soit le restituer, soit continuer à le louer.

Le dispositif SOFERGIES permet en France de recourir à des optimisations financières et fiscales propres au crédit-bail et à quelques spécificités découlant de ce dispositif. L’ensemble de ces dispositions sont résumées ci-dessous :

- un financement à jusqu’à 100 % de l’investissement (en ce compris donc tous les frais d’études et honoraires) ;
- l’intégration dans le montage de financement des subventions éventuelles ;
- le crédit-preneur en décidant de lever l’opération d’achat à la fin d’une période d’achat peut devenir propriétaire de l’investissement qu’il a préalablement choisit, fait réaliser les travaux et l’exploite ;
- lorsque le bien est financé par voie de crédit-bail et dès lors que la partie immobilière de l’investissement est

inférieure à 20 % du montant total de l’investissement, la partie immobilière peut s’amortir sur la même durée que le mobilier ;

- le crédit-preneur loue l’équipement : les loyers payés dans le cadre du contrat sont des charges d’exploitation qui figurent au compte de résultat ; le bien lui-même ne figure pas au bilan ;

L’intérêt de recourir à ce dispositif réside principalement dans la souplesse liée à un étalement dans le temps du financement des investissements. La période de remboursement pourra être adaptée à la rentabilité intrinsèque de l’opération et aux contrats liés à son exécution tels que le contrat de fourniture électrique et aux éventuelles contraintes législatives ou réglementaires.

Il convient de s’interroger sur le degré de transposition de ce régime en Tunisie pour les besoins d’un projet d’implantation d’une centrale de production d’électricité et plus particulièrement à partir de l’énergie photovoltaïque.

4.2.1 Les caractéristiques du régime du crédit-bail en Tunisie

Pour ce qui est de la Tunisie, le crédit-bail a fait son apparition en 1984 et s’est développé jusqu’en 1994 sans cadre spécifique en se référant aux dispositions du droit commun. C’est la loi n° 94-89 du 26 juillet 1994 qui a organisé le régime de ce dispositif dont les grandes caractéristiques sont proches du crédit-bail français.

L’article premier de la loi n° 94-89 du 26 juillet 1994 relative au leasing est « une opération de location d’équipements, de matériel ou de biens immobiliers achetés ou réalisés en vue de la location, par le bailleur en demeure propriétaire et destinés à être utilisés dans les activités professionnelles, commerciales, industrielles, agricoles, de pêche ou de services ». Ce dispositif prévoit également que le preneur, peut en accord avec le bailleur, acquérir pendant la durée de la location, tout ou partie desdits équipements, matériel ou biens immobiliers. Le contrat doit être écrit (obligatoire) et notamment prévoir :

- La durée du contrat ;
- Un loyer fixé pour toute la durée du contrat (généralement mensuel voir trimestriel) ;
- Le locataire supporte tous les risques, frais et charges consécutifs à la jouissance du bien loué ;

⁵⁰ Les SOFERGIES sont des sociétés spécialisées, agréées pour le financement. Ce sont des établissements de crédit régis par le Code monétaire et financier. Elles doivent être agréées par l’Autorité de Contrôle Prudentiel et sont soumises à son contrôle. Elles doivent respecter la réglementation bancaire qui leur impose notamment des ratios de couverture et de division des risques.

- Les conditions de l’option d’achat au profit du client.

Comme en France, le crédit-bail est considéré comme une opération de crédits et ne peut être réalisée que par des établissements bancaires agréés et soumis au contrôle de la Banque Centrale de Tunisie.

Les opérations de crédit-bail relatives aux équipements ou au matériel sont soumises à l’inscription, à la requête du bailleur, sur un registre ouvert à cet effet au greffe du tribunal dans le ressort duquel le preneur est immatriculé au registre du commerce. Dans ce registre sont insérés tous les renseignements qui permettent l’identification des parties et celle des biens objet desdites opérations.

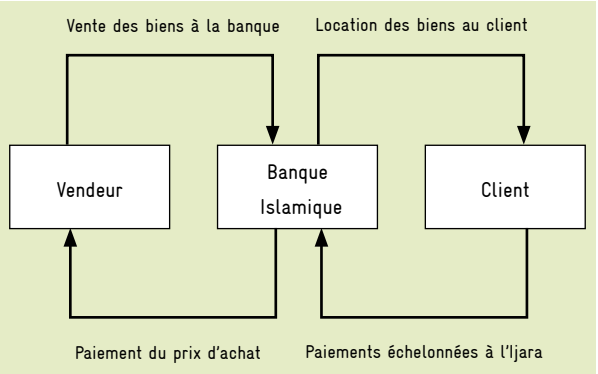
Comme dispositif fiscal dérogatoire spécifique à un élément d’équipement produisant de l’électricité, nous avons identifié un seul dispositif réglementaire qui a été pris en exécution de ce dispositif consiste en un décret pris le 25 février 2008 (décret n° 2008-492) qui a fixé le taux d’amortissement des « équipements de l’électricité et du gaz – a) équipements de productions, de transport et de distribution de l’électricité » à 5 %.

On précise encore, que la loi de finances pour l’année 2012 promulguée le 31 décembre 2011 a étendu le régime fiscal applicable aux opérations de leasing aux opérations de financement « Ijara »⁵¹ qui consiste dans le cadre de la finance islamique en un contrat de location avec option d’achat donc très proche du crédit-bail. Cette extension de ce régime du leasing à ces opérations a été décidée pour répondre aux demandes d’investisseur qui ne souhaitent pas faire appel aux techniques de financement conventionnelles. Les mesures de ce dispositif sont résumées en annexes.

Sa mise en œuvre nécessite de vérifier et de mettre en place un certains nombres de règles foncières (i) et urbanistiques (ii) applicables en Tunisie pour un projet d’implantation d’une centrale photovoltaïque en toiture (cf ci-dessus) mais en l’état de la réglementation, il n’existe pas d’obstacle juridique au recours de la technique du crédit-bail pour des sociétés d’investissement étranger.

⁵¹ Jérôme LASSERRE CAPDEVILLE, « Les principes de la finance islamique ; présentation et illustration » Revue de Droit bancaire et financier n° 2, Mars 2011, étude 3.

Figure : fonctionnement de l'Ijara



4.3 Les Sociétés de services d’efficacité énergétique (Energy Service Company – ESCo)

4.3.1 Le contexte du recours aux ESCo en Tunisie

La Tunisie a engagé dès les années 1980 une politique volontariste de soutien aux programmes de recherches sur l’efficacité énergétique. L’Agence Nationale pour la Maîtrise de l’Energie (ANME*) créée en 1986 a ainsi reçu comme mission de mettre en œuvre la politique de l’Etat dans ce domaine de la maîtrise de l’énergie.

En 2005, la Tunisie a affichée un programme ambitieux portant sur plusieurs actions tels que, et sans que ce cette liste soit exhaustive la promotion des audits énergétiques obligatoires et périodiques, la consultation préalable concernant les projets consommateurs d’énergie, la réglementation thermique des bâtiments, la substitution énergétique ou encore le recours aux sociétés de services énergétiques (ou Energy Services Company ou encore ESCo*).

Cette ambition s’inscrivait d’ailleurs parfaitement dans le contexte de la politique énergétique européenne donnait dans le même un cadre réglementaire aux contrats de performance énergétique (CPE*).

C’est ainsi que la Directive 2006/32/CE du Parlement Européen et du Conseil Européen du 5 avril 2006 relative à l’efficacité énergétique dans les utilisations finales et au service énergétique ont défini le CPE comme « un accord contractuel entre le bénéficiaire et le fournisseur ou prestataire sur une mesure visant à améliorer l’efficacité énergétique selon lequel des investissements dans cette mesure sont consentis afin de parvenir à un niveau d’amélioration de l’efficacité énergétique qui est contractuellement défini ».

L'article 3 poursuit en expliquant que le CPE est un des « instruments financiers pour les économies de l'énergie » au même titre que « les contrats qui sont mis sur le marché par des organismes publics ou privés afin de réduire en partie ou de couvrir totalement les coûts initiaux d'un projet de mise en œuvre de mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique »⁵².

Une ESCO est quant à elle une solution énergétique plus globale encore que le CPE qui qu'il s'agit d'entreprise de services professionnels offrant une vaste gamme de solutions énergétiques dont la finalité est la réalisation d'économie d'énergie.

4.3.2 Les principales caractéristiques d'une ESCo

Le fonctionnement d'une ESCO est schématiquement le suivant :

- Etape 1 :** Etude de faisabilité technique et juridique détaillée
- Etape 2 :** Conception des études nécessaires à la mise en œuvre des solutions pour assurer et garantir les économies d'énergie
- Etape 3 :** Suivi et maintenance de l'installation pendant toute la durée du contrat conclu avec l'utilisateur final de l'immeuble (ou le propriétaire de l'immeuble)

Les économies en coûts d'énergie réalisées grâce à la mise en œuvre du contrat entre l'utilisateur final et l'ESCO servent à rembourser le coût de l'investissement initial pendant une période pouvant aller de cinq à vingt ans.

L'ESCO a donc pour objet d'assumer le « risque performantiel » du projet tel qu'il est définit dans l'accord contractuel et qui implique que l'Utilisateur Final et l'ESCO déterminent dans leur contrat :

- les sommes nécessaires au financement du projet d'économie d'énergie ;
- le seuil d'économie d'énergie visé ;

⁵² Guide du Contrat de Performance Energétique relatif aux ouvrages publics et à l'attention des personnes publiques et des opérateurs. Commissariat général au développement durable – Service de l'Economie et de l'Intégration du Développement Durable, 2011

- déterminent une règle de partage des bénéfices qui varie ou non en fonction du montant de l'investissement et de la durée du contrat.

On perçoit donc bien que le niveau d'économie garanti par l'ESCO est fonction (i) du montant de l'investissement initial, (ii) de la fiabilité des mesures et contrôle ultérieurs de l'efficacité énergétique, (iii) de la durée du contrat qui va la lier à l'Utilisateur Final. Le cumul de l'ensemble de ces critères peut être perçu comme un modèle très risqué pour un cocontractant. Cela le sera d'autant plus que les garanties de paiement qu'il pourra obtenir de la part de son utilisateur seront peu efficace en cas d'insolvabilité.

A contrario, pour l'Utilisateur Final, se posera la question (i) de la solvabilité de l'ESCO qui devra être en mesure de garantir financier des manques à gagner, (ii) de ses capacités de contrôle et d'intervention (y compris dans le cadre d'une action corrective).

France, le recours à ces « sociétés de services d'efficacité énergétique » («SSEE») a été réglementé dans le cadre du Grenelle de l'Environnement et une telle société est aujourd'hui définit comme « toute entreprise, quel que soit son secteur principal d'activité, intervenant comme cocontractante d'un pouvoir adjudicateur et qui met en œuvre des travaux, fournitures ou services visant à réduire les consommations d'énergie dans le cadre d'un CPE ».

Présentation des éléments constitutifs d'un contrat de performance énergétique

Au sens de ce dispositif, le contrat de performance énergétique contient donc nécessairement les quatre éléments constitutifs suivants selon le clausier « Contrats de performance énergétique (CPE) » publié par le Ministère du Développement Durable français⁵³ :

Premier élément constitutif : l'objet

L'objet de tout CPE est l'amélioration de la performance énergétique d'un bâtiment, entendue comme la diminution des consommations énergétiques et accessoirement l'amélioration du niveau de service, par rapport à une situation de référence contractualisée décrivant l'ensemble des caractéristiques du bâtiment au regard de sa performance énergétique au jour de l'entrée en vigueur du contrat. Ce qui constitue la cause impulsive et déterminante ayant conduit les deux parties à s'engager dans un contrat de performance énergétique est bien la réalisation d'économies d'énergie et non pas la réalisation de travaux, la fourniture de biens ou la prestation de services même dotés de performances énergétiques contractualisées.

⁵³ http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/DGALN_Presentation_generale_clausiers_CPE.pdf

Deuxième élément constitutif : l'investissement.

Tout CPE se traduit par un investissement, matériel ou immatériel, dans des travaux, fournitures ou services. Ce sont les actions d'amélioration de la performance énergétique. Cet investissement vise à modifier les caractéristiques énergétiques du bâtiment et à rendre possible une amélioration de la performance énergétique. L'investissement est porté par le pouvoir adjudicateur si le CPE s'inscrit dans le champ du Code des marchés publics. L'investissement est porté soit par le pouvoir adjudicateur soit par la SSEE si le CPE s'inscrit dans le champ de l'ordonnance n°2005-649 du 6 juin 2005 relative aux marchés passés par certaines personnes publiques ou privées non soumises au code des marchés publics ou de l'ordonnance n°2004-559 du 17 juin 2004 sur les contrats de partenariat.

Troisième élément constitutif : la garantie de performance énergétique.

L'obligation essentielle du titulaire est de «garantir », au moyen des investissements réalisés, l'objectif d'amélioration de la performance énergétique dans le respect du niveau de service contractuel pendant la durée du contrat. La garantie de performance énergétique consiste pour le titulaire à réparer le pouvoir adjudicateur pour l'entier préjudice résultant de la non atteinte de l'objectif d'amélioration de la performance énergétique. Le titulaire doit payer une indemnité correspondant à l'équivalent économique de tout ou partie de l'écart entre la quantité d'énergie contractuellement garantie et la quantité d'énergie effectivement consommée et mesurée. Dans certains cas, cette réparation peut prendre la forme de travaux complémentaires. En cas d'amélioration de la performance énergétique au-delà de l'objectif contractuel, le titulaire reçoit un intéressement aux économies d'énergie supplémentaires réalisées.

Quatrième élément constitutif : la mesure des performances énergétiques.

L'objectif d'amélioration de la performance énergétique garanti doit nécessairement faire l'objet de mesures et de vérifications pendant la durée du contrat. La garantie de performance énergétique doit ainsi porter sur

des données mesurables, dans le cadre d'un protocole contractualisé, objectif et contradictoire entre les parties

Il existe trois types de contractualisation en fonction des objectifs des acteurs :

- les contrats de performance énergétiques « fournitures et services » :
 - Nature des prestations : ces contrats prévoient la fourniture d'équipements (complément, transformation ou substitution des équipements existants) la société titulaire, qui assure également l'exploitation et la maintenance pendant la durée du contrat ;
 - Type d'équipement privilégié : chaudières, pompes à chaleur
 - Niveau d'investissement – capacité d'autofinancement : investissement limité et souvent de nature à être autofinancés par les économies de charges
- les contrats de performance énergétiques « travaux et services » :
 - Nature des prestations : ces contrats prévoient la conception et la réalisation de travaux sur le bâti existant;
 - Type d'équipement privilégié : étanchéité notamment
 - Niveau d'investissement – capacité d'autofinancement : investissement lourd difficilement autofinancé au moyen des seules économies de charges ; le financement par le biais d'un bail ou d'une convention de longue durée consenti à un développeur photovoltaïque peut être un moyen d'optimisation de ce coût ;
- les contrats de performance énergétiques « full et services » :
 - Nature des prestations : ces contrats prévoient à la fois la conception et la réalisation d'interventions sur les équipements et de travaux sur le bâti existant ;
 - Type d'équipement privilégié : travaux et équipements
 - Niveau d'investissement – capacité d'autofinancement : investissement limité et souvent de nature à être autofinancés par les économies de charges

4.3.3 Le cadre réglementaire ESCo en Tunisie

Du point de vue réglementaire en Tunisie, les ESCO ont fait l'objet d'un encadrement législatif par la loi n° 2004-72 du 2 août 2004 relative à la maîtrise de l'énergie a prévu que les « actions de maîtrise de l'énergie couvrent tous les programmes et les projets qui ont pour objectif d'améliorer le niveau d'efficacité énergétique et de diversifier les sources d'énergie dans le cadre de la politique de l'Etat en matière d'énergie, et ce, notamment à travers :

- L'audit énergétique obligatoire et périodique ;
- La consultation préalable concernant les projets consommateurs d'énergie ;

- Le recours aux établissements de services énergétiques ;
- (...) la promotion des énergies renouvelables (...) » (article 3 - loi n° 2004-72 du 2 août 2004).

Les établissements ciblés par ce dispositif et qui doivent réaliser un audit énergétique obligatoire et périodique sont énumérés par le Décret n°2004-2144 du 2 septembre 2004 et dont la consommation totale d'énergie dépasse les seuils de puissance⁵⁴ indiqués ci-dessous :

- les établissements appartenant au secteur industriel dont la consommation est supérieure ou égale à 1.000 tonnes équivalent pétrole ;
- les établissements appartenant aux secteurs du transport, du tertiaire et du résidentiel dont la consommation totale d'énergie est supérieure ou égale à 500 tonnes équivalent pétrole.

Par ailleurs, tout établissement non assujetti à l'audit qui a réalisé des travaux d'extension entraînant une augmentation de sa consommation totale d'énergie dépassant les seuils rappelés ci-dessus, est tenu d'en informer l'ANME dans un délai de 3 mois à compter de l'achèvement des travaux d'extension et faire procéder à l'audit énergétique sous peine d'encourir une amende (de 5.000 à 10.000 dinars).

⁵⁴ Publié au JORT n° du 14 septembre 2004

Dans le prolongement, le décret n°2005-2234 du 22 août 2005 fixant les taux et montant des primes relatives aux actions concernées par le régime pour la maîtrise de l'énergie prévoit l'allocation d'une prime de 50 % du coût énergétique avec un plafond de 20.000 dinars⁵⁵ ainsi qu'une prime de 20 % du coût de l'investissement dans les projets de maîtrise de l'énergie prévus par des contrats-programmes avec un plafond de :

Primes (plafond)	Etablissement dont la moyenne de la consommation globale annuelle d'énergie ne dépasse pas les valeurs ci-dessous (en tonnes équivalent pétrole)
100.000 dinars	4.000
200.000 dinars	Entre 4.000 et 7.000
250.000 dinars	Au-delà de 7.000

Au sens de cette loi, les établissements consommateurs d'énergie peuvent conclure des contrats avec les établissements de services énergétiques dans le but de réaliser des économies dans la consommation de l'énergie (article 6 de la loi n° 2004-72).

⁵⁵ Ce décret prévoit également une prime de 50 % du coût global du projet de démonstration approuvé par un contrat-programme avec un plafond de 100.000 dinars

5.

CONCLUSION



La Tunisie connaît une période de transition politique, économique et énergétique déterminante pour son avenir. Les défis à relever sont considérables. Lors de la Conférence nationale organisée en 2013 sur le thème de la transition énergétique, les acteurs ont souligné la pertinence des activités de promotion de l’efficacité énergétique soutenues par l’ANME comme « ayant généré des économies tangibles d’énergie »⁵⁶. Ils n’en ont pas moins souligné l’urgence à accélérer ce processus tout comme il y a urgence à limiter et contenir le déficit énergétique de la Tunisie.

Cette accélération nécessite la mise en place de moyens financiers dont la mobilisation est difficile.

Difficile tout d’abord parce que la Tunisie a un important besoin de financement nécessaire à la mise en place de son nouveau cadre réglementaire et institutionnel et qu’elle est, comme nombre de pays, tributaire de la crise économique actuelle qui limite l’accès au crédit.

Difficile encore parce que dans ce contexte, le système financier et des banques en particulier cherchent à réduire leurs efforts de levier et leurs actifs à long terme notamment compte tenu des objectifs découlant de l’Accord de Bâle III adopté en 2010 et qui en entre en vigueur en 2013⁵⁷.

Or, le financement des projets de développement de production d’énergie renouvelables qui fait appel à la dette pour 70 à 80 % en moyenne et de longues durées (entre 15 et 20 ans en moyenne) est directement impacté par cette situation.

Cette situation implique que toute réflexion sur les axes stratégiques de développement du secteur privé étrangers dans le domaine de l’énergie renouvelable soit guidée par une recherche systématique du moindre coût de tous les dispositifs à mettre en œuvre.

Ces axes stratégiques de développement peuvent être classés en deux grandes catégories et n’en sont pas moins interdépendants. Ceux qui dépendent du cadre institutionnel et réglementaire de la Tunisie et ceux qui dépendent plus ou moins directement d’un système de soutien financier.

⁵⁶ ANME « Développement de l’utilisation rationnelle de l’énergie en Tunisie – Synthèse du plan d’action 2013 – 2020 – Juin 2013.

⁵⁷ Le processus de l’accord de Bâle III adopté fin 2010 a pour but de renforcer le secteur bancaire et d’éviter un effondrement du système financier, notamment par une meilleure dotation des banques en fonds propres. Il vise à faire adopter de nouvelles règles prudentielles que devront mettre en œuvre les établissements financiers de 2013 à 2019, afin de prévenir le risque de défaut des banques : (1) redéfinition des fonds propres, (2) introduction d’un volant de fonds propres faisant partie intégrante des fonds propres nécessaires, (3) ajustements au niveau de la pondération des actifs et (4) introduction d’un ratio d’endettement maximal et des mesures pour un meilleur suivi du risque de liquidité.

Pour ce qui est des axes de développement dépendant du cadre institutionnel et réglementaire de la Tunisie deux principes doivent être considérés :

- Principe de sécurité juridique : ce principe implique un cadre institutionnel et réglementaire stable et prévisible. Tout investisseur a besoin de stabilité pour développer et financer un projet. A l’échelle d’un projet, ce délai de développement (obtention de tous les accords et des autorisations préalable) peut varier de un à trois ans selon la complexité et l’importance du projet et son succès dépend pour une grande partie sur la possibilité pour le développeur de bénéficier d’un cadre réglementaire stable⁵⁸.

En l’espèce, au regard de l’état des lieux réalisé ci-dessus, on a vu qu’il y a urgence à clarifier les modalités d’accès au secteur privé des investisseurs à travers le projet de code des Investissements. Cet outil pourrait être un formidable levier d’accélération des participations notamment étrangère dans les projets et avoir un impact immédiat sur le financement sans peser sur le budget de l’Etat.

- Principe de transparence : ce principe est résumé par l’ANME par l’expression la « vérité sur le prix de l’électricité ». Ce point concerne tant la possibilité de comprendre le mode de calcul exact du prix de l’électricité que son coût réel. L’ANME relève ainsi que « les subventions énergétiques directes et indirectes sont explosé en 2012 atteignant 5,3 milliards de dinars », situation qui ne peut perdurer indéfiniment et va avoir un impact immédiat sur le coût de l’électricité dans un contexte croissant de demande d’énergie.

Pour ce qui est des axes de développement impliquant un soutien financier, et sous les réserves exprimées ci-dessus concernant le projet de loi portant sur « la production de l’électricité à partir d’énergies renouvelables » la présente étude a mis en évidence, l’intérêt de promouvoir à droit constant les dispositifs suivants :

- l’autoproduction : ce dispositif apparait comme l’outil le plus pertinent du point de vue de la balance énergétique de la Tunisie. En outre, son usage extensif permettrait de remédier aux coupures du réseau en cas de forte sollicitation et éviterait à l’Etat de devoir indemniser les gros consommateurs qui peuvent faire l’objet d’une coupure

⁵⁸ En France le dispositif rétroactif concernant les tarifs d’achat a été responsable d’un désastre financier pour de nombreuses sociétés de développement photovoltaïque

de réseau. Ce dispositif doit faire l’objet d’une simulation économique pour tester son adaptabilité en l’état.

- les IPP : ce dispositif s’approchant des contrats de partenariats publics privé, il pourrait être envisagé de libéraliser leur mise en œuvre (dans le code des investissements notamment) et de la systématiser pour permettre la réalisation d’installation de puissance significative par des opérateurs privés ;
- la performance énergétique : les outils mis en place pour répondre à cet objectif donnent des résultats jugés encourageants mais qu’il convient donc poursuivre l’effort entrepris et faciliter leur développement en élargissant leur champ d’action aux investisseurs ;
- le crédit-bail : la sécurisation bancaire des crédits baux passe par la réflexion à mener sur la création d’un fonds de garantie dédié qui rassurerait les différents intervenants à l’opération et réduirait les risques pour les

banques commerciales. Dans le prolongement, il pourrait être envisagé de formaliser le regroupement de petits projets homogènes pour mieux les financer (Programm Bonds) ;

D’une manière plus générale, le financement de ce type de projet par le biais d’une banque spécialisée qui se financerait à des taux très bas comme le montre l’expérience de la banque Kreditanstalt für Wiederaufbau en Allemagne qui alloue des prêts à un taux de 1 % pour les projets de développement d’énergie renouvelable et de partage de risques entre secteur public et privé (ou encore Green INvestment Bank au Royaume Uni) ;

- une fiscalité incitative : le Code d’Incitation des Investissements toujours en vigueur prévoit divers dispositifs d’incitation fiscales (exonération droits de douane etc ...) qu’il conviendrait de reprendre en compte dans le Code des Investissements en discussion.

6

LISTE DES ANNEXES



TUNISIA

Annexe n°1 : Contrat pour la fourniture de l'énergie électrique en moyenne tension

Annexe n°2 : Contrat pour la fourniture de l'énergie électrique en haute tension

Annexe n°3 : Contrat d'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique produite à partir d'énergie renouvelables et livrée sur le réseau basse tension

Annexe n°4 : Contrat d'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique produite à partir d'énergie renouvelables et livrée sur le réseau basse tension pour 1 et 2 kWc – bénéficiaire dispositif PROSOL ELEC

Annexe n°5 : La finance islamique (le cas de l'Ijara) / Opérations de leasing

Annexe n°6 : Eléments de réflexion le modèle français – Cadre réglementaire de l'énergie photovoltaïque

Annexe n°7 : Bibliographie

Société Tunisienne
de l'Electricité et du Gaz



الشركة التونسية
لل كهرباء والغاز

Siège Social - 38, Rue Kemal Atatürk – 1080 TUNIS

District de :

Adresse :

CONTRAT POUR LA FOURNITURE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE EN MOYENNE TENSION N°

ENTRE

Faisant élection de domicile à

représenté par son

et désigné ci-après par «l'Abonné»,

d'une part,

et la SOCIETE TUNISIENNE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

désignée ci-après par «la STEG»

d'autre part,

Il a été convenu et arrêté ce qui suit :

DISPOSITIONS GENERALES

Article I - OBJET DU CONTRAT

L'Abonné demande à la STEG, qui accepte, de lui fournir aux conditions du présent Contrat l'énergie électrique nécessaire à l'alimentation de l'installation désignée aux Dispositions particulières.

Sauf stipulation expresse contraire figurant aux Dispositions particulières du présent Contrat, l'Abonné s'engage à n'utiliser aucune source d'énergie électrique autre que le réseau de la STEG et à demander la révision du présent Contrat pour l'application, s'il y a lieu, des conditions tarifaires propres aux fournitures d'appoint, s'il décidait d'alimenter simultanément ses installations par un moyen quelconque de production autonome d'énergie électrique.

Toutefois, pour se prémunir contre les interruptions de la fourniture, il a la faculté d'installer des groupes de secours qui ne devront pas fonctionner en parallèle avec le réseau.

Les fournitures qui font l'objet du présent Contrat sont effectuées selon les prescriptions du Cahier des Charges de l'Electricité, approuvé par le Décret n° 64-9 du 17 Janvier 1964, et de ses modifications ultérieures.

Article II - RACCORDEMENT ET POINT DE LIVRAISON

Les ouvrages de raccordement des installations de l'Abonné au réseau de la STEG sont propriété exclusive de celle-ci qui en assure d'ailleurs l'entretien à ses frais.

Sauf stipulation contraire figurant aux Dispositions particulières, l'installation de l'Abonné est desservie par un raccordement unique aboutissant à un seul point de livraison.

Le point de livraison est défini aux Dispositions particulières

Article III - INSTALLATION DE L'ABONNE

A partir du point de livraison les installations sont la propriété de l'Abonné, elles seront exploitées et entretenues par ses soins et à ses frais.

Elles doivent, tant pour éviter les perturbations dans l'exploitation des réseaux que pour assurer la sécurité du personnel de la STEG, être établies en conformité des règlements et normes à appliquer en la matière, et comprendre tous les aménagements imposés par la prudence.

Toutes les modifications des installations fonctionnant à la tension de livraison devront être soumises avant exécution à l'approbation de la STEG.

L'Abonné s'engage à munir ses installations, par ses soins et à ses frais, des appareils nécessaires pour que leur fonctionnement ne trouble en quoi que ce soit la marche normale des usines ou des réseaux de la STEG et à remédier à toute défectuosité qui pourrait se manifester. Pour la nature, les caractéristiques et le réglage de ces appareils, l'Abonné se conformera strictement aux indications qui lui seront données par la STEG.

La STEG est autorisée à vérifier, à toute époque et sans préavis, les installations de l'Abonné sans qu'elle encoure de ce fait une responsabilité quelconque en cas de défectuosité de ces installations, cette vérification étant opérée dans le seul intérêt du réseau.

L'Abonné et la STEG seront respectivement responsables de tous les actes exécutés par leur personnel dans le poste de livraison; il est spécifié que l'Abonné s'interdit formellement toute manœuvre ou toute intervention sur le matériel de raccordement ainsi que toute modification aux équipements de son poste, sauf convention expresse contraire.

Article IV - CONTINUITE DE LA FOURNITURE

La puissance souscrite sera tenue de façon permanente à la disposition de l'Abonné.

Toutefois, la STEG aura la faculté d'interrompre le service pour l'exploitation, l'entretien et les réparations urgentes à faire à son matériel. Sauf cas de force majeure l'Abonné sera prévenu soit directement soit par voie de presse au moins vingt quatre heures à l'avance de l'heure et de la durée des arrêts pour l'entretien. La STEG s'efforcera de les réduire au minimum et de les situer, dans toute la mesure compatible avec les nécessités de son exploitation, aux époques et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible à l'Abonné. Dans les circonstances exigeant une intervention immédiate la STEG s'efforcera de prendre les mesures urgentes et nécessaires pour le rétablissement des fournitures.

De son côté, l'Abonné peut se doter des moyens techniques appropriés lui permettant de pallier efficacement les risques éventuels d'interruption des fournitures.

En tout état de cause, la STEG n'est tenue à aucune indemnité envers les Abonnés notamment en matière de manque à gagner consécutif à de telles interruptions.

L'Abonné peut demander à la STEG chaque fois qu'il le juge nécessaire l'isolement de son poste. Sauf cas de force majeure, cette opération fera l'objet d'une demande écrite adressée au District quarante huit heures au moins à l'avance, indiquant le nom et l'adresse de l'Abonné, l'adresse du poste à isoler, les dates et heures d'isolement et de remise en service, et l'identité exacte du représentant éventuel de l'Abonné qui assistera à ces opérations.

Article V - MESURE ET CONTROLE DE L'ENERGIE ET DE LA PUISSANCE

L'énergie et la puissance livrées à l'Abonné seront mesurées à l'aide d'un comptage dont le type figure aux Dispositions particulières.

Sauf stipulation contraire figurant aux Dispositions particulières, les appareils de mesure sont propriété de la STEG qui en assure l'entretien.

La STEG pourra procéder à la vérification des appareils aussi souvent qu'elle le jugera utile, sans frais pour l'Abonné.

L'Abonné aura toujours le droit de demander la vérification des appareils, soit par la STEG, soit par un expert désigné d'un commun accord.

Les frais de la vérification seront à la charge de l'Abonné si l'appareil vérifié sur sa demande est reconnu exact, c'est-à-dire si l'écart est au plus égal à 5% en plus ou en moins. Dans le cas contraire, les frais seront à la charge de la STEG.

L'Abonné devra prendre toutes dispositions nécessaires pour que les agents de la STEG puissent, en tout temps, avoir accès directement et immédiatement au poste de livraison et aux appareils de mesure.

Si les appareils de mesure sont installés sur des circuits à une tension différente de la tension de livraison, les quantités relevées seront corrigées comme il est indiqué aux Dispositions particulières.

En cas d'arrêt ou de fonctionnement défectueux des appareils de mesure d'énergie active et réactive, la consommation sera calculée en prenant comme base la moyenne journalière du mois précédant et du mois correspondant de l'année précédente, à moins que des indications plus précises ne permettent de la déterminer sur d'autres bases.

Article VI - PUISSANCES SOUSCRITES

1) Puissance souscrite

L'Abonné s'engage à limiter les puissances appelées par son installation, aux valeurs indiquées aux Dispositions particulières.

2) Dépassement des puissances souscrites

Le dépassement est la puissance non souscrite appelée à titre exceptionnel par l'Abonné, au cours d'un mois, en excédent de la puissance souscrite.

La STEG n'est pas tenue de faire face aux appels qui dépasseraient la puissance souscrite.

3) Modification des puissances souscrites

Les puissances souscrites par l'Abonné, pour la durée du présent Contrat.

Toutefois, pendant les douze premiers mois à dater de la mise en service, l'Abonné a la faculté de les réduire à concurrence de 30%. Ces réductions prennent effet à dater du début du mois suivant la demande de l'Abonné, par un avenant de modification des puissances souscrites qui sera annexé au présent Contrat.

Au delà des douze premiers mois, toute demande de réduction sera notifiée à la STEG par lettre recommandée un mois au moins avant l'expiration du présent Contrat et fera l'objet d'un Avenant.

Les puissances souscrites pourront être augmentées par avenant, pendant la durée du Contrat, par tranches d'au moins 10%. La mise à disposition des nouvelles puissances souscrites prend effet à la date fixée à l'avenant en considération de la durée d'exécution des travaux éventuels. Les nouvelles puissances sont souscrites pour une durée d'un an au moins.

Article VII - PRIX DE LA FOURNITURE

Les éléments du tarif sont fixés par arrêté. Ils peuvent être changés automatiquement en cas de modification de l'arrêté en vigueur et,

dans ce cas, les nouveaux tarifs sont applicables à partir de la date d'effet du nouvel arrêté, sans qu'il soit nécessaire de réviser le présent Contrat.

1) Facturation de l'abonnement et de la puissance

L'abonnement et la puissance donneront lieu chacun à perception mensuelle, par douzièmes d'une redevance annuelle selon les taux fixés par arrêté. Toutefois, le montant de ces redevances sera réduit proportionnellement à la durée effective de la première année contractuelle si celle-ci est inférieure à une année.

Les redevances annuelles d'abonnement et de puissances sont dues dans leur intégralité en cas de résiliation du Contrat par l'Abonné en cours de période contractuelle. Les montants exigibles correspondants seront portés sur la dernière facture de consommation de l'Abonné.

2) Facturation des dépassements des puissances souscrites

Le contrôle de la puissance est assuré, pour la facturation mensuelle des dépassements, soit par un ou plusieurs indicateurs de puissances maximum à périodes d'intégration de 10 minutes, soit par un enregistreur à période d'intégration de 10 minutes, selon les conditions figurant aux Dispositions particulières.

Dans le premier cas, les dépassements observés sont, avant facturation, réduits forfaitairement de 10%.

Dans le second cas, la puissance retenue pour le calcul du dépassement est, dans chaque période tarifaire, la moyenne des trois plus fortes pointes journalières supérieures à la puissance souscrite enregistrées au cours du mois, les pointes éventuellement manquantes étant remplacées, pour le calcul de cette moyenne, par des valeurs égales à la puissance souscrite.

Le dépassement est facturé selon les modalités indiquées aux Dispositions particulières.

3) Facturation de l'énergie active

Les kWh consommés par l'Abonné dans chaque période tarifaire sont facturés mensuellement par la STEG aux prix fixés par arrêté.

4) Facturation de l'énergie réactive

La facturation de l'énergie réactive aura lieu selon les barèmes figurant aux Dispositions particulières.

Conformément au Cahier des Charges de l'Electricité, la STEG peut refuser d'alimenter les installations de l'Abonné, si le facteur de puissance s'avère inférieur à 0,90.

Article VIII - AVANCE SUR CONSOMMATION

L'Abonné s'engage dès la signature du présent Contrat à verser à La STEG une avance sur consommation égale au douzième du montant de la fourniture annuelle calculé sur la base du tarif fixé par arrêté.

Le montant de l'avance sera complété pendant la durée du Contrat en cas d'augmentation de consommation mensuelle moyenne ou de puissance souscrite, ou en cas de révision des tarifs.

L'avance ne sera pas productive d'intérêts et sera remboursée par la STEG à l'expiration de l'abonnement, après déduction de toutes sommes qui pourraient être dues par l'Abonné.

Article IX - IMPOTS ET TAXES

Les prix devront inclure les taxes ou impôts actuels ou futurs frappant la présente fourniture.

Article X - PAIEMENTS

Les factures de la STEG relatives à la présente fourniture seront payables dès leur réception par l'Abonné et au plus tard le 25 du mois qui suit la relève correspondante. A défaut de paiement dans ce délai, la STEG aura le droit de suspendre la fourniture du courant sans autres formalités ni préavis et sous réserve de tous dommages-intérêts qu'elle pourrait prélever conformément au Cahier des Charges de l'Electricité. Les frais de coupure et de rétablissement du courant seront à la charge de l'Abonné.

La présentation par l'Abonné d'une réclamation sur le montant de la facture ne saurait faire obstacle au respect du délai ci-dessus, la rectification éventuelle étant opérée sur la facture suivante.

Article XI - REVISION DU CONTRAT

Le présent Contrat est révisable, le cas échéant, pour l'application des conditions tarifaires propres aux fournitures d'appoint, comme il est prévu à l'Article I.

Il sera révisé de plein droit, au cas où le Cahier des Charges de l'Electricité viendrait à être modifié. Les nouvelles Dispositions, notamment celles relatives aux tarifs, s'appliqueront dès entrée en vigueur de ces modifications.

Référence abonnement :

1/4

Article XII - DUREE DU CONTRAT

Sauf stipulation contraire figurant aux Dispositions particulières, le présent Contrat prendra effet à partir de la date d'entrée en vigueur indiquée aux Dispositions particulières et s'appliquera jusqu'au 31 Décembre de la même année. Il se renouvellera ensuite, par tacite reconduction, par périodes d'un an, sauf dénonciation par l'une ou l'autre des parties notifiée par lettre recommandée un mois au moins avant l'expiration du Contrat.

En cas d'augmentation de puissance souscrite, l'avenant visé à l'Article VI, paragraphe 3 ci-dessus, prorogera d'un an au moins la

durée du Contrat en cours d'application.

Le présent Contrat sera résilié de plein droit en cas de faillite, de concordat préventif ou de règlement judiciaire de l'Abonné.

Article XIII - CONTESTATION

Les contestations relatives à l'exécution ou à l'interprétation du présent Contrat seront soumises au tribunal compétent.

Article XIV - TIMBRE ET ENREGISTREMENT

Les droits de timbre et d'enregistrement du présent Contrat seront à la charge de l'Abonné qui s'y oblige.

DISPOSITIONS PARTICULIERES

Référence Abonnement	Code Payeur	Code Activité Economique de l'Abonné
-------------------------	----------------	--

1) Nom ou raison sociale de l'Abonné :

2) Lieu de la fourniture :

3) Définition du point de livraison :

Caractéristiques du courant

4) Nature du courant : alternatif triphasé à la fréquence de 50Hz avec tolérance de 1Hz en plus ou en moins.

5) Tension de livraison : Volts, avec tolérance de 7% en plus ou en moins.

Mesure de la fourniture

6) * Type de comptage :

* Puissance du (des) transformateur (s) [Nombre de transformateurs avec puissance individuelle correspondante] :

7) Tension de comptage : à la tension de livraison.

8) Corrections pour tension de comptage différente de la tension de livraison :

Dans le cas où la fourniture d'énergie électrique n'est pas mesurée à la tension de livraison, la consommation d'énergie active enregistrée au compteur sera majorée :

- ❖ des pertes en charge du (des) transformateur(s), estimées forfaitairement à 2% de la consommation ainsi mesurée ;
- ❖ des pertes à vide du (des) transformateur(s) fixées forfaitairement à kWh par mois.

Conditions de la fourniture

9) Facturation de la puissance souscrite et de l'énergie active consommée :

Le tarif applicable à l'Abonné pendant la durée du présent Contrat est le Tarif Moyenne Tension

❖ Les postes horaires du Tarif Moyenne Tension à quatre postes horaires sont les suivants pour tous les jours de la semaine à l'exception du Dimanche dont la consommation est facturée uniformément au Tarif «Nuit» :

MOIS	JOUR	POINTE	SOIR	NUIT
1 ^{er} Septembre au 31 Mai	de 7 h à 18 h	de 18 h à 21 h	-	de 21 h à 7 h
1 ^{er} Juin au 31 Août	de 6 h 30 à 8 h 30 et de 13 h 30 à 19 h	de 8 h 30 à 13 h 30	de 19 h à 22 h	de 22 h à 6 h 30

❖ Les postes horaires du Tarif Moyenne Tension Irrigation agricole à quatre postes horaires avec effacement en pointe sont les suivants pour tous les jours de la semaine à l'exception du Dimanche dont la consommation est facturée uniformément au Tarif «Nuit» :

MOIS	JOUR	POINTE	SOIR	NUIT
1 ^{er} Septembre au 31 Mai	de 7 h à 18 h	de 18 h à 21 h (effacement)	-	de 21 h à 7 h
1 ^{er} Juin au 31 Août	de 6 h 30 à 11 h et de 15 h à 19 h	de 11 h à 15 h (effacement)	de 19 h à 22 h	de 22 h à 6 h 30

La STEG aura la faculté moyennant un préavis de 3 mois de modifier ces délimitations des postes horaires.

10) Puissances souscrites :

- ❖ Cas du tarif Moyenne Tension *uniforme* : P = kVA
- ❖ Cas du tarif Moyenne Tension à quatre postes horaires :

* Puissance souscrite en pointe hiver : P_{ph} = kW * Puissance souscrite en jour : P_j = kW

* Puissance souscrite en pointe été : P_{pé} = kW * Puissance souscrite en soir : P_s = kW

étant entendu que les puissances souscrites en pointe hiver, en pointe été et en soir sont au maximum égales à la puissance souscrite en jour et que le taux de la redevance de puissance s'applique à la « puissance réduite » (P_r) déterminée par la formule suivante :

$$P_r = 0,4 P_{ph} + 0,3 P_{pé} + 0,2 P_j + 0,1 P_s = kW$$

- ❖ Cas du tarif Moyenne Tension *Irrigation agricole à quatre postes horaires avec effacement en pointe* :

L'Abonné peut être autorisé par la STEG à appeler une puissance maximale de 3 kW durant la période d'effacement en pointe. Cette puissance est majorée des pertes à vide du (des) transformateur(s) au cas où la tension de comptage est égale à la tension de livraison.

* Puissance autorisée en pointe hiver : P_{ph} = kW * Puissance souscrite en jour : P_j = kW

* Puissance autorisée en pointe été : P_{pé} = kW * Puissance souscrite en soir : P_s = kW

Tout kWh consommé en pointe (pertes comprises) est facturé au prix d'énergie de la pointe du tarif Moyenne Tension à quatre postes horaires.

11) Facturation du dépassement de puissance souscrite :

❖ Cas du tarif Moyenne Tension *uniforme* : tout dépassement mensuel est facturé conformément à un taux égal au tiers du taux annuel de la redevance de puissance attaché à ce tarif.

❖ Cas du tarif Moyenne Tension à quatre postes horaires : tout dépassement mensuel donne lieu au calcul d'une autre valeur de la puissance réduite (P'_r) :

- ✓ Si la puissance souscrite en jour majorée de son dépassement est supérieure ou égale à chacune des trois autres puissances souscrites (pointe hiver, pointe été et soir) majorées de leur dépassement alors (P'_r) est égale à la somme des puissances souscrites pour chacun des postes majorées de leur dépassement pondérées par les coefficients correspondants à la formule de calcul de (P_r) définis ci-dessus ;
- ✓ Si la puissance souscrite en jour, majorée de son dépassement, est inférieure à l'une des puissances souscrites des trois postes horaires « pointe hiver », ou « pointe été » ou « soir », majorées de leur dépassement alors (P'_r) devient égale à la puissance maximale atteinte dans l'un des trois postes horaires « pointe hiver », ou en « pointe été », ou en « soir ».

Le calcul de (P'_r), en cas de dépassement des puissances souscrites ainsi déterminé est applicable pour tous les mois de l'année. L'excédent calculé par l'écart des puissances réduites [(P'_r) – (P_r)] est facturé pour le mois du dépassement conformément à un taux égal au tiers du taux annuel de la redevance de puissance attaché au tarif souscrit.

❖ Cas du tarif Moyenne Tension *Irrigation agricole à quatre postes horaires avec effacement en pointe* : si la consommation mensuelle en période de pointe dépasse le seuil maximal de consommation en pointe (durée moyenne de la pointe mensuelle multipliée par la puissance autorisée en pointe), tout dépassement de la puissance autorisée en pointe est facturé conformément à un taux égal au tiers du taux annuel de la redevance de puissance attaché au tarif Moyenne Tension à quatre postes horaires.

Si l'Abonné demande, dans les conditions prévues au paragraphe 3 de l'Article VI, une augmentation de puissance souscrite, il bénéficie pour le mois précédent sa demande et jusqu'à mise à disposition de la nouvelle puissance souscrite, d'un abattement égal à 50% du prix des dépassements que la nouvelle puissance souscrite aurait permis d'éviter.

12) Facturation de l'énergie réactive :

La facturation de l'énergie active explicitée ci-dessus s'entend pour un facteur de puissance cos φ compris entre 0,80 et 0,90.

Si le facteur de puissance est compris entre 0,91 et 1, le prix de l'énergie active sera diminué de 0,5% par centième au dessus de 0,90.

Si le facteur de puissance est inférieur à 0,80 le prix de l'énergie active sera augmenté de :

- 0,5 % par centième de cos φ compris entre 0,79 et 0,75
- 1 % par centième de cos φ compris entre 0,74 et 0,70
- 1,5 % par centième de cos φ compris entre 0,69 et 0,60
- 2 % par centième de cos φ inférieur à 0,60.

Ces différentes pénalités sont cumulatives.

Clauses diverses

13) Le présent Contrat prendra effet à compter du

14) Il remplace le Contrat N° du et ses avenants des

Fait en trois exemplaires

Fait à le

Pour le Client

Signature, date et cachet précédée par la mention
« Lu et approuvé »

Pour la STEG

Signature, date et cachet précédée par la mention
« Lu et approuvé »

Société Tunisienne
de l'Electricité et du Gaz



الشركة التونسية
لل كهرباء والغاز

District de :

Adresse :

CONTRAT POUR LA FOURNITURE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE EN HAUTE TENSION N°.....

ENTRE

Faisant élection de domicile à

représenté par son

et désigné ci-après par « l'Abonné »,

d'une part,

et la SOCIETE TUNISIENNE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

désignée ci-après par « la STEG »

d'autre part,

Il a été convenu et arrêté ce qui suit :

DISPOSITIONS GENERALES

Article I - OBJET DU CONTRAT

L'Abonné demande à la STEG, qui accepte, de lui fournir aux conditions du présent Contrat l'énergie électrique nécessaire à l'alimentation de l'installation désignée aux Dispositions particulières.

Sauf stipulation expresse contraire figurant aux Dispositions particulières du présent Contrat, l'Abonné s'engage à n'utiliser aucune source d'énergie électrique autre que le réseau de la STEG et à demander la révision du présent Contrat pour l'application, s'il y a lieu, des conditions tarifaires propres aux fournitures d'appoint, s'il décidait d'alimenter simultanément ses installations par un moyen quelconque de production autonome d'énergie électrique.

Toutefois, pour se prémunir contre les interruptions de la fourniture, il a la faculté d'installer des groupes de secours qui ne devront pas fonctionner en parallèle avec le réseau.

Les fournitures qui font l'objet du présent Contrat sont effectuées selon les prescriptions du Cahier des Charges de l'Electricité, approuvé par le Décret n° 64-9 du 17 janvier 1964, et de ses modifications ultérieures.

Article II - RACCORDEMENT ET POINT DE LIVRAISON

Les ouvrages de raccordement des installations de l'Abonné au réseau de la STEG sont propriété exclusive de celle-ci qui en assure d'ailleurs l'entretien à ses frais.

Sauf stipulation contraire figurant aux Dispositions particulières, l'installation de l'Abonné est desservie par un raccordement unique aboutissant à un seul point de livraison.

Le point de livraison est défini aux Dispositions particulières

Article III - INSTALLATION DE L'ABONNE

A partir du point de livraison les installations sont la propriété de l'Abonné, elles seront exploitées et entretenues par ses soins et à ses frais.

Elles doivent, tant pour éviter les perturbations dans l'exploitation des réseaux que pour assurer la sécurité du personnel de la STEG, être établies en conformité des règlements et normes à appliquer en la matière, et comprendre tous les aménagements imposés par la prudence.

Toutes les modifications des installations fonctionnant à la tension de livraison devront être soumises avant exécution à l'approbation de la STEG.

L'Abonné s'engage à munir ses installations, par ses soins et à ses frais, des appareils nécessaires pour que leur fonctionnement ne trouble en quoi que ce soit la marche normale des usines ou des réseaux de la STEG et à remédier à toute défectuosité qui pourrait se manifester. Pour la nature, les caractéristiques et le réglage de ces appareils, l'Abonné se conformera strictement aux indications qui lui seront données par la STEG.

La STEG est autorisée à vérifier, à toute époque et sans préavis, les installations de l'Abonné sans qu'elle encoure de ce fait une responsabilité quelconque en cas de défectuosité de ces installations, cette vérification étant opérée dans le seul intérêt du réseau.

L'Abonné et la STEG seront respectivement responsables de tous les actes exécutés par leur personnel dans le poste de livraison; il est spécifié que l'Abonné s'interdit formellement toute manœuvre ou toute intervention sur le matériel de raccordement ainsi que toute modification aux équipements de son poste, sauf convention expresse contraire.

Article IV - CONTINUITE DE LA FOURNITURE

La puissance souscrite sera tenue de façon permanente à la disposition de l'Abonné.

Toutefois, la STEG aura la faculté d'interrompre le service pour l'exploitation, l'entretien et les réparations urgentes à faire à son matériel. Sauf cas de force majeure l'Abonné sera prévenu soit directement soit par voie de presse au moins vingt quatre heures à l'avance de l'heure et de la durée des arrêts pour l'entretien. La STEG s'efforcera de les réduire au minimum et de les situer, dans toute la mesure compatible avec les nécessités de son exploitation, aux époques et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible à l'Abonné. Dans les circonstances exigeant une intervention immédiate la STEG s'efforcera de prendre les mesures urgentes et nécessaires pour le rétablissement des fournitures.

De son côté, l'Abonné peut se doter des moyens techniques appropriés lui permettant de palier efficacement les risques éventuels d'interruption des fournitures.

En tout état de cause, la STEG n'est tenue à aucune indemnité envers les Abonnés notamment en matière de manque à gagner consécutif à de telles interruptions.

L'Abonné peut demander à la STEG chaque fois qu'il le juge nécessaire l'isolement de son poste. Sauf cas de force majeure, cette opération fera l'objet d'une demande écrite adressée au District quarante huit heures au moins à l'avance, indiquant le nom et l'adresse de l'Abonné, l'adresse du poste à isoler, les dates et heures d'isolement et de remise en service, et l'identité exacte du représentant éventuel de l'Abonné qui assistera à ces opérations.

Article V - MESURE ET CONTROLE DE L'ENERGIE ET DE LA PUISSANCE

L'énergie et la puissance livrées à l'Abonné seront mesurées à l'aide d'un comptage dont le type figure aux Dispositions particulières.

Sauf stipulation contraire figurant aux Dispositions particulières, les appareils de mesure sont propriété de la STEG qui en assure l'entretien.

La STEG pourra procéder à la vérification des appareils aussi souvent qu'elle le jugera utile, sans frais pour l'Abonné.

L'Abonné aura toujours le droit de demander la vérification des appareils, soit par la STEG, soit par un expert désigné d'un commun accord.

Les frais de la vérification seront à la charge de l'Abonné si l'appareil vérifié sur sa demande est reconnu exact, c'est-à-dire si l'écart est au plus égal à 3 % en plus ou en moins. Dans le cas contraire, les frais seront à la charge de la STEG.

L'Abonné devra prendre toutes dispositions nécessaires pour que les agents de la STEG puissent, en tout temps, avoir accès directement et immédiatement au poste de livraison et aux appareils de mesure.

Si les appareils de mesure sont installés sur des circuits à une tension différente de la tension de livraison, les quantités relevées seront corrigées comme il est indiqué aux Dispositions particulières.

En cas d'arrêt ou de fonctionnement défectueux des appareils de mesure d'énergie active et réactive, la consommation sera calculée en prenant comme base la moyenne journalière du mois précédant et du mois correspondant de l'année précédente, à moins que des indications plus précises ne permettent de la déterminer sur d'autres bases.

Article VI - PUISSANCES SOUSCRITES

1) Puissance souscrite

L'Abonné s'engage à limiter les puissances appelées par son installation, aux valeurs indiquées aux Dispositions particulières.

2) Dépassement des puissances souscrites

Le dépassement est la puissance non souscrite appelée à titre exceptionnel par l'Abonné, au cours d'un mois, en excédent de la puissance souscrite.

La STEG n'est pas tenue de faire face aux appels qui dépasseraient la puissance souscrite.

3) Modification des puissances souscrites

Les puissances sont souscrites par l'Abonné, pour la durée du présent Contrat.

Toutefois, pendant les douze premiers mois à dater de la mise en service, l'Abonné a la faculté de les réduire à concurrence de 30%. Ces réductions prennent effet à dater du début du mois suivant la demande de l'Abonné, par un avenant de modification des puissances souscrites qui sera annexé au présent Contrat.

Au delà des douze premiers mois, toute demande de réduction sera notifiée à la STEG par lettre recommandée un mois au moins avant l'expiration du présent Contrat et fera l'objet d'un Avenant.

Les puissances souscrites pourront être augmentées par avenant, pendant la durée du Contrat, par tranches d'au moins 10%. La mise à disposition des nouvelles puissances souscrites prend effet à la date fixée à l'avenant en considération de la durée d'exécution des travaux éventuels. Les nouvelles puissances sont souscrites pour une durée d'un an au moins.

Article VII - PRIX DE LA FOURNITURE

Les éléments du tarif sont fixés par arrêté. Ils peuvent être changés automatiquement en cas de modification de l'arrêté en

vigueur et, dans ce cas, les nouveaux tarifs sont applicables à partir de la date d'effet du nouvel arrêté, sans qu'il soit nécessaire de réviser le présent Contrat.

1) Facturation de la puissance

La puissance donnera lieu à perception mensuelle, par douzièmes d'une redevance annuelle selon le taux fixé par arrêté. Toutefois, le montant de cette redevance sera réduit proportionnellement à la durée effective de la première année contractuelle si celle-ci est inférieure à une année.

La redevance annuelle de puissance est due dans son intégralité en cas de résiliation du Contrat par l'Abonné en cours de période contractuelle. Le montant exigible correspondant sera porté sur la dernière facture de consommation de l'Abonné.

2) Facturation des dépassements des puissances souscrites

Le contrôle de la puissance est assuré, pour la facturation mensuelle des dépassements, par des enregistreurs à période d'intégration de 10 minutes, selon les conditions figurant aux Dispositions particulières.

La puissance retenue pour le calcul du dépassement est, dans chaque période tarifaire, la moyenne des trois plus fortes pointes journalières supérieures à la puissance souscrite enregistrées au cours du mois, les pointes éventuellement manquantes étant remplacées, pour le calcul de cette moyenne, par des valeurs égales à la puissance souscrite.

Le dépassement est facturé selon les modalités indiquées aux Dispositions particulières.

3) Facturation de l'énergie active

Les kWh consommés par l'Abonné dans chaque période tarifaire sont facturés mensuellement par la STEG aux prix fixés par arrêté.

4) Facturation de l'énergie réactive

La facturation de l'énergie réactive aura lieu selon les barèmes figurant aux Dispositions particulières.

Conformément au Cahier des Charges de l'Electricité, la STEG peut refuser d'alimenter les installations de l'Abonné, si le facteur de puissance s'avère inférieur à 0,60.

Article VIII - AVANCE SUR CONSOMMATION

L'Abonné s'engage dès la signature du présent Contrat à verser à la STEG une avance sur consommation égale au douzième du montant de la fourniture annuelle calculé sur la base du tarif fixé par arrêté.

Le montant de l'avance sera complété pendant la durée du Contrat en cas d'augmentation de consommation mensuelle moyenne ou de puissance souscrite, ou en cas de révision des tarifs.

L'avance ne sera pas productive d'intérêts et sera remboursée par la STEG à l'expiration de l'abonnement, après déduction de toutes sommes qui pourraient être dues par l'Abonné.

Article IX - IMPOTS ET TAXES

Les prix devront inclure les taxes ou impôts actuels ou futurs frappant la présente fourniture.

Article X - PAIEMENTS

Les factures de la STEG relatives à la présente fourniture seront payables dès leur réception par l'Abonné et au plus tard le 25 du mois qui suit la relève correspondante. A défaut de paiement dans ce délai, la STEG aura le droit de suspendre la fourniture du courant sans autres formalités ni préavis et sous réserve de tous dommages-intérêts qu'elle pourrait prélever conformément au Cahier des Charges de l'Electricité. Les frais de coupure et de rétablissement du courant seront à la charge de l'Abonné.

La présentation par l'Abonné d'une réclamation sur le montant de la facture ne saurait faire obstacle au respect du délai ci-dessus, la rectification éventuelle étant opérée sur la facture suivante.

Article XI - REVISION DU CONTRAT

Le présent Contrat est révisable, le cas échéant, pour l'application des conditions tarifaires propres aux fournitures d'appoint, comme il est prévu à l'Article I.

Il sera révisé de plein droit, au cas où le Cahier des Charges de l'Electricité viendrait à être modifié. Les nouvelles Dispositions, notamment celles relatives aux tarifs, s'appliqueront dès l'entrée en vigueur de ces modifications.

Article XII - DUREE DU CONTRAT

Sauf stipulation contraire figurant aux Dispositions particulières, le présent Contrat prendra effet à partir de la date d'entrée en vigueur

indiquée aux Dispositions particulières et s'appliquera jusqu'au 31 décembre de la même année. Il se renouvellera ensuite, par tacite reconduction, par périodes d'un an, sauf dénonciation par l'une ou l'autre des parties notifiée par lettre recommandée un mois au moins avant l'expiration du Contrat.

En cas d'augmentation de puissance souscrite, l'avenant visé à l'Article VI, paragraphe 3 ci-dessus, prorogera d'un an au moins la durée du Contrat en cours d'application.

Le présent Contrat sera résilié de plein droit en cas de faillite, de concordat préventif ou de règlement judiciaire de l'Abonné.

Article XIII - CONTESTATION
Les contestations relatives à l'exécution ou à l'interprétation du présent Contrat seront soumises au tribunal compétent.

Article XIV - TIMBRE ET ENREGISTREMENT
Les droits de timbre et d'enregistrement du présent Contrat seront à la charge de l'Abonné qui s'y oblige.

DISPOSITIONS PARTICULIERES

Référence Abonnement	Code Payeur	Code Activité Economique de l'Abonné
----------------------	-------------	--------------------------------------

- 1) Nom ou raison sociale de l'Abonné :
- 2) Lieu de la fourniture :
- 3) Définition du point de livraison :
- Caractéristiques du courant
- 4) Nature du courant : alternatif triphasé à la fréquence de 50Hz avec tolérance de 1Hz en plus ou en moins.
- 5) Tension de livraison commerciale déterminant le prix de la fourniture : la tension de facturation est de KV, avec tolérance de 10% en plus ou en moins.
- Mesure de la fourniture
- 6) Type de comptage :
- 7) Tension de comptage :
- 8) Corrections pour tension de comptage inférieure à la tension de facturation :

Conditions de la fourniture

- 9) Facturation de la puissance souscrite et de l'énergie active consommée :
- Le tarif applicable à l'Abonné pendant la durée du présent Contrat est le Tarif Haute Tension
- Les postes horaires du Tarif Haute Tension à quatre postes horaires sont définis comme suit pour tous les jours de la semaine à l'exception du Dimanche dont la consommation est facturée uniformément au Tarif «Nuit».

MOIS	JOUR	POINTE	SOIR	NUIT
1 ^{er} Septembre au 31 Mai	de 7h à 18h	de 18h à 21h	-	de 21h à 7h
1 ^{er} Juin au 31 Août	de 6h 30 à 8h 30 et de 13h 30 à 19h	de 8h 30 à 13h 30	de 19h à 22h	de 22h à 6h 30

La STEG aura la faculté moyennant un préavis de 3 mois de modifier cette délimitation des postes horaires.

10) Puissances souscrites :

- * Puissance souscrite en pointe hiver : P ph = kW
- * Puissance souscrite en pointe été : P pé = kW
- * Puissance souscrite en jour : P j = kW
- * Puissance souscrite en soir : P s = kW

étant entendu que les puissances souscrites en pointe hiver, en pointe été et en soir sont au maximum égales à la puissance souscrite en jour et que le taux de la redevance de puissance s'applique à la « puissance réduite » (Pr) déterminée par la formule suivante :

$$Pr = 0,4 P ph + 0,3 P pé + 0,2 P j + 0,1 P s = \text{ kW}$$

11) Facturation du dépassement de puissance souscrite :

Tout dépassement mensuel donne lieu au calcul d'une autre valeur de la puissance réduite (P'r) :

Si la puissance souscrite en jour majorée de son dépassement est supérieure ou égale à chacune des trois autres puissances souscrites (pointe hiver, pointe été et soir) majorées de leur dépassement alors (P'r) est égale à la somme des puissances souscrites pour chacun des postes majorées de leur dépassement pondérées par les coefficients correspondants à la formule de calcul de (Pr) définis ci-dessus ;

Si la puissance souscrite en jour, majorée de son dépassement, est inférieure à l'une des puissances souscrites des trois postes horaires « pointe hiver », ou « pointe été » ou « soir », majorées de leur dépassement alors (P'r) devient égale à la puissance maximale atteinte dans l'un des trois postes horaires « pointe hiver », ou en « pointe été », ou en « soir ».

Le calcul de (P'r), en cas de dépassement des puissances souscrites ainsi déterminé est applicable pour tous les mois de l'année. L'excédent calculé par l'écart des puissances réduites [(P'r) - (Pr)] est facturé pour le mois du dépassement conformément à un taux égal au tiers du taux annuel de la redevance de puissance attaché au tarif souscrit.

Si l'Abonné demande, dans les conditions prévues au paragraphe 3 de l'Article VI, une augmentation de puissance souscrite, il bénéficie pour le mois précédent sa demande et jusqu'à mise à disposition de la nouvelle puissance souscrite, d'un abattement égal à 50% du prix des dépassements que la nouvelle puissance souscrite aurait permis d'éviter.

12) Facturation de l'énergie réactive :

La facturation de l'énergie active explicitée ci-dessus s'entend pour un facteur de puissance cos φ compris entre 0,80 et 0,90. Si le facteur de puissance est compris entre 0,91 et 1, le prix de l'énergie active sera diminué de 0,5% par centième au dessus de 0,90.

Si le facteur de puissance est inférieur à 0,80 le prix de l'énergie active sera augmenté de :

0,5 % par centième de cos φ compris entre 0,79 et 0,75

1 % par centième de cos φ compris entre 0,74 et 0,70

1,5 % par centième de cos φ compris entre 0,69 et 0,60

2 % par centième de cos φ inférieur à 0,60.

Ces différentes pénalités sont cumulatives.

Clauses diverses

- 13) Le présent Contrat prendra effet à compter du
- 14) Il remplace le Contrat n° du et ses avenants des
- Fait en trois exemplaires
- Fait à le
- Pour le Client Pour la STEG
- Signature, date et cachet précédée par la mention « Lu et approuvé » Signature, date et cachet précédée par la mention « Lu et approuvé »

Ministère de l'industrie et de la technologie

CONTRAT D'ACHAT PAR LA STEG DE L'EXCEDENT DE L'ENERGIE ELECTRIQUE PRODUITE A PARTIR D'ENERGIES RENOUVELABLES ET LIVREE SUR LE RESEAU BASSE TENSION N°.....

ENTRE LES SOUSSIGNES : La Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz désignée ci-après par " STEG " et représentée aux fins du présent par d'une part ET dont le siège social ou le lieu de résidence est à désigné ci-après par le " Producteur " et représenté par, d'autre part Il a été convenu et arrêté ce qui suit :

PREAMBULE

Vu la loi n°2004-72 du 2 Août 2004 relative à la maîtrise de l'énergie telle que modifiée et complétée par la loi n° 2009-7 du 9 février 2009, Vu le décret n°2009-2773 du 28 Septembre 2009 fixant les conditions de transport de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz, Vu le décret n° 64-9 du 17 Janvier 1964 portant approbation du cahier des charges relatif à la fourniture de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire de la République

A. CONDITIONS GENERALES ET COMMERCIALES

ARTICLE 1 : DEFINITIONS ET INTERPRETATIONS

Au sens du présent Contrat on entend par : Réseau Basse Tension :Le réseau national de distribution électrique de tension 230/400V à la fréquence de 50 Hz ;

Réseau de distribution: Le réseau national de distribution électrique de tension 230/400 V, 10 kV, 15 kV et 30 kV; Producteur : Le client de la STEG en Basse Tension, propriétaire du local, ou dûment mandaté par le propriétaire produisant de l'énergie électrique à partir d'énergies renouvelables et débitant sur le réseau Basse Tension; Installation de Production : Equipements de production de l'énergie électrique à partir d'énergies renouvelables appartenant au Producteur; Point de livraison: Le point de branchement des compteurs du côté de l'installation interne du producteur; le point de livraison est unique; Point de raccordement : Le point où s'effectue la connexion de l'Installation de Production au réseau Basse Tension; Système de comptage : L'ensemble des appareils et accessoires de comptage de l'énergie électrique ; Liaison : Le tronçon de la ligne reliant le système de comptage au point de raccordement ; Energie livrée : Energie écoulée par le Producteur sur le réseau Basse Tension;

Energie fournie : Energie consommée par le Producteur en tant que client de la STEG ; Puissance installée : La puissance maximale des Installations de Production du Producteur ; Puissance souscrite : La puissance souscrite par le Producteur en tant que client auprès de la STEG.

ARTICLE 2 : OBJET DU CONTRAT

Le Producteur de l'énergie électrique générée à partir d'énergies renouvelables et raccordé au réseau Basse Tension, tel que défini par la loi n° 2009-7 du 9 février 2009, bénéficie par le présent Contrat du droit de vente de l'excédent d'énergie électrique, produite par sa propre Installation de Production, exclusivement à la STEG, et ce, dans la limite de la capacité du réseau Basse Tension et conformément à la législation et à la réglementation en vigueur. Ce Contrat porte sur l'énergie électrique livrée par le Producteur à partir d'un seul point de livraison sur le réseau Basse Tension.

En application de l'article 2 du décret n° 2009-2773 du 28 septembre 2009, fixant les conditions de transport de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à la société tunisienne de l'électricité et du Gaz., la STEG s'engage à prélever l'énergie électrique livrée sur le réseau Basse Tension selon les dispositions prévues aux Conditions Particulières du présent Contrat.

ARTICLE 3 : PUISSANCE INSTALLEE

Le Producteur fixe dans les Conditions Particulières du présent Contrat la puissance installée de ses Installations de Production. Conformément au décret n°2009-2773 du 28 Septembre 2009, la puissance installée est au plus égale à la puissance souscrite par le Producteur auprès de la STEG. Le Producteur doit informer la STEG par écrit et obtenir au préalable son accord pour toute modification de l'une des caractéristiques initiales de ses installations et particulièrement la puissance installée.

ARTICLE 4 : CARACTERISTIQUES DU COURANT ELECTRIQUE

L'énergie sera livrée sous forme de courant alternatif monophasé ou triphasé, à la fréquence et à la tension précisées aux Conditions Techniques de Raccordement et aux Conditions Particulières du présent Contrat.

ARTICLE 5 : DOCUMENTS A FOURNIR

1. Pour le Producteur non résidentiel
- Les documents suivants sont annexés au présent Contrat et en font partie intégrante :
- Le dossier technique de raccordement composé de :
 - Un descriptif de l'Installation de Production ;
 - Un schéma électrique de l'Installation de Production, explicitant le système de production d'électricité et décrivant les circuits de raccordement de l'unité de production au réseau Basse Tension ;
 - Le descriptif technique d'éventuelles sources autonomes d'électricité pouvant, le cas échéant,

alimenter tout ou partie des circuits électriques normalement alimentés par l'Installation de Production ;
- Le schéma de commande et de protection des équipements de l'Installation de Production ;

Le dossier servira de base pour la vérification, du respect des Conditions Techniques de Raccordement définies au présent Contrat. Toutefois l'approbation du dossier technique par la STEG n'engage pas sa responsabilité sur son contenu et ses conséquences.

- Le plan de situation de l'Installation de Production, indiquant la limite de propriété et le point de livraison,
- Une copie de la carte d'identité nationale du Producteur ;
 - Une demande de réception et de mise en service ;
 - Un certificat de conformité de l'onduleur aux Directives CEM04/108/CE et Basse tension 06/95/CE et à la Norme VDE 0126 ou équivalente.

2. Pour le Producteur résidentiel

- Les documents suivants sont annexés au présent Contrat et en font partie intégrante :
- Un descriptif de l'Installation de Production ;
 - Une copie de la carte d'identité nationale du Producteur;
 - Une demande de réception et de mise en service ;
 - Un certificat de conformité de l'onduleur aux Directives CEM04/108/CE et Basse tension 06/95/CE et à la Norme VDE 0126 ou équivalente.

La STEG peut demander tout autre document jugé nécessaire pour l'approbation du dossier technique du Producteur résidentiel ou non résidentiel.

ARTICLE 6 : SYSTEME DE COMPTAGE

Le système de comptage de l'énergie livrée par le Producteur sur le réseau Basse Tension est fourni et installé par la STEG au frais du Producteur et devient propriété de la STEG qui en assure l'entretien. Pour les besoins de la facturation, les données de comptage de l'énergie livrée seront lisibles et accessibles par le Producteur et par la STEG. A la demande du producteur, les relevés d'index de l'énergie livrée peuvent être effectués contradictoirement et au même instant au terme du cycle de relève indiqué dans les Conditions Particulières du présent Contrat. Les frais de relève des index sont à la charge du Producteur et seront fixés au préalable.

Ce Contrat sera géré par un système de comptage de classe 2. Les compteurs sont soumis périodiquement au contrôle de la métrologie légale. Les coûts d'essais et d'étalonnage éventuels seront supportés par la STEG. En cas de requête particulière d'une partie concernant l'intégrité de l'un des compteurs indiqués ci-dessus, les coûts d'essais et d'étalonnage des compteurs seront

supportés par la partie requérante si l'appareil vérifié est reconnu exact c'est-à-dire que les écarts sont inférieurs à la limite indiquée dans les Conditions Particulières du présent Contrat.

En cas de renouvellement jugé nécessaire du compteur, le Producteur en assume les frais.

ARTICLE 7 : MESURE ET CONTROLE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE LIVREE A LA STEG

La mesure de l'énergie électrique monophasée ou triphasée livrée par le Producteur sur le réseau Basse Tension sera effectuée au moyen de compteurs électroniques.

En cas d'arrêt ou de fonctionnement défectueux des appareils de mesures, une estimation de l'énergie livrée est effectuée sur la même base d'estimation appliquée à l'énergie fournie par la STEG.

ARTICLE 8 : INTERRUPTION DU PRELEVEMENT

En cas d'incidents, ou pour toute raison urgente exigeant l'arrêt du prélèvement de l'énergie électrique livrée à la STEG sur le réseau Basse Tension, cette dernière sera en droit de prendre les mesures nécessaires telles qu'indiquées dans les Conditions Techniques de Raccordement du présent Contrat.

La STEG prendra toutes les mesures nécessaires pour le rétablissement des liaisons dans les meilleurs délais et ne sera redevable d'aucune indemnisation vis-à-vis du Producteur au titre de l'interruption du prélèvement de l'énergie électrique livrée.

ARTICLE 9 : RESPONSABILITE DES PARTIES

Chaque partie sera entièrement responsable des dommages de toute nature que ses Installations de Production occasionneraient aux personnels, aux installations de l'autre partie et aux tiers.

ARTICLE 10 : ASSURANCE

Le producteur est tenu de souscrire auprès d'une compagnie d'assurance tunisienne, une police d'assurance Responsabilité Civile qui couvrira les conséquences pécuniaires de sa responsabilité à chaque fois qu'elle se trouverait engagée pour tous dommages corporels, matériels et/ou immatériels pouvant être causés aux tiers et/ou à la STEG qui est considérée comme tiers et résultant de négligence, omission, erreur ou toute autre faute commise dans l'exécution de ce contrat.

Le montant garanti par cette police doit être en rapport avec les risques réels encourus.

Cette police doit être maintenue constamment en vigueur jusqu'à l'extinction des obligations contractuelles et un exemplaire signé accompagné de la quittance de règlement des primes doit être remis à la STEG un mois avant l'entrée en vigueur de ce contrat.

ARTICLE 11 : CESSIION

La STEG peut sans l'accord préalable du Producteur céder en totalité ou en partie ses droits, privilèges, devoirs ou obligations aux termes du présent Contrat.

Le Producteur peut, après accord préalable de la STEG, céder en totalité ou en partie ses droits, privilèges, devoirs ou obligations aux termes du présent Contrat.

La cession ne peut avoir lieu qu'après signature, par le (ou les) cessionnaire(s) d'un nouveau « 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 »

ARTICLE 12 : PRIX DE LIVRAISON ET MODALITE DE FACTURATION

Aux seules fins de la facturation, le point de livraison sera considéré comme étant le Point de Raccordement.

La STEG est tenue d'assurer le prélèvement de l'énergie livrée. Le bilan de l'énergie livrée et fournie se fait sur la base des quantités relevées sur les compteurs appropriés pour chaque cycle de relève.

La facturation est établie par la STEG sur la base du solde si la quantité de l'énergie fournie est supérieure à l'énergie livrée et sur la base du tarif en vigueur fixé par décision du Ministre chargé de l'énergie.

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

ARTICLE 13 : FORCE MAJEURE

Nul ne sera tenu responsable de l'inexécution de l'une quelconque des clauses du présent Contrat si son exécution a été empêchée, entravée ou retardée par un fait extérieur revêtant le caractère de force majeure.

Par force majeure on désigne les circonstances imprévisibles, irrésistibles et hors du contrôle raisonnable de la partie concernée, et qui n'auraient pu être évitées ou prévenues par une prévoyance, planification ou mise en oeuvre raisonnables.

En cas de force majeure imposant l'arrêt de la fourniture de l'énergie électrique, la partie sinistrée doit informer l'autre partie de la cause et de la durée probable de l'arrêt dans les meilleurs délais. Si elle le juge nécessaire, la STEG met hors service la liaison.

ARTICLE 14 : REVISION – SUSPENSION – RESILIATION

1- Révision

Toute modification de la décision fixant les tarifs, de la législation ou de la réglementation régissant la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables s'applique au présent Contrat dès la date de son entrée en vigueur.

Toute modification de l'une des Conditions Particulières du présent Contrat fera l'objet d'un avenant au dit Contrat.

Le Producteur s'engage à informer la STEG en temps opportun de tout changement éventuel de l'identité de l'occupant du local des Installations de Production.

2-Suspension

Le présent Contrat peut être suspendu immédiatement, en cas de manquement grave du Producteur à ses obligations contractuelles et notamment dans les cas suivants :

- Non exécution par le Producteur des actions correctives nécessaires sur ses Installations de Production ou de

raccordement dans un délai de 10 jours à compter de la date de mise hors service de la Liaison,

- Non paiement, dans les délais, par le Producteur des factures adressées par la STEG.

- Non présentation par le producteur d'une attestation d'assurance valide,

3- Résiliation

- En cas de manquement grave du Producteur à ses obligations contractuelles suivi ou non d'une période de suspension comme indiquée ci-dessus, la STEG est en droit de résilier le présent Contrat après mise en demeure notifiée par lettre recommandée avec accusé de réception demeurée infructueuse pendant un délai de 60 jours.

- Le présent Contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du Contrat de fourniture de l'énergie électrique par la STEG.

- Le présent Contrat peut également être résilié à la demande du Producteur par défaut permanent de l'Installation de Production moyennant un préavis de 60 jours notifié par lettre recommandée avec accusé de réception.

ARTICLE 15 : DATE DE COMMENCEMENT DES LIVRAISONS

La livraison à la STEG de l'excédent de l'énergie électrique à travers le réseau Basse Tension ne peut commencer qu'après satisfaction des conditions suivantes :

- Signature du Contrat par les deux parties,
- Règlement par le Producteur à la STEG du coût des prestations et ouvrages à réaliser,
- La remise de l'attestation d'assurance responsabilité civile du Producteur telle que définie dans l'article 10 du présent
- La fourniture du Procès verbal de réception de mise en service du raccordement de l'installation conformément à l'article 27.

Ces conditions sont cumulatives.

ARTICLE 16 : REGLEMENT DES LITIGES

Le Producteur et la STEG conviennent, à défaut d'entente amiable, de soumettre tout litige qui pourrait naître entre eux au sujet des conditions d'application ou d'interprétation des clauses du présent Contrat au Ministère de Tutelle de la STEG et ce dans un délai de 15 jours à compter de la date du procès-verbal constatant l'échec de la tentative de règlement amiable.

Si aucune solution n'est donnée dans un délai de 45 jours à compter de la saisine du Ministère, les parties pourront soumettre le litige aux tribunaux compétents.

ARTICLE 17 : ENTREE EN VIGUEUR ET VALIDITE DU CONTRAT

Le présent Contrat prendra effet à partir de la date de commencement des livraisons à la STEG et s'appliquera jusqu'au 31 décembre de la même année. Il se renouvellera par tacite reconduction, par période d'un an, sauf dénonciation par l'une ou l'autre des parties, donnée par lettre recommandée avec accusé de réception un mois au moins avant la fin de l'année en cours. Pendant ce

préavis d'un mois, les deux parties resteront tenues d'exécuter toutes les obligations prévues au Contrat.

B. CONDITIONS TECHNIQUES DE RACCORDEMENT

ARTICLE 18 : RACCORDEMENT DE L'INSTALLATION DE PRODUCTION AU RESEAU BASSE TENSION DE LA STEG

Les installations internes de raccordement, y compris les dispositifs de protection et la liaison, sont réalisées à la charge du Producteur.

ARTICLE 19 : CARACTERISTIQUES GENERALES DE L'INSTALLATION DE PRODUCTION ET DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT

Les ouvrages situés en aval du disjoncteur de branchement sont propriétés du Producteur.

L'intégralité du raccordement depuis le point de raccordement au réseau Basse Tension jusqu'au point de livraison de l'énergie produite par l'Installation de Production est décrite dans les Conditions Particulières du Contrat

ARTICLE 20 : DISPOSITIONS CONSTRUCTIVES RELATIVES A L'INSTALLATION DE PRODUCTION

L'Installation de Production est soumise aux conditions suivantes :

1. Tenue de la tension

Le raccordement de l'Installation de Production au réseau Basse Tension ne doit pas induire de dépassements des limites de tension telles que définies dans le Cahier des Charges relatif à la fourniture de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire de la République, soit $\pm 10\%$ de la tension nominale en Basse Tension.

2. Perturbations générées par l'Installation de Production

- Le niveau de papillonnement dû à l'Installation de Production doit, au Point de raccordement, rester dans les limites définies par les normes du Comité Electrotechnique International (CEI 61000),
- Les distorsions de tension causées par les harmoniques doivent respecter les dispositions de cette même norme,
- A l'exception des Installations de Production raccordées en Basse Tension monophasée, le niveau de contribution de l'Installation de Production au déséquilibre doit être limité à une valeur permettant au distributeur de respecter le taux moyen de composante inverse de tension de 2% de la composante directe.

3. Immunité vis-à-vis des perturbations

L'Installation de Production doit être conçue pour supporter les perturbations liées à l'exploitation en régime normal du réseau de distribution et faire face à celles qui peuvent être générées lors des régimes exceptionnels

4. Energie réactive

L'Installation de Production avec machines asynchrones doit être équipée de batteries de condensateurs pour la compensation de l'énergie réactive. Ces batteries ne doivent pas provoquer sur le réseau Basse Tension, en régime permanent, de dépassement des limites de tension prévues au point 1 du présent article ni de variation de tension en régime transitoire entraînant notamment une ferro-résonance.

ARTICLE 21 : CAPACITE THERMIQUE DES OUVRAGES

Les lignes Basse Tension et les transformateurs Moyenne Tension / Basse Tension doivent être capables d'assurer le transit de l'énergie produite par l'Installation de Production vers le réseau de distribution en cas de consommation nulle sur le réseau Basse Tension.

1. Transformateur

La somme des puissances nominales des Installations de Production raccordées sur un transformateur Moyenne Tension / Basse Tension doit être inférieure à la puissance nominale de ce transformateur.

2. Câbles BT

Le câble reliant le point de raccordement au poste de transformation Moyenne Tension/Basse Tension, doit assurer le transit de la somme des puissances susceptibles d'être fournies par les Installations de Production raccordées sur le même départ.

ARTICLE 22 : RESPECT DES PUISSANCES DE COURT CIRCUIT

L'augmentation de la puissance de court circuit au point de raccordement, due au raccordement de l'Installation de Production, ne doit pas entraîner de dépassement des puissances de court circuit de dimensionnement du matériel faisant partie du réseau de distribution.

ARTICLE 23 : CONDITIONS RELATIVES AU FONCTIONNEMENT DE LA TELECOMMANDE CENTRALISEE

L'Installation de Production ne doit pas entraîner de disfonctionnement de la télécommande centralisée du réseau de distribution.

ARTICLE 24 : CONDITIONS RELATIVES AU SYSTEME DE PROTECTION ET DE DECOUPLAGE

1. Mise en place d'un dispositif de découplage

L'Installation de Production doit être munie d'un système constitué d'une protection et d'un dispositif de découplage installés entre la sortie du générateur et l'Installation intérieure. Ce système a pour effet de déconnecter instantanément l'Installation de Production du réseau Basse Tension pour :

- Permettre le fonctionnement normal des protections et automatismes installés par la STEG ;
- Eviter d'alimenter un défaut ou de laisser sous tension un ouvrage en défaut ;
- Ne pas alimenter les clients voisins à des fréquences anormales.

En cas où l'Installation de Production comporte :

- un ou plusieurs onduleurs, intégrant le dispositif de découplage :

Le dispositif de découplage et le(s) onduleur(s) doivent être conformes à la norme DIN VDE 0126 ou équivalente . La preuve de conformité devra être soumise à l'approbation préalable de la STEG au moyen d'un certificat de conformité du constructeur concernant chacun des appareils mis en œuvre au format de la norme EN ISO/CEI 17050-1.

- un ou plusieurs onduleurs, n'intégrant pas le dispositif de découplage :

Le schéma de réalisation du dispositif de découplage devra être soumis à l'approbation préalable de la STEG. Il devra comporter les dispositifs permettant la réalisation par le distributeur des essais de vérification du fonctionnement et le scellé des réglages à prévoir avant tout couplage.

La STEG peut être amené à procéder à des vérifications périodiques du réglage et du fonctionnement du système de découplage.

2. Organes de sectionnement

Un premier organe de sectionnement accessible depuis le domaine public permet de séparer l'Installation de Production du réseau Basse Tension. Un second organe de sectionnement situé en aval du point de livraison sur l'Installation intérieure permet de séparer le branchement de l'Installation de Production et ce, afin de permettre une intervention sécurisée sur le disjoncteur de branchement.

Le Producteur a la responsabilité de protéger correctement ses équipements. Ses protections doivent être rapides et fiables pour tout type de défaut à l'intérieur de ses installations.

ARTICLE 25 : CONDITIONS DE MISE A LA TERRE

De manière générale, le neutre du réseau Basse Tension ne doit pas être relié à la terre dans l'Installation de Production tant qu'elle est reliée au réseau Basse Tension.

Si elle doit l'être en fonctionnant en réseau séparé, un asservissement doit être installé entre la mise à la terre du neutre et le couplage. Toutefois, si le réseau électrique le permet, la connexion du neutre Basse Tension à la terre dans l'Installation de Production est possible, après accord de la STEG.

ARTICLE 26 : L'ACCES AU RESEAU BASSE TENSION

L'accès au réseau Basse Tension n'est autorisé que si les Conditions Techniques de Raccordement prévues au présent Contrat sont respectées.

ARTICLE 27 : MISE EN SERVICE ET RACCORDEMENT DE L'INSTALLATION DE PRODUCTION

La mise en service du raccordement de l'Installation de Production par la STEG ne peut être déclarée qu'après établissement du procès verbal de réception et de mise en service signé conjointement par la STEG et par le Producteur auquel sera annexé une attestation de conformité de l'installation de Production aux normes et aux règles de l'art signé par un l'installateur habilité.

ARTICLE 28 : CONSIGNES D'EXPLOITATION ET DE SECURITE

L'Installation de Production ne doit être couplée que si le réseau Basse Tension auquel elle est raccordée est en service.

Avant la mise en service de l'Installation, la STEG arrête avec le Producteur les consignes d'exploitation et de sécurité relatives aux conditions de couplage de l'Installation de Production

Les manœuvres de couplage au réseau Basse Tension sont réalisées sur l'initiative du Producteur sous sa responsabilité et sauf avis contraire de la STEG. Elles ne doivent pas entraîner de perturbations sur le réseau Basse Tension.

En cas d'incident, la STEG est considérée comme décideur principal pour les actions à entreprendre pour le rétablissement de la situation normale d'exploitation du réseau Basse Tension.

L'ensemble de ces dispositions sera soumis au Producteur pour signature.

ARTICLE 29 : MODALITES D'EXPLOITATION

1. Exploitation en régime normal

En régime normal le raccordement doit être établi de manière continue et permanente. Il n'est ouvert que sur action automatique des organes de protection ou pour des interventions programmées. L'Installation de Production est gérée par le Producteur. Toute anomalie pouvant en affecter le fonctionnement doit être communiquée à la STEG.

Le Producteur s'engage à fournir à la demande de la STEG les informations disponibles relatives au fonctionnement de son Installation de Production lors de l'analyse d'incident faisant suite à une anomalie

La fréquence doit être maintenue rigoureusement à la valeur nominale de 50 Hz avec une tolérance de ± 1 Hz.

2. Interventions programmées

Toute intervention programmée par la STEG sur le réseau de distribution nécessitant la séparation de l'Installation de Production du réseau Basse Tension, fait l'objet d'un message transmis au Producteur 24 heures à l'avance.

Toute intervention programmée du Producteur sur l'Installation de Production doit faire l'objet d'un message transmis à la STEG 24 heures à l'avance.

3. Coordination des programmes d'entretien

Un planning d'entretien des Installations de Production est arrêté d'un commun accord entre le Producteur et la STEG ; Cette dernière s'efforce de faire coïncider l'entretien de la liaison avec l'arrêt des équipements du Producteur.

4. Arrêts fortuits

En cas d'incident imposant l'arrêt de la fourniture d'énergie électrique, la partie sinistrée doit informer l'autre partie de la cause et de la durée probable de l'arrêt dans les meilleurs délais et au maximum dans les deux heures qui suivent l'incident.

ARTICLE 30 : RESPECT DES PRESCRIPTIONS DES CONDITIONS TECHNIQUES DE RACCORDEMENT

En cas de non respect des prescriptions des Conditions Techniques de Raccordement du présent Contrat, la STEG peut mettre la liaison hors service avec préavis écrit de 48h et ce, jusqu'à la mise en place par le Producteur des actions correctives nécessaires.

C. CONDITIONS PARTICULIERES

- 1) L'énergie électrique est produite à : (lieu)
- 2) Référence d'abonnement à la STEG
- 3) Energie renouvelable utilisée
- 4) Puissance souscrite de fourniture par la STEG de l'énergie électrique (kVA)
- 5) L'énergie électrique est produite à partir de (nombre) unités de production de puissance unitaire(kW) dont les caractéristiques nominales sont :
 Tension nominale (Un): 230V/400V
 Fréquence: 50 Hz
 Puissance maximale de l'Installation de production : kVA
- 6) Liaison : (ligne/câble) (section) (longueur) (nature du conducteur) :
- 7) Classe de précision du compteur de livraison
- 8) Cycle de relève : mois
- 9) Notifications :

Toutes notifications pour les besoins du présent Contrat sont faites, par écrit ou par Fax par l'une des parties à l'autre aux adresses suivantes :

- Pour le Producteur :

Tel : ; Fax : Mail :

- Pour la STEG :

Tel : ; Fax : Mail :

Fait à Tunis, le
 Pour le Producteur
 (Signature précédée par la mention Lu et
 approuvé)

Fait à Tunis, le
 Pour la STEG
 (Signature précédée par la mention Lu et
 approuvé)

Annexe n°4 : Contrat d'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique produite à partir d'énergie renouvelables pour 1 et 2 kWc – bénéficiaire du programme PROSOL ELEC

MINISTERE DE L'INDUSTRIE ET DU COMMERCE

CONTRAT D'ACHAT PAR LA STEG DE L'EXCEDENT DE L'ENERGIE ELECTRIQUE PRODUITE A PARTIR DE L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE PAR LE PRODUCTEUR RESIDENTIEL EN BASSE TENSION SOUSCRIVANT POUR 1 ET 2 kWc

BENEFICIAIRE DU PROGRAMME PROSOL ELECTRIQUE

N°.....

ENTRE LES SOUSSIGNES :

La Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz désignée ci-après par " S.T.E.G " et représentée aux fins des présentes par

D'une part

ET

..... ayant élu domicile à
 désigné ci-après par le " Producteur ",

D'autre part

PREAMBULE

Vu la loi n°2004-72 du 2 Août 2004 relative à la maîtrise de l'énergie telle que modifiée et complétée par la loi n° 2009-7 du 9 février 2009,

Vu le décret n°2009-2773 du 28 septembre 2009 fixant les conditions de transport de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à la société tunisienne de l'électricité et du Gaz.

Vu la convention de partenariat STEG-ANME n°..... du

Vu la convention de partenariat STEG-ATTIJARI BANK n°..... du

Vu le formulaire d'adhésion au programme PROSOL Electrique et de la souscription à un crédit bancaire signé par le producteur

Il a été convenu et arrêté ce qui suit :

A. CONDITIONS GENERALES

ARTICLE 1 : DEFINITIONS ET INTERPRETATIONS

Au sens du présent contrat on entend par :

Réseau Basse Tension : le réseau national de distribution électrique de tension 230/400 V à la fréquence de 50 Hz ;

Producteur : le résidentiel, client de la STEG en Basse Tension, propriétaire du local, ou dûment mandaté par ce dernier, produisant l'énergie électrique à partir d'une installation photovoltaïque et débitant sur le réseau Basse Tension ;

Point de livraison : le point de branchement du compteur du côté de l'installation interne du Producteur : le point de

Energie livrée : énergie écoulée par le Producteur sur le réseau Basse Tension ;

Energie fournie : énergie consommée par le Producteur en tant que client de la STEG ;

Puissance installée : la puissance maximale des installations photovoltaïques du producteur; elle est libellée en kilo Watt crête (kWc) ;

Puissance souscrite : la puissance souscrite par le Producteur en tant que client auprès de la STEG ;

Système de comptage : l'ensemble des appareils et accessoires de comptage de l'énergie électrique.

ARTICLE 2 : OBJET DU CONTRAT

Le Producteur de l'énergie électrique générée à partir d'une installation photovoltaïque et raccordé au réseau Basse Tension tel que défini par la loi n° 2009-7 du 9 février 2009 bénéficie par le présent Contrat du droit de vente de l'excédent d'énergie électrique, produite par sa propre installation exclusivement à la STEG et ce conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

Ce contrat porte sur l'énergie électrique livrée par le Producteur à partir d'un seul point de livraison sur le Réseau Basse Tension.

La STEG s'engage à prélever l'énergie électrique livrée sur le réseau Basse Tension selon les dispositions prévues aux Dispositions Particulières du présent contrat.

ARTICLE 3 : PUISSANCE INSTALLEE

Le Producteur fixe dans les Dispositions Particulières du présent contrat la puissance installée de ses installations de production dont les limites sont fixées dans le formulaire d'adhésion au programme PROSOL Electrique et de

Conformément au Décret n° 2009-2773 du 28 septembre 2009, la puissance installée est au plus égale à la puissance souscrite par le Producteur auprès de la STEG.

Le Producteur doit informer la STEG par écrit et obtenir au préalable son accord pour toute modification de l'une des caractéristiques initiales de l'installation et particulièrement la puissance installée.

ARTICLE 4 : CARACTERISTIQUES DU COURANT ELECTRIQUE

L'énergie sera livrée sous forme de courant alternatif monophasé ou triphasé délivré à la sortie de l'onduleur à la fréquence et à la tension précisée aux Dispositions Particulières du présent contrat.

ARTICLE 5 : DOCUMENTS A FOURNIR

Les documents suivants sont annexés au contrat et en font partie intégrante :

- Un formulaire d'adhésion au programme PROSOL Electrique et de souscription à un crédit bancaire dûment signé;
- Une copie de la carte d'identité nationale du Producteur ;
- Un contrat entre l'installateur et le Producteur accompagné de la facture des prestations ;
- Une fiche de réception et de mise en service.

ARTICLE 6 : RACCORDEMENT DE L'INSTALLATION DU PRODUCTEUR AU RESEAU BASSE TENSION

Les installations et fournitures de raccordement, y compris l'organe de sectionnement permettant d'isoler l'installation de production de l'installation intérieure et du réseau Basse Tension conformément aux normes en vigueur, sont fournis et installés par un installateur éligible au programme PROSOL Electrique, au frais du Producteur, à l'exception du système de comptage qui sera fourni et installé par la STEG à ses frais.

Après la mise en service, le système de comptage demeure propriété de la STEG qui en assure l'entretien et le renouvellement à sa charge.

ARTICLE 7 : SYSTEME DE COMPTAGE

Le système de comptage de l'énergie livrée est fourni et installé par la STEG à ses frais. Elle en assure l'entretien, le renouvellement, le contrôle et le relevé des index.

Pour les besoins de la facturation, les données de comptage de l'énergie livrée devront être accessibles et lisibles par le Producteur et la STEG. A la demande du Producteur, les relevées d'index de l'énergie livrée peuvent être effectués contradictoirement et au même instant au terme du cycle de relève tel qu'indiqué dans les Dispositions Particulières du présent contrat.

En cas de requête particulière concernant l'intégrité du compteur, les coûts d'essais et d'étalonnage du compteur seront supportés par la partie requérante les dits essais et étalonnage si l'appareil vérifié est reconnu exact, c'est-à-dire que les écarts sont dans les limites de la classe de précision indiquée dans les Dispositions Particulières du présent contrat.

ARTICLE 8 : MESURE ET CONTROLE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE LIVREE A LA STEG

La mesure de l'énergie électrique monophasée ou triphasée livrée par le Producteur sur le réseau Basse Tension sera effectuée au moyen d'un compteur électronique.

En cas d'arrêt ou de fonctionnement défectueux des appareils de mesures, une estimation de l'énergie livrée est effectuée sur la même base d'estimation que l'énergie fournie par la STEG.

ARTICLE 9 : INTERRUPTION DU PRELEVEMENT

Dans l'impossibilité de prélèvement de l'énergie livrée, la STEG sera en droit d'interrompre le prélèvement.

La STEG prendra toutes les mesures nécessaires pour le rétablissement des liaisons dans les meilleurs délais et ne sera redevable d'aucune indemnisation vis-à-vis du Producteur au titre de l'interruption du prélèvement de l'énergie livrée.

ARTICLE 10 : RESPONSABILITE DES PARTIES

Chaque partie sera entièrement responsable des dommages de toute nature que ses installations ou l'énergie livrée occasionneraient aux personnels ou aux installations de l'autre partie.

ARTICLE 11 : PRIX DE LIVRAISON ET MODALITE DE FACTURATION

Aux seules fins de la facturation, le point de livraison sera considéré comme étant le Point de Raccordement.

La facturation est établie par la STEG sur la base du solde de l'énergie fournie et soutirée par la STEG et sur la base du tarif fixé par décision du Ministre de la Tutelle du secteur de l'énergie.

ARTICLE 12 : MODE DE FACTURATION

La STEG est tenue d'assurer le prélèvement de l'énergie livrée.

Le bilan de l'énergie livrée et fournie se fait sur la base des quantités relevées sur les compteurs appropriés pour chaque cycle de relève.

La STEG facturera l'écart entre l'énergie électrique fournie et celle livrée, sur la base du Tarif général de l'énergie électrique Basse Tension. Dans le cas d'un écart négatif, la STEG reportera le décompte à la facturation suivante.

La facturation de l'écart se fera comme suit :

Si la quantité de l'énergie fournie est supérieure à l'énergie livrée, l'écart sera facturé par la STEG au tarif en vigueur.

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

Le recouvrement du crédit accordé par la banque au Producteur au titre des acquisitions des installations photovoltaïques octroyée pour une durée déterminée dans le « formulaire d'adhésion au programme PROSOL Electrique et de souscription à un crédit bancaire » dont copie jointe est assuré à travers la facture de la STEG au montant définis dans les Dispositions Particulières du présent contrat.

ARTICLE 13 : FORCE MAJEURE

Nul ne sera tenu responsable de l'inexécution de l'une quelconque des clauses du présent Contrat si son exécution a été empêchée, entravée ou retardée par un fait extérieur revêtant le caractère de force majeure.

Par force majeure on désigne les circonstances imprévisibles, irrésistibles et hors du contrôle raisonnable de la partie concernée, et qui n'auraient pu être évitées ou prévenues par une prévoyance, planification ou mise en oeuvre raisonnables.

En cas de force majeure imposant l'arrêt de la fourniture de l'énergie électrique, la partie sinistrée doit informer l'autre partie de la cause et de la durée probable de l'arrêt dans les meilleurs délais et au maximum dans les deux heures qui suivent l'incident. Si elle le juge nécessaire, la STEG met hors service la liaison.

ARTICLE 14 : REVISION – SUSPENSION – RESILIATION

1- Révision

Toute modification de la décision fixant les tarifs, de la législation ou de la réglementation régissant la production à partir d'énergies renouvelables s'applique au présent contrat dès la date de son entrée en vigueur.

Le Producteur s'engage à informer la STEG en temps opportun de tout changement éventuel de l'identité de l'occupant du local où les installations sont implantées.

2- Suspension

Le présent contrat peut être suspendu immédiatement, en cas de manquement grave du Producteur à ses obligations contractuelles et notamment dans les cas suivants :

- non exécution par le Producteur des actions correctives nécessaires sur ses installations de production ou de raccordement dans un délai de 10 jours à compter de la date de mise hors service de la Liaison.
- Non paiement, dans les délais, par le Producteur des factures adressées par la STEG.

3- Résiliation

3-1 En cas de manquement grave du Producteur à ses obligations contractuelles suivi ou non d'une période de suspension comme indiquée ci-dessus, la STEG est en droit de résilier le présent contrat après mise en demeure notifiée par lettre recommandée avec accusé de réception demeurée infructueuse pendant un délai de 60 jours.

3-2 Le présent contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat de fourniture de l'énergie électrique par la STEG.

3-3 Le présent contrat peut également être résilié à la demande du Producteur par défaut permanent de l'installation photovoltaïque moyennant un préavis de 60 jours notifié par lettre recommandée avec accusé de réception.

ARTICLE 15 : DATE DE COMMENCEMENT DES LIVRAISONS

La livraison à la STEG de l'excédent de l'énergie électrique à travers le réseau Basse Tension ne peut commencer qu'après satisfaction des conditions suivantes :

- Signature du contrat par les deux parties,
- La validation de la « fiche de réception et de mise en service » conformément à l'article 5 du présent contrat.

Ces conditions sont cumulatives.

ARTICLE 16 : NON CESSIBILITE DU RELIQUAT

Le reliquat, au titre de l'énergie livrée à la STEG au titre du contrat ne peut faire l'objet ni de nantissement, ni de cession de créance à quelque titre que ce soit au profit des tiers. Seul le Producteur est habilité à bénéficier des reliquats d'énergie objet de ses factures en son nom propre et pour son propre compte au titre de la réalisation du contrat.

ARTICLE 17 : REGLEMENT DES LITIGES

Le Producteur et la STEG conviennent, à défaut d'entente amiable, de soumettre tout litige qui pourrait naître entre eux au sujet des conditions d'application ou d'interprétation des clauses du présent Contrat au Ministère de Tutelle de la STEG et ce dans un délai de 15 jours à compter de la date du procès-verbal constatant l'échec de la tentative de règlement amiable.

Si aucune solution n'est donnée dans un délai de 45 jours à compter de la saisine du Ministère, les parties pourront soumettre le litige aux tribunaux compétents.

ARTICLE 18 : ENTREE EN VIGUEUR ET VALIDITE DU CONTRAT

Le présent contrat prendra effet à partir de la date de commencement des livraisons à la STEG, suite à la signature de la fiche de réception et de mise en service, et s'appliquera jusqu'au 31 décembre de la même année ; il se renouvellera par tacite reconduction, par période d'un an, sauf dénonciation par l'une ou l'autre des parties donnée par lettre recommandée avec accusé de réception un mois au moins avant la fin de l'année en cours. Pendant ce préavis d'un mois, les deux parties resteront tenues d'exécuter toutes les obligations prévues au contrat.

B. DISPOSITIONS PARTICULIERES

- 1) L'énergie électrique est produite à : (lieu)

2) Référence d'abonnement à la STEG

3) Puissance souscrite de fourniture par la STEG de l'énergie électrique (kVA)

4) L'énergie électrique est produite à partir de modules photovoltaïques de puissance unitaire :(Wc) et dont la puissance installée maximale est dekWc

5) les caractéristiques nominales de l'onduleur sont :
Tension nominale (Un) : 230V/400V
Fréquence : 50 Hz

6) Classe de précision du compteur de livraison

7) Cycle de relè : mois
- 8) Montant de l'échéance du crédit par facture : DT/Facture conformément au formulaire d'adhésion au programme PROSOL Electrique et de souscription à un crédit bancaire du

9) Notifications :
Toutes notifications pour les besoins du présent Contrat sont faites, par écrit ou par Fax par l'une des parties à l'autre aux adresses suivantes :
- Pour le Producteur :
.....
Tel : ; Fax :
- Pour la STEG :
.....
Tel : ; Fax :

Fait à, le

Pour le Producteur

(Signature précédée par la mention Lu et approuvé)

Fait à, le

Pour la STEG

(Signature et cachet précédée par la mention Lu et approuvé)

Annexe n°5 : La finance islamique (le cas de l'Ijara) / opérations de leasing

La loi de finances pour 2012 a étendu le régime fiscal applicable aux opérations de leasing aux opérations de financement « Ijara » réalisées par les établissements de crédit.

Ces mesures consistent dans :

1. La déduction pour la détermination du bénéfice imposable, des amortissements des actifs immobilisés exploités dans le cadre des contrats de « Ijara » sur la base de la durée du contrat. Cette durée ne doit pas être inférieure à la durée minimale fixée par le décret n° 2008-492 du 25 février 2008, fixant les taux maximum des amortissements linéaires et la durée minimale des amortissement des actifs exploités dans le cadre des contrats de leasing et la valeur des actifs immobilisés pouvant faire l'objet d'un amortissement intégral au titre de l'année de leur utilisation ;
2. L'enregistrement au droit fixe de 15 dinars par page des contrats de vente d'immeubles conclus entre les établissements de crédit et le preneur dans le cadre d'opérations de « Ijara », que la vente soit faite au cours de la durée de location ou à son terme ;
3. La détermination de l'assiette soumise à la TVA : à ce titre, la taxe sur la valeur ajoutée est liquidée sur la base de tous les montants dus au titre des opérations de « Ijara » réalisées par les établissements de crédits ;

4. La déduction de la taxe sur la valeur ajoutée due sur les opérations soumises, le montant de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les achats d'équipements, matériels et immeubles destinés à être exploités dans le cadre des contrats de « Ijara » et ce, nonobstant l'enregistrement comptable de ces achats ;
5. Le bénéfice des mêmes avantages et exonérations accordés en vertu de la législation en vigueur au titre de l'acquisition des équipements, matériels et immeubles dans le cadre des contrats de « Ijara » ;
6. L'exonération de la retenue à la source au taux de 50% au titre la TVA due sur les montants payés par les services de l'Etat, les collectivités locales, les entreprises et établissements publics dans le cadre des contrats de « Ijara » ;
7. L'exonération de la retenue à la source au taux de 1,5% due sur les montants payés dans le cadre des contrats de « Ijara » ;
8. La suspension de la taxe sur la valeur ajoutée au titre des redevances de loyers relatifs aux biens qui bénéficient d'un avantage en matière de TVA et acquis dans le cadre des contrats de « Ijara » ;
9. Le bénéfice des mêmes avantages et exonérations accordés en vertu de la législation en vigueur au titre de l'acquisition des équipements, matériels et immeubles dans le cadre des contrats de « Ijara ».

Annexe n°6 : Eléments de réflexion le modèle français – Cadre règlementaire de l’énergie photovoltaïque

Pour comprendre le mécanisme actuel qui encadre le modèle français en matière de promotion de l’énergie photovoltaïque, il convient de revenir sur les circonstances qui ont conduit à la naissance et à la définition d’un tarif d’achat comme mécanisme de soutien à cette filière.

Historique – principaux jalons :

De 1992, date à laquelle fut raccordé le premier système photovoltaïque au réseau électrique français, aux années 2000, plusieurs centaines de petites installations photovoltaïques de quelques kilowatt ont pu être raccordées au réseau électrique, avec le seul soutien de l’union européenne ; le cadre législatif et règlementaire étant totalement absent en droit interne.

Le surplus de l’énergie produit par le système photovoltaïque et non consommé par le particulier, était de facto injecté à titre gracieux sur le réseau. Suivant une correcte utilisation de ses équipements en adéquation avec la production, le producteur pouvait donc voir sa facture d’électricité significativement diminué.

Il faut attendre la loi du 10 février 2000 pour que l’état français intègre en droit positif, l’obligation d’achat par la société EDF et les Entreprises Locales de Distribution (régies locales) de l’énergie photovoltaïque injectée sur le réseau. La valeur du tarif d’achat et ses modalités d’application sont déterminées par arrêté ministériel.

Dès 2000, la France fait donc le choix d’opter pour un mécanisme de soutien basé sur le tarif d’achat, à l’instar de ses voisins outre Rhin dont l’expérimentation remonte aux années 1990 sous l’impulsion des collectivités territoriales et conduira à l’adoption en 2001 d’un système de tarif d’achat par la loi EEG.

Pour la première fois, en 2003, l’état français introduit un tarif d’achat à 0, 15 €/kWh produit, soit 1 franc symbolique, mais rapidement la faiblesse de ce tarif ne conduit pas au développement à grande échelle de cette énergie. Le tarif d’achat n’étant pas suffisant pour permettre une rentabilité correcte des installations, l’union Européenne continuera, sur cette période, à verser des subventions aux producteurs qui auraient fait le choix de ce mode de production.

En 2006, l’Etat français met en place une spécificité qui conduit à accorder une « prime » si l’installation est « intégrée au bâtiment *». Cette stratégie de différenciation au regard des ses voisins européen pousse la France à proposer

un tarif de base de 0,30 €/ kWh, majorée de 15 centimes si l’installation est intégrée au bâtiment, soit 0,55€/kWh. L’augmentation du tarif d’achat, chaque année, combinée à une baisse du prix du matériel conduit, en 2009, à une bulle spéculative sans précédent incitant l’état à mettre en place des mesures drastiques à commencer par la suspension pour une durée de 3 mois de tout achat d’énergie photovoltaïque (décret du 11 décembre 2010), compte tenu du mode de financement du tarif d’achat (cf § ci-dessous).

Cet arrêt brutal de la filière va avoir des conséquences dramatiques.

En effet, alors que les prémisses d’une industrie française s’étaient mises en place à compter de 2006, les prévisions économiques, sociales et fiscales des différents acteurs ont toutes été anéanties par l’introduction du moratoire et de ses conséquences sur les projets.

Dès lors il est légitime de s’interroger sur les raisons qui ont conduit l’état français à adopter ces mesures:

Les fondements du tarif d’achat

En préambule, il convient de rappeler que le tarif d’achat est financé par l’ensemble des consommateurs finaux d’électricité par l’intermédiaire de la Contribution au Service Public de l’Electricité (CSPE).

La CSPE est un fond de péréquation tarifaire mis en place par la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 et vise à : « (i) à compenser les charges de service public de l’électricité, qui sont supportées par les fournisseurs historiques, EDF pour l’essentiel, Electricité de Mayotte (EDM) et les entreprises locales de distribution (ELD) et (ii) financer le budget du Médiateur national de l’énergie » (extrait du site de la CRE). Les charges publics d’électricité couvrent notamment les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables.

Pour l’instant, seul EDF et les ELD sont soumises à l’obligation d’achat. Ce sont les seules à pouvoir être remboursées par la CSPE lors de leur achat d’électricité photovoltaïque.

Suite aux engagements européens pris lors du sommet de Bruxelles sur les objectifs (i) de réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, (ii) de réduction de 20% de la consommation d’énergie par rapport au tendancier à 2020 et (iii) d’augmentation à hauteur de 20% de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique, l’état français a adopté en 2009 la loi Grenelle 1 fixant les objectifs pour la France à 23% d’énergies renouvelables d’ici à 2020.

Ces objectifs ont été appuyés par la Programmation Pluriannuelle des Investissement instituée à l’article 6 de la loi du 10 février 2000 qui « fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d’énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. Cette programmation est établie de manière à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. » (Article 6 de la loi du 10 février 2000). La PPI actuelle prévoit un objectif de développement de 5400 MW de puissance photovoltaïque d’ici 2020.

Le tarif d’achat est un mécanisme de soutien qui a fait ses preuves dans plusieurs pays et qui permet d’atteindre les objectifs précités. Seulement, pour éviter toute spéculation qui serait néfaste pour ce marché, il convient d’encadrer la valeur de ce tarif afin que seule une rentabilité correcte soit garantie au producteur.

Par conséquence, tout tarif dont le niveau serait trop élevé conduirait à un enrichissement de quelques acteurs au détriment d’un développement pérenne d’une filière nationale. Un tarif d’achat correct doit donc être le fruit d’un équilibre tenant compte de la baisse structurelle du prix des matériaux et d’une rentabilité suffisante pour permettre l’investissement.

La mise en place de ce mécanisme de soutien n’est qu’un dispositif temporaire qui verra sa fin dans l’avènement de la parité réseau*.

C’est dans cette perspective que le gouvernement français a adopté en mars 2011 de nouveaux tarifs d’achat, basés sur une dégressivité du tarif d’achat tous les trimestres en fonction du nombre de demande de raccordement au réseau. Malheureusement la fréquence adoptée pour cette dégressivité, ne permet pas une visibilité suffisante et conduit à un tarif d’achat trop faible eu égard au prix des matériaux.

Ci-dessous les tarifs d’achat actuellement en vigueur : (source : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Quels-sont-les-tarifs-d-achats.html>) (p. 68).

Les installations de puissance supérieures à 100 kWc sont soumises à une procédure d’appel d’offre instrumentée par la Commission de Régulation de l’Energie, sensée « *prévenir tout phénomène spéculatif ou d’emballement sur le segment concerné, grâce à un contrôle optimal des volumes.* » (source : Ministère du développement durable).

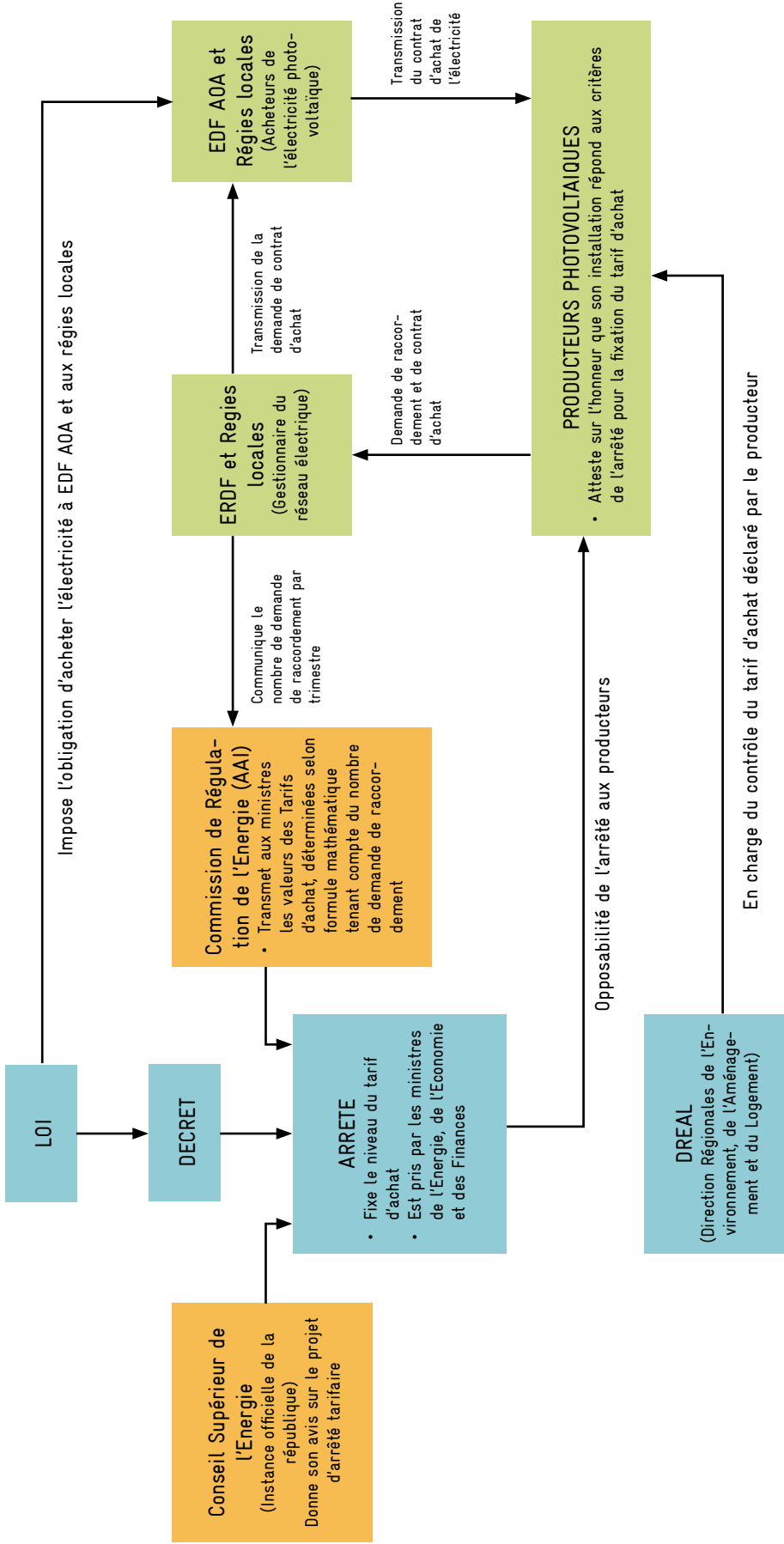
Force est de constater que face à la complexité administrative exigée dans le cadre de ces appels d’offres, nombreux sont les producteurs et professionnels du secteur à avoir renoncé à leurs candidatures.

Le schéma du fonctionnement général de ce système est représenté ci-dessous (p. 69).

Type d'installation		Tarifs en vigueur pour les installations dont la demande complète de raccordement a été envoyée :						
		entre le 1er janvier 2012 et le 31 mars 2012	entre le 1er avril 2012 et le 30 juin 2012	entre le 1er juillet 2012 et le 30 septembre 2012	entre le 1er octobre 2012 et le 31 décembre 2012*	entre le 1er janvier 2013 et le 31 janvier 2013*	entre le 1er février 2013 et le 31 mars 2013*	
Résidentiel	IAB ¹	[0-9kW]	38,80 c€/kWh	37,06 c€/kWh	35,39 c€/kWh	34,15 c€/kWh	31,59 c€/kWh	
		[9-36kW]	33,95 c€/kWh	32,42 c€/kWh	30,96 c€/kWh	29,88 c€/kWh	27,64 c€/kWh	
	ISB ²	[0-36kW]	22,49 c€/kWh	20,35 c€/kWh	18,42 c€/kWh	19,34 c€/kWh	18,17 c€/kWh	
		[36-100kW]	21,37 c€/kWh	19,34 c€/kWh	17,50 c€/kWh	18,37 c€/kWh	17,27 c€/kWh	
Enseignement ou santé	IAB	[0-9kW]	30,09 c€/kWh	27,23 c€/kWh	24,64 c€/kWh	22,79 c€/kWh	21,43 c€/kWh	31,59 c€/kWh
		[9-36kW]	30,09 c€/kWh	27,23 c€/kWh	24,64 c€/kWh	22,79 c€/kWh	21,43 c€/kWh	-
	ISB	[0-36kW]	22,49 c€/kWh	20,35 c€/kWh	18,42 c€/kWh	19,34 c€/kWh	18,17 c€/kWh	-
		[36-100kW]	21,37 c€/kWh	19,34 c€/kWh	17,50 c€/kWh	18,37 c€/kWh	17,27 c€/kWh	-
Autres bâtiments	IAB	[0-9kW]	26,09 c€/kWh	23,61 c€/kWh	21,36 c€/kWh	19,76 c€/kWh	18,58 c€/kWh	31,59 c€/kWh
	ISB	[0-36kW]	22,49 c€/kWh	20,35 c€/kWh	18,42 c€/kWh	19,34 c€/kWh	18,17 c€/kWh	-
		[36-100kW]	21,37 c€/kWh	19,34 c€/kWh	17,50 c€/kWh	18,37 c€/kWh	17,27 c€/kWh	-
Tout type d'installation		[0-12MW]	11,08 c€/kWh	10,79 c€/kWh	10,51 c€/kWh	8,40 c€/kWh	8,18 c€/kWh	-

- 1 Une installation photovoltaïque sur toiture respecte les critères d'intégration au bâti (IAB)** si elle remplit toutes les conditions suivantes :
- Le système photovoltaïque est installé sur la toiture d'un bâtiment clos (sur toutes les faces latérales) jet couvert, assurant la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités.
 - L'installation photovoltaïque est installée dans le plan de la toiture au sens défini à l'annexe 5 de l'arrêté du 4 mars 2011
 - Le système photovoltaïque remplace des éléments du bâtiment qui assurent le clos et couvert, et assure la fonction d'étanchéité. Après installation, le démontage du module photovoltaïque ou du film photovoltaïque ne peut se faire sans nuire à la fonction d'étanchéité assurée par le système photovoltaïque ou rendre le bâtiment impropre à l'usage.
 - Pour les systèmes photovoltaïques composés de modules rigides, les modules constituent l'élément principal d'étanchéité du système
 - Pour les systèmes photovoltaïques composés de films souples, l'assemblage est effectué en usine ou sur site. L'assemblage sur site est effectué dans le cadre d'un contrat de travaux unique
- 2 Une installation photovoltaïque sur toiture respecte les critères d'intégration simplifiée au bâti (ISB)** si elle remplit toutes les conditions suivantes :
- Le système photovoltaïque est installé sur la toiture d'un bâtiment assurant la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités. Il est parallèle au plan de ladite toiture.
 - Le système photovoltaïque remplace des éléments du bâtiment qui assurent le clos et couvert, et assure la fonction d'étanchéité.

*** Une bonification de 5% ou 10% peut être accordée selon l'origine européenne des composants du système photovoltaïque**
Cette bonification est applicable à compter du 1er février 2013 pour les tarifs T1 et T4 (installations de moins de 100kW respectant les critères de l'IAB et de l'ISB)
Elle est applicable à compter du 1er octobre 2012 pour le tarif T5 (tout type d'installation de puissance comprise entre 0 et 12MW).



Annexe n°7 : Bibliographie

- Entreprise Tunisienne d’Activités Pétrolières, Rapport Annuel, 2011.
- Nejib Osman, Tunisie : une politique nationale d’effectivité énergétique, 2012.
- Rafik Missaoui, Energie, changement climatique et bâtiment en Méditerranée : cas de la Tunisie – Plan Bleu Centre d’Activités Régionales PNUE/PAM, 2010.
- Ambassade de Suisse à Tunis, Tunis : le marché des énergies renouvelables, 2012.
- Agence Nationale pour la Maîtrise de l’Energie, « Développement de l’utilisation rationnelle de l’énergie en Tunisie – Synthèse du Plan d’action » Juin 2013
- GIZ, Rapport final : étude sur les potentiels des Energies Renouvelables pour la production de l’électricité destinée à la consommation nationale en Tunisie ainsi que pour l’exportation vert l’Union Européenne, 2013

- Ubifrance de Tunis, Le marché des énergies renouvelables en Tunisie, 25/08/2011
- Programme MEDA de l’Union Européenne, Intégration progressive des marchés d’électricité de l’Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l’électricité de l’Union Européenne, 2010
- Emmanuel Grand et Thomas VEYRENC, L’Europe de l’électricité et du Gaz, Economica, 2011
- OCDE « Examen de l’OCDE des politiques d’investissement en Tunisie » 2012
- Avant projet du Code des Investissements (version du 27 février 2013)
- Code d’Incitations aux investissements (promulgué par la loi n° 93-120 du 27 décembre 1983)
- Code des droits réels

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Siège social
Bonn et Eschborn, Allemagne

E info@giz.de
I www.giz.de