



Analysis of the regulatory framework Governing network access for producers of electricity from renewable energy sources in Tunisia

A prefeasibility study examining potential avenues of development

Cécile BELET CESSAC
Avocat au Barreau de Paris

Analysis of the regulatory framework Governing network access for producers of electricity from renewable energy sources in Tunisia

A prefeasibility study examining potential avenues of development

Published by
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Registered offices
Bonn and Eschborn, Germany
E info@giz.de
I www.giz.de

Responsible
Martin Baltes (GIZ)
Project 'Support to the Mediterranean Solar Plan'

Author
Cécile BELET CESSAC
Avocat au Barreau de Paris

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

Tunis, June 2014

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Federal Ministry for the
Environment, Nature Conservation,
Building and Nuclear Safety

Table of contents

1. General background to the energy situation in Tunisia.....	6	6. Liste des Annexes.....	42
2. The regulatory framework governing network access in Tunisia.....	8	Annexe n°1 : Contrat pour la fourniture de l'énergie électrique en moyenne tension.....	44
2.1 The Tunisian electricity supply agreement.....	9	Annexe n°2 : Contrat pour la fourniture de l'énergie électrique en haute tension.....	48
2.2 STEG's agreement for the purchase of surplus electricity from renewable energy.....	10	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.....	52
2.3 Electricity tariffs in Tunisia.....	11	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.....	59
3. An overview of private sector involvement in electricity generation in Tunisia.....	15	Annexe n°5 : La finance islamique (le cas de l'Ijara) / opérations de leasing.....	63
3.1 The regulatory framework governing electricity generation in Tunisia.....	16	Annexe n°6 : Eléments de réflexion le modèle français – Cadre réglementaire de l'énergie photovoltaïque.....	64
3.2 Independent Power Producers (IPP).....	17	Annexe n°7 : Bibliographie.....	68
3.2.1 The status of IPPs.....	17		
3.2.2 Adaptability of the IPP scheme.....	18		
3.3 Autoproduction.....	18		
3.3.1 The status of autoproducer (general regime).....	18		
3.3.2 Adaptability of the autoproduction regime.....	21		
3.4 Net metering under the PROSOL ELEC programme.....	22		
3.4.1 The regulatory framework governing the PROSOL ELEC programme.....	22		
3.4.2 Adaptability of the PROSOL ELEC programme.....	23		
3.5 Conclusions: schemes applicable to the production of electricity from renewable energy sources.....	23		
3.5.1 Summary of electricity production schemes.....	24		
3.5.2 A critical analysis of the draft law on the "production of electricity from renewable energies".....	25		
4. Avenues for developing private investment in renewable energy projects.....	28		
4.1 The principal characteristics of the regime applicable to private foreign investment in Tunisia.....	29		
4.1.1. Restrictions on freedom of activity.....	30		
4.1.2 Restrictions on the regime governing the establishment of foreign companies.....	30		
4.1.3 Financial anti-pollution and environmental protection incentives.....	31		
4.1.4 Property law as an obstacle to foreign investment policy.....	31		
4.1.5 Restrictions on the effectiveness of guarantees and sureties.....	32		
4.1.6 Administrative authorisations linked to planning law.....	33		
4.1.7 The particularities of contract performance and dispute resolution.....	33		
4.2 The regulatory framework governing the leasing of movable assets.....	34		
4.2.1 The characteristics of the leasing regime in Tunisia.....	35		
4.3 Energy Service Companies (ESCO).....	36		
4.3.1 Using ESCOs in Tunisia.....	36		
4.3.2 The principal characteristics of ESCOs.....	36		
4.3.3 The regulatory framework applicable to ESCOs in Tunisia.....	38		
5. Conclusion.....	39		

INTRODUCTION

The aim of this study, which has been conducted on behalf of Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, is to provide a legal pre-feasibility analysis of the development of legal instruments for use by foreign private operators in the renewable energy and, more particularly, the solar energy sector in Tunisia.

Our brief was to examine opportunities for promoting the production of electricity from renewable energy sources within a managed legal and financial context, taking as the main avenue of development a number of legal structures and models, such as leasing and energy service companies (ESCO), which already exist in Tunisia.

More generally, the study shares the approach already adopted in the Mediterranean Solar Plan (MSP), which aims to promote the use of energy efficiency technologies and renewable energy sources in the countries of the Southern and Eastern Mediterranean (SEMED), to improve the energy situation in the region and to prepare for and promote the export of electricity produced from renewable energy sources. These aims are shared by the Tunisian Solar Plan (TSP), which was created to coordinate the launch of concrete energy consumption rationalisation programmes in Tunisia.

METHODOLOGY

The study is divided into three parts starting with an overview of the current position.

The first part sets out to provide a general picture of the regulatory framework which currently governs electricity network access in Tunisia and the various schemes applicable to the production of electricity from renewable energy sources. It is based on an examination of the conditions of access to the Tunisian market for non-resident (or foreign) private investors which, identifies the factors likely to help or hinder the development of projects using renewable energies.

As the easiest form of renewable energy to integrate into an existing built environment and the most efficient for the construction of local production plants at major sites of consumption, the study concentrates primarily on photovoltaic energy.

Included in this general picture is a description of the regulatory developments scheduled for implementation in the short term which were the focus of discussion as the study was conducted. They relate to the Tunisian Law on the Production, Sale and Export of Electricity produced from Renewable Energies (*Loi relative à la production, la vente et*

l'exportation de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables) and the draft of the new Tunisian Investment Code (*Code de l'investissement*).

The second part aims to provide an overview of the various mechanisms by which the private sector can play a role in the production of electricity from renewable energy sources in Tunisia.

Each of the studied mechanism is situated in its regulatory context and subject to a critical analysis designed to assess whether or not it represents a feasible and profitable option for foreign private investors.

The study then examines in detail the opportunity for and pre-feasibility of the development of development models such as leasing and energy service companies (ESCO), taking into account feedback both from experience and from these models, which could potentially be used as avenues of development by private operators in this sector.

Such an analysis must clearly consider:

- the advantages and disadvantages of the various methods of installing solar systems taking into account the financing options available to local and foreign investors;
- the major regulatory constraints imposed property and planning law in Tunisia, i.e. the planning permission process and the provisions of the Tunisian Property Code (*Code des droits réels*), which may impact on project implementation and the securing of developer's property rights.

Against this backdrop, the major elements of the study are:

- An analysis of the regulatory framework governing energy production using existing or transferable production models and structures, in particular for photovoltaic energy;
- Identification of the strengths of leasing and ESCO-type schemes and, where applicable, the weaknesses and problems to be addressed when using them as tools in the development of construction projects for renewable energy electricity generation plants.

ACRONYMS AND ABBREVIATIONS

ANME: Tunisian National Energy Management Agency (Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie)

ANPE: Tunisian National Environmental Protection Agency (Agence Nationale de Protection de l'Environnement)

CSP: Concentrated Solar Power

EPC: Energy Performance Contracting

ESCO: Energy Service Company

GEF: Global Environment Facility

GW: Gigawatt

IPP: Independent Power Producer

kWh: Kilowatt hour

MIT: Tunisian Ministry of Industry and Technology (Ministère de l'Industrie et de la Technologie) now Ministry of Industry (Ministère de l'Industrie)

MSP: Mediterranean Solar Plan

Mtoe: Million tonne of oil equivalent

MW: Megawatt

SEMED: Southern and Eastern Mediterranean Region

STEG: Société Tunisienne d'Électricité et du Gaz, the national Tunisian gas and electricity utility company

STEG ER: Société Tunisienne d'Électricité et du Gaz Énergie Renouvelable, STEG's renewable energies division

TSP: Tunisian Solar Plan

UNDP: United Nations Development Programme

1.

GENERAL BACK-
GROUND TO THE
ENERGY SITUATION
IN TUNISIA

TUNISIA

In very general terms, it is true that though Tunisia was regarded as an oil and gas exporting country throughout the 1970s and 1980s, since the 1990s it has become an importer due mainly to an explosion in domestic consumption.

Today, its energy resources are principally made up of fossil fuels with the production of hydrocarbons (oil and natural gas) (in particular from the operation of the trans-Mediterranean Algeria-Tunisia-Italy gas pipeline).

Tunisia is currently witnessing a significant drop in the production of these national primary energy resources which, seen in the context of a significant increase in consumption (4.5 Mtoe in 1990 as against 8.5 Mtoe in 2012), is helping to aggravate the chronic national energy deficit currently estimated at 1 Mtoe. In addition, observers have noted a significant change in the distribution of these national resources within the mix, highlighting a reduction in oil and an increase in natural gas products¹. This trend is likely to be continued in 2013 creating an energy deficit of 2.4 Mtoe².

As a result, Tunisia's electric mix is today largely dominated by fossil fuels, a large percentage of which are imported. These fuels go to produce more than 98.8% of the electricity generated in the country³, leaving only a tiny percentage of electricity produced from renewable energy⁴. In 2012, the percentage of such renewable energies in the Tunisian electric mix was considered "negligible" and evaluated at less than 2% of annual national electricity production.

To promote and support the desire to diversify its resources and increase the percentage of electricity produced from renewable energy sources, STEG, Tunisia's national gas and energy producer, has created a subsidiary dedicated to renewable energies.

The very low percentage of renewable energies in the energy mix must, however, be also seen in conjunction with Tunisia's implementation of its own Tunisian Solar Plan which seeks to achieve greater openness to renewable energy sources in the Tunisian energy mix by 2030⁵. Based on the huge potential for energy production in Tunisia (particularly from wind and photovoltaic power), the plan aims to achieve a mix in which 30% of its electricity is produced from renewable and 70% from conventional energy sources⁶.

In light of this potential combined with the need to replace conventional energies, Tunisia has created a legislative framework for the implementation of a national energy and renewable energies development programme, which includes Law No. 2009-7 (*Loi n° 2009-7*) and its Implementing Decree No. 2009-2773 of 28th September 2009 (*Décret d'application n° 2009-2773 du 28 septembre 2009*), both of which

open up various investment and development opportunities to private operators.

The fact that a new regulatory framework for renewable energies is currently being drawn up and scheduled to come into force during 2014, is evidence that the market is taking shape and likely to expand in the near future. Set against the backdrop of the political changes currently taking place in Tunisia, this initiative confirms the country's determination to increase its energy autonomy and maintain a major strategic place in the development of renewable energies in the Mediterranean.

Any plan to develop an electricity generating plant using renewable energy sources requires significant investment with almost all of the investment expenditure needing to be released at the construction stage.

However, not only do the finance and investment costs of such schemes represent some 80% of total project costs (operating and maintenance costs being marginal); in addition, their profitability is guaranteed only if the plant continues to produce electricity at the estimated rate for a number of years.

As a result, if a scheme to produce electricity from renewable energy sources is to secure adequate finance, it must have a clear and sustainable regulatory framework.

This part of the study aims to provide a general summary of the regulatory framework governing access to the electricity network followed by a review of the major electricity generation options available to producers in Tunisia.

Our examination of this legal framework is necessarily based on an analysis of the energy supply agreement which STEG issues to its consumer and which is a precondition for supplying the Tunisian electricity network. The study then goes on to analyse the provisions of STEG's purchase agreement which, contains a number of specific provisions relating to the connection of electricity generating plants to the network.

¹ Such as, for example, the recent announcement of the opening of two 240 MW gas turbines at Bir Mcherga (June 2013).

² The Tunisian Ministry of Industry's "National Strategic Energy Debate – Prospects for 2030", a public presentation available at http://www.tunisiaindustrie.gov.tn/upload/documents/debat-energie/VF_Presentation-Energie2013-Public_V1.pdf.

³ Source: Observ'ER (14th Inventory – 2012 Edition)

⁴ The definition of "renewable energy" used throughout this document is that offered in Directive 2001/77/EC of 27 September 2001 on Energy produced from Renewable Sources which defines "renewable energy sources" as meaning "non-fossil energy sources (wind, solar, geothermal, wave, tidal, hydropower, biomass, landfill gas, sewage treatment plant gas and biogases)".

⁵ Tunisian National Institute of Statistics – based on the hypothesis that the Tunisian population will grow to approx. 12.4 million by 2030 (as against 10.2 million in 2007).

⁶ Statement by Mr Karim Nefzi, renewable energy engineer, ANME, at the Study Day organised entitled "Renewable Energy: What opportunities for Tunisia?" in Tunis by Tunis Junior Chamber International (JCI) on 11 April 2013.

2.

THE REGULATORY FRAMEWORK GOVERNING NETWORK ACCESS IN TUNISIA



TUNISIA

2.1 The Tunisian electricity supply agreement

Under the current regulatory system, prior to any connection to the electricity network a producer must first win a contract to supply electricity to STEG.

As we shall see below, this contract is vital since if a producer is to be eligible for one or other of the schemes listed below installed capacity for the purposes of operating a renewable energy power station may not exceed the capacity subscribed (*Tunisian Decree 2009 67-73 of 29 September 2009, Décret 2009 67-73 du 28 septembre 2009*).

What is the Tunisian “electricity supply agreement” and how does it work?

It should be remembered that Tunisia has a centralised connection, transmission and distribution system run as a monopoly by Tunisia’s national electricity and gas utility company, STEG. STEG was created in 1962 by Legislative Decree No. 62-08 of 3 April 1962 (*Décret-loi n°62-08 du 3 avril 1962*) ratified by Law No. 62-16 of 24 March 1962 (*Loi n° 62-16 du 24 mars 1962*). This statute gives it a monopoly over the production, transmission and distribution of electricity throughout Tunisia.

The first section of this law states that “the production, transmission, distribution, import and export of electricity and fuel gas shall be nationalised with effect from the promulgation of this legislative decree”. It gives STEG the status of a financially autonomous “public commercial and industrial body” with legal personality.

STEG is governed by the Tunisian legislation and regulations applicable to public limited companies and is subject to ordinary tax law.

It is still the sole transmission network manager in Tunisia and as such the only partner available to a generator wishing to connect a power station to the national grid. STEG is also the sole owner, and responsible for the maintenance and repair of the equipment connecting subscriber installations to the STEG network.

The terms and conditions of access to the transmission network are determined by the provisions of Tunisian Decree No. 64-9 of 17 January 1964 (*Décret n°64-9 du 17 janvier 1964*) which sets out the content of the “Specification for the supply of electricity across the whole of the Republic”.

This Specification is still in force and stipulates that any supply of electricity is subject to the signature of a written agreement between STEG and the subscriber. This docu-

ment takes the form of a subscriber agreement based on the models approved by the Ministry of Industry.

There are currently two types of agreement in force for the supply of medium and high voltage electric power (Appendix No. 1: Agreement for the Supply of Medium Voltage Electric Power; Appendix No. 2: Agreement for the Supply of High Voltage Electric Power).

These agreements commence on the effective date specified in the agreement (as indicated in the special terms and conditions) and run until 31st December of the same year. They are then renewed tacitly for further periods of one year, unless notice of termination is served by one of the parties by registered letter at least one month prior to expiry of the agreement. There is also a clause which provides for the automatic termination of the agreement in case of the compulsory liquidation, agreement with creditors, or compulsory administration of the subscriber.

As regards low voltage supplies, STEG simply requires the consumer to sign an application for the supply of electricity subject to the conditions set out in section 22 of the Specification.

Disputes relating to the application of any of the provisions of the Specification are submitted to the regulatory authority for arbitration.

Disputes relating to the performance or execution of the supply agreements (medium and high voltage) are settled in the relevant court.

It should be noted that these agreements provide neither a coercive regulatory framework for dealing with cases in which guaranteed connection times are not met, nor any independent organisation or administrative authority responsible under law for settling disputes relating to connections and the procedures for processing connection applications.

⁷ Published in the Official Journal of the Tunisian Republic (JORT), 17-21 January 1964, p. 58.

The framework governing connection terms and conditions in France

In France the procedures for processing connection applications, which are updated on a regular basis, define and describe the stages in the processing of a connection application from a possible preparatory study of connection conditions to the operation of the connection itself. They specify the information to be exchanged and the rules for processing connection applications applied by the network manager. They also indicate the nature of any studies to be carried out prior to the making of connection proposals and the signature of connection and operating agreements. Furthermore, this documentation sets out the undertakings of the network manager in terms of processing times for applications for connection to the public distribution network.

In case of dispute, Cordis, the dispute resolution and sanctions committee of the Energy Regulation Commission (Commission de régulation de l'énergie, CRE) is responsible for ensuring that the processing procedure is followed and, where necessary, for imposing penalties on the network manager. The CRE is an independent administrative authority, which guarantees producers that applications will be processed independently and fairly.

2.2 STEG's agreement for the purchase of surplus electricity from renewable energy

To ensure a proper understanding of the electricity generation system in Tunisia the term "purchase", as it is used in the titles of the agreements discussed below, requires some clarification.

Firstly, it should be noted that, as a government monopoly, only STEG is authorised to buy electricity fed into the network. Indeed, STEG is both the network manager and the buyer of electricity from both independent power producers (IPP)⁸ and autoproducers.

Given this situation if electricity produced from renewable energy sources is to be supplied to the network, the producer and STEG have to enter into an agreement for the purchase of surplus energy (Appendix No. 3: Agreement for the Purchase by STEG of Surplus Electricity produced from Renewable Energies and supplied to the Low Voltage Network).

For a producer to be able to connect a renewable energy power station to the national grid, the installed capacity must be at least equal to the power subscribed by the Producer from STEG. Before connecting its power station to the Tunisian national grid, a producer must first obtain approval from STEG.

⁸ Details of the agreements applicable to IPPs are given below. Given the particularities of the scheme there is no standard purchase agreement.

Indeed, this explanation corresponds to the situation described in s. 15 of the 1964 specification which states that, in the case of autoproducers, "in particular, the subscriber may implement an autonomous means of electricity production in parallel with the network only in compliance with the technical conditions set out in the relevant regulation and after having obtained the prior written consent of STEG".

The application for authorisation, which the producer submits to STEG, must comprise a technical report containing the following documents:

- a wiring diagram of the power generation plant;
- a technical description of any autonomous sources of electricity which may, where applicable, feed all or part of the electrical circuits normally supplied by the power generation plant;
- a control and protection diagram for the power generation plant;
- a site plan of the power generation plant indicating the property boundaries and the point of delivery;
- a copy of the producer's national identity card;
- an application for acceptance and commissioning;
- a certificate of compliance for the uninterruptible power supply as per EMC Directive 2004/108/EC and LVD Directive 2006/95/EC and DIN VDE 0126 or equivalent.

These documents must take into account the technical constraints set out in the Order of 12 May 2011⁹ (*Arrêté du 12 mai 2011*) issued by the Minister of Industry and Technology, which approved a Specification dealing with the technical conditions governing the connection and the extraction of electricity from cogeneration and renewable energy plants on the national grid by imposing, for example, the provision of a plant protection plan allowing it to be disconnected instantly from the network in the event of a fault (single line diagram, plant control and protection diagram, etc.).

⁹ Published in the JORT, 20 May 2011, No. 36 p. 746 pursuant to the provisions of s. 4 of Decree No. 202-3232 of 3 December 2002 on Cogeneration (Décret n° 202-3232 du 3 décembre 2002 relatif à la cogeneration) as modified and supplemented by Decree No. 2009-3377 of 2 November 2009 setting out the Conditions for the Transmission of Electricity produced from Renewable Energies and the Sale of Surpluses to STEG (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).

2.3 Electricity tariffs in Tunisia

In general terms, and excluding the IPP scheme¹⁰ under which electricity tariffs are negotiated, any producer which supplies electricity to the STEG distribution network may, subject to certain conditions, command the same tariff that it pays to STEG. However, the purpose of this study is not to examine the relevance of the method used to calculate the cost of electricity in Tunisia, but rather to provide basic information on electricity tariffs.

In principle, the price of electricity is set annually by the State and calculated on the basis of a range of parameters including the international price of a barrel of crude oil, the financial circumstances of STEG and the other bodies responsible for the networks and the amount of any subsidies granted by or to the Tunisian government¹¹.

There are three separate prices for low, medium and high voltage electricity and different electricity tariffs are calculated for different time slots. The relevant tariffs as published on STEG's website¹² are given below (valid as of March 2014).

Finally, the producer is required to purchase civil liability cover from a Tunisian insurance company covering the financial consequences of its liability for any physical injury, material damage or consequential loss caused to third parties and/or STEG (considered to be a third party) resulting from any negligence, omission, error or other fault committed in the performance of the agreement.

Reduced supporting documentation only is required for purchase agreements entered into under the PROSOL ELEC programme, a scheme examined in greater detail below.

Thus the beneficiaries of the programme are required to show they have entered into an agreement with the plant prior to entering into a purchasing agreement with STEG (Appendix No. 4: Agreement for the Purchase by STEG of Surplus Electricity produced from Renewable Energies and supplied to the Low Voltage Network for 1 or 2 kWp – PROSOL ELEC Programme Beneficiaries).

This agreement takes effect on the date of commissioning and runs until 31st December for the first year. It is then renewed tacitly for further periods of one year unless notice of termination is served by the parties by registered letter at least one month prior to the end of the current year (s. 17 of the STEG Purchasing Agreement – Low Voltage and s. 18 of the STEG Purchasing Agreement – PROSOL ELEC Programme).

STEG then issues a bill based on (i) the balance if the electricity generated is less than the energy supplied by STEG and (ii) the current purchase tariff set by ministerial decision. If, on the other hand, the plant produces more electricity than is supplied by STEG, the difference is carried forward to the Producer's next bill in the next billing cycle.

If the decision setting the purchase tariffs or any other legislation or regulations governing the production of renewable energies is amended, such amendments become applicable to current agreements as soon as they enter into effect.

In case of a dispute between a producer and the network manager as to the conditions of application of the agreement, the parties agree to submit the dispute to the ministry responsible for regulating STEG. If this attempt at conciliation proves unsuccessful, the parties then take their dispute before the competent courts. This scheme contains no discriminatory procedures for dealing with foreign subscribers or producers.

¹⁰ See 3.2 below.

¹¹ Potential Renewable Energies Study – Final Report

¹² https://www.steg.com.tn/fr/clients_ind/tarifs_mt.html

General low voltage

Tariffs	Sector	Power charge ⁽¹⁾ (mill/kVA/month)	Energy price for each monthly consumption bracket (mill/kWh) ⁽¹⁾⁽²⁾					
			1-50	51-100	101-200	201-300	301-500	500+
Economy rate (1 and 2 kVA and Co≤200 kWh/month)	Residential ⁽³⁾	500	75					
	Residential and non-residential ⁽⁴⁾		108					
	Residential and non-residential ⁽⁵⁾		123					
Economy rate (1 and 2 kVA and Co>200 kWh/month) ⁽³⁾	Residential					240	330	
Standard rate (>2 kVA)	Non-residential	500	136		157	210	270	

Special low voltage

Tariffs	Power charge ⁽¹⁾		Energy price ⁽¹⁾⁽²⁾ (mill/kWh)			
	Subscription (mill/kVA/month)	Subscription (mill/kVA/month)	Day	Summer morning peak	Evening peak	Night
Public lighting	–	700	200			
Water heaters ⁽⁶⁾	500	–	240	Smoothing ⁽⁷⁾	Smoothing ⁽⁷⁾	240
Heating and air conditioning ⁽⁶⁾	–	500	330			
Irrigation	Uniform ⁽⁶⁾	300	500	150		
	Three time slots	1000	–	96	NA	270

Abbreviations:

Mill: Tunisian millime; NA: Not applicable; kVA: kilo volt amp; h: hour; Co: consumption.

(1) VAT applies at the rate of:

- 18% on all charges and the energy price (net of tax) for all uses other than residential and irrigation.
- 12% on the energy price (net of tax) for residential and irrigation uses

(2) Plus a "municipal surcharge" of 5 mill/kWh

(3) Where consumption does not exceed 50 kWh/month

(4) Where consumption is between 51 and 100 kWh/month

(5) Where consumption is between 101 and 200 kWh/month

(6) This tariff is no longer available.

(7) Smoothing during the "summer morning peak" (June to August) and "evening peak" during the winter months (September to May).

All kWh consumed during the "evening peak" in summer (June to August) are billed at 240 millimes.

Voltage level: medium voltage

Medium voltage tariffs	Power charge ⁽¹⁾ (mill/kW/month)	Energy price ⁽¹⁾⁽²⁾ (mill/kWh)			
		Day	Summer morning peak	Evening peak	Night
Uniform	1900 ⁽³⁾	200			
Hourly slots	6500	139	220	201	106
Cement works (grey cement)	6500	177	311	268	129
Pumping for irrigation ⁽⁴⁾	–	141	NA	Smoothing	106
Agricultural irrigation	–	104	Smoothing	120 ⁽²⁾	80
Emergency supply	3100	153	278	239	111

Abbreviations:

Mill: Tunisian millime; NA: Not applicable; kW: kilo Watt; kVA: kilo volt amp; h: hour; Co: consumption.

(1) VAT is applicable at the rate of:

- 18% on all charges and the energy price (net of tax) for all uses other than domestic and irrigation.
- 12% on the energy price (net of tax) for residential and irrigation uses

(2) Plus a "municipal surcharge" of 5 mill/kWh

(3) (mill/kVA/month)

(4) This tariff is no longer available.

(5) Smoothing during the winter evening peak (September to May) only. All kWh consumed during the "evening peak" in summer (June to August) are billed at 120 millimes.

These tariffs also differ according to time slots.

In addition, with effect from 1st June 2013 to manage power cuts STEG is also authorised to interrupt the electricity supply to customers paying high and medium voltage tariffs with a subscribed capacity greater than or equal to MW¹³.

¹³ Decision taken by the Ministry of Industry on 5 March 2013.
See http://www.steg.com.tn/fr/tarifs_interruption.html.

These interruptions can extend over up to 45 hours per year and take place between 11am and 3pm during June, July, August and September. The scheme stipulates that customers whose power supply is interrupted in this manner, must receive compensation based on subscribed capacity interrupted and non-consumed energy (though the compensation must be at least equal to 1 MW for high voltage and 100 kW for medium voltage customers).

Power cut compensation

Tariff level	Tariff ⁽²⁾	Subscribed capacity interrupted	Variable compensation (mill/kWh not consumed)	Fixed compensation (mill/interrupted kWh/month)
High voltage	Hourly slots	< 3 MW	204	900
		≥ 3 MW	410	
Medium voltage	Hourly slots	< 400 kW	212	1050
		≥ 400 kW	416	
	Uniform	< 400 kW	212	500 ⁽³⁾
		≥ 400 kW	465	

(1) Decision of the Minister of Industry on 5 March 2013

(2) Tariff applicable under the electricity supply agreement

(3) Mill/interruptible kVA/month

Voltage level / High voltage

Tariffs	Power charge ⁽¹⁾ (mill/kW/month)	Energy price (mill/kW) ⁽¹⁾⁽²⁾			
		Day	Summer morning peak	Evening peak	Night
Four time slots	6000	135	214	198	102
Cement works (grey cement)	6000	170	300	261	123
Emergency supply	2300	151	275	238	108

Abbreviations:

Mill: Tunisian millime; kW: kilo Watt; kWh: kilo Watt hour

(1) VAT is applicable at the rate of:

- 18% on all charges and the energy price (net of tax) for all uses other than irrigation.

- 12% on the energy price (net of tax) for irrigation use.

(2) Plus a "municipal surcharge" of 5 mill/kWh

3.

AN OVERVIEW OF PRIVATE SECTOR INVOLVEMENT IN ELECTRICITY GENERATION IN TUNISIA



TUNISIA

STEG currently still holds a monopoly in various areas of the electricity sector including transmission, distribution, marketing and the purchase and sale of electricity.

In terms of electricity generation, on the other hand, the regulatory and institutional framework governing electricity production has been opened up to the private sector. STEG no longer holds a monopoly in the strict sense of the term because the market is now open to:

- IPPs operating electricity generating plants under a government licence following an invitation to tender;
- Producers eligible for the PROSOL ELEC programme;
- Autoproducers producing electricity from renewable energy sources under the scheme described in sections 14(b) and 14(c) of Law No. 2009-7 of 9 February 2009 (Loi n° 2009-7 du 9 février 2009);
- Producers generating electricity from gas under hydro-carbon operating licences.

Following a brief history of the regulatory framework of electricity production, we will look briefly at the extent to which a producer, whether or not a Tunisian resident, who wishes to develop a project to construct a plant generating electricity from renewable energy sources (in particular photovoltaic energy) might usefully take advantage of these schemes.

We shall provide a summary of each scheme and suggest an index indicating whether or not the scheme can usefully be transferred to the development of a photovoltaic project.

3.1 The regulatory framework governing electricity generation in Tunisia

When Tunisia gained its independence, STEG was given the task of producing, transmitting and distributing electricity which had previously been carried out by seven licensed companies responsible for supplying the major regions of the country. Its regulatory framework is set out in Decree-Law No. 62-08 of 3 April 1962 (*Décret-loi n°62-08 du 3 avril 1962*)¹⁴.

The nationalisation of the entire energy sector was justified by the need to harmonise the treatment of electricity production across the country. S. 1 of the aforementioned statute stipulates that “the production, transmission, distribution, import and export of electricity and fuel gas shall be nationalised”.

¹⁴ The 1962 decree-law was supplemented by Law No. 96-27 of 1 April 1996 (Loi n°96-27 du 1er avril 1996) published in JORT No. 27, p. 639) which opened up the market to IPPs.

This legislation opened the first breach in the energy production system since s. 2 of the statute excludes from nationalisation “electricity and fuel gas production plants belonging to businesses with different principal activity”. No specific framework was created at the time but in our view this provision represents the origin of the autoconsumption scheme set up by the 2009 law (cf. below).

In the 1980s, like many other countries affected by the oil crisis, Tunisia moved towards the promotion of various energy policy programmes and action plans. However, it was not until the advent of Law No. 96-27 of 1 April 1996 (*Loi n° 96-27 du 1er avril 1996*) that STEG’s quasi-monopoly gave way to the introduction into the market of IPPs who were granted electricity production licences permitting them to sell the electricity they produced exclusively to STEG.

Law No. 2004-72 on the Management of Energy of 2 September 2004¹⁵ (*Loi n° 2004-72 relative à la maîtrise de l’énergie du 2 septembre 2004*) introduced energy management as “one of the national priorities in that it constitutes a principal element of sustainable development and is closely linked with economic and social development (...)”.

This law set out not only to create an energy production framework and to promote renewable energies, but also to provide tools for rationalising the consumption of this energy.

It was against this backdrop that the Tunisian National Energy Management Agency (ANME) was set up (ss. 16 to 18). The ANME’s scope of intervention is very wide and “covers all initiatives and measures designed to improve the level of energy efficiency and diversify energy sources”¹⁶.

Continuing in this vein, Law No. 2005-82 of 15 August 2005 (*Loi n° 2005-82 du 15 août 2005*)¹⁷ set up a system for financing the energy management system in order to “support measures designed to rationalise energy consumption, promote renewable energies and achieve energy substitution” (s. 1 Law No. 2005-82). This system makes provision, in particular, for the grant of subsidies to schemes generating electricity from renewable energy sources.

This system developed into the National Fund for Energy Management (*Fonds National de Maîtrise de l’Energie, FNME*) which provides extra-budgetary public support and grants for investments designed to achieve a more rational use of energy and promote renewable energies and energy substitution. The fund is managed by the ANME and funded by a special tax payable on the first registration of vehicles

¹⁵ Published in JORT No. 63, p. 2231.

¹⁶ Nejib Osman, “Tunisia: a National Energy Efficiency Policy” (Tunisie: une politique nationale d’efficacité d’énergie), July 2012, p. 70.

¹⁷ Published in JORT No. 65, p. 2100.

purchased by private individuals (referred to as “touring vehicles” in contrast to “commercial vehicles”).

Under this scheme, the ANME provides grants to producers who carry out energy audits and set up pilot demonstration, cogeneration, energy efficiency pilot projects and contract programmes.

It can also grant certain tax advantages such as the application of minimum customs duties, the suspension of VAT on capital goods and products used for energy management where no equivalent is manufactured locally and the suspension of VAT on locally purchased energy-efficient capital goods.

This scheme, introduced by Decree No. 2005-2234 of 22nd August 2005 (*Décret n° 2005-2234 du 22 août 2005*)¹⁸, has no direct link with photovoltaic installations¹⁹.

In terms of procedure, s. 2 of the decree creates a technical consultative committee responsible for giving an opinion on the awarding of grants.

Finally, Law No. 2009-7 of 9th February 2009 (*Loi n° 2009-7 du 9 février 2009*)²⁰ and its Implementing Decree No. 2009-2772 of 28 September 2009 (*Décret d’application n° 2009-2773 du 28 septembre 2009*)²¹ supplements the 2004 law on the issues of renewable energy production and, more particularly, the regime applicable to autoproducers.

Having examined the regulatory framework, we shall now set out the principal characteristics of the regimes governing the various types of electricity producer and the extent to which they can be adapted to the development of photovoltaic projects.

3.2 Independent Power Producers (IPP)

3.2.1 The status of IPPs

Law No. 96-27 of 1st April 1996 (Loi n° 9-27 du 1er avril 1996)

A regime governing independent production was introduced into substantive Tunisian law by Law No. 96-27 of 1st April 1996²² which amplifies s. 3 of the Decree-Law of 3 April 1962 creating STEG. This section states that, notwithstanding the monopoly granted to STEG when the energy sector was nationalised, “the State may grant electricity production concessions to private persons”.

¹⁸ Published in JORT No. 67, p. 2224.

¹⁹ Decree No. 2005-2234 of 22 August 2005 promotes the following measures: (a) energy audits, performance contracts and prior consultation, (b) the setting up of vehicle engine test units, (c) solar-powered water heating in the residential and private business sectors, (c) solar-powered water heating.

²⁰ Published in JORT No. 11, p. 435.

²¹ Published in JORT No. 79, p. 2836.

²² Published in JORT No. 27, p. 639.

It leaves the detail of the system to a decree. Accordingly, Decree No. 96-1125 (*Décret n° 96-1125*) was passed on 20th June 1996²³. It provides for the granting of electricity production concessions at the end of a tendering process which is described briefly below.

Tendering process for selecting concession holders

Sec. 1 of the Decree of 20th June 1996 stipulates that “the concession of electricity production to private persons, known as independent electricity production, is designed to authorise private persons to produce electricity to be sold exclusively to STEG under the terms of a contract entered into by the two parties”.

It sets out the regime governing independent production. This is not to be confused with the regime governing autoproducers described below. It should be noted from the outset that this scheme is not limited to any specific type of electricity production, either renewable or non-renewable.

The tendering process is launched by the Ministry of Industry, which is responsible for preparing the tender documentation, initiating the consultation process and the opening and assessment of tenders received.

Concession holders are chosen either at the end of an open tender procedure or by a restricted tender procedure preceded by a short-listing process and in accordance with the rules set out by an ad hoc higher independent electricity production commission (*Commission interdépartementale de la production indépendante d’électricité, CSPIE*) set up specifically for each project (s. 8 Decree No. 96-1125).

This process is led by the CSPIE on the basis of proposals from the Independent Electricity Production Commission (*Commission interdépartementale de la production indépendante d’électricité, CIPIE*).

Once a concession holder has been selected, the Tunisian government, as the awarding authority represented by the Ministry of Industry, and the IPP (concession holder) sign an agreement, which must then be approved by decree (Law of 1st April 1996 in conjunction with s. 9 Decree of 20 June 1996).

The content of the electricity production concession agreement

S. 3 of the decree set outs the core content of the agreement which must include provisions dealing with the following:

²³ Published in JORT No. 50, p. 1292

- the characteristics of the concession;
- the term of the concession and the conditions of its entry into effect, expiry, termination and, where applicable, extension;
- any advantages granted to the concession holder;
- the checks and controls the awarding authority may carry out on the concession holder and any information which the concession holder is required to provide;
- the conditions of any assignment by shareholders of their holdings in the project company;
- the general characteristics of the installations;
- the conditions and timetable for the construction and commissioning of the plant;
- the permitted use of the buildings and installations at the end of the concession;
- the conditions of occupation of the land required for the project;
- dispute settlement.

Implementation

It was not until 1999 that the first decree²⁴ on the approval of electricity production concession agreements came into force implementing the scheme in relation to the operation of Radès II Power Station (a 500 MW plant) and confirming the agreement entered into on 24th March 1999 between the Tunisian State and a consortium comprising PSEG International Ltd, Sithe Power International Ltd and Maruberi Power Holding BV. This power station started operation in 2002 under the terms of a build own operate (BOO) agreement and by 2010 was responsible for 21% of national production.

A second project producing 13.5 MW was commissioned in 2003 at El Biben. In 2012, the installed capacity of IPPs was evaluated at 484.5 MW.

3.2.2 Adaptability of the IPP scheme

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

²⁴ Decree No. 99-940 of 30 April 1999 on the Approval of the Electricity Production Concession Agreement for Radès II Power Station (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) published in JORT No. 36, p. 679.

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 Autoproduction

3.3.1 The status of autoproducer (general regime)

The regulatory framework governing autoproduction is based in the provisions of s. 2 (3) of the Decree-Law of 3rd April 1962, which excludes from nationalisation “electricity and fuel gas production plants belonging to businesses with different principal activity”

In this provision the legislator was referring to the production of electricity by private companies for use in their own industrial activities which existed prior to the entry into effect of the 1962 decree law. Indeed, such plants could not be nationalised under the conditions set out in the aforementioned legislation. It is more than likely that, since such production was accessory to a principal activity, the legislator regarded it as marginal. The status of autoproducer was thus recognised from the outset.

This regime is governed by Law No. 2009-7 of 9th February 2009 (*Loi 2009-7 du 9 février 2009*),²⁵ which supplemented Law No. 2004-72 on Energy Management that provides that “any entity or group of entities operating in the industrial, agricultural or tertiary sector and which produces electricity from renewable energy sources for its own consumption shall be entitled to transmit the electricity so produced via the national electricity network to its points of consumption and to sell any surplus exclusively to STEG subject to certain upper limits under the terms of a standard contract approved by the regulatory authority for the energy sector. The conditions of the transmission of electricity, the sale of surpluses and the upper limits shall be regulated by decree. Projects involving the production of electricity from renewable energies and connected to the national electricity network implemented by the entities specified in the first

²⁵ Published in JORT No. 12 of 10 February 2009, p. 435.

paragraph of this section shall be approved by decision of the Minister for Energy on the basis of an opinion issued by technical consultative committee” (s. 14bis).

S. 14 (ter) specifies the regime applicable to low voltage projects and provides that “any producer of electricity from renewable energy for its own consumption whose plant is connected to the national low voltage electricity network shall be entitled to sell its surplus electricity exclusively to STEG which undertakes to buy it under the terms of a standard contract approved by the regulatory authority for the energy sector in accordance with conditions set out by decree”.

The decree passed to implement this law, Decree No. 2009-2773 of 28 September 2009 (*Décret n° 2009-2773 du 28 septembre 2009*)²⁶ specifies “the conditions of transmission of electricity produced from renewable energies and the sale of surpluses to STEG”.

This decree applies to entities or groups of entities which are autoproducers of electricity from renewable energy sources (s. 1) and requires amongst the documents comprising the application submitted to the ANME to obtain an opinion from the Technical Consultative Committee (CTC) a certificate of company registration of the entity (there is no mention of groups of entities) (s. 4).

Far from making the procedures applicable to groups clearer, the decree itself requires clarification since, for example, the fact that a “group of entities” is required to provide proof of registration for a project makes it impossible to fulfil the condition that the production of electricity by the group in question must be of an accessory nature.

Example: Om Somaa, Kébili Governorate / In November 2012, a concentrated photovoltaic (CPV) electricity generating plant for arid zone pumping and irrigation was opened under the autoconsumption scheme in Om Somaa in the Tunisian Governorate of Kébili²⁷.

The main conditions of this regime are set out in the table on page 20.

Tariffs for electricity produced from renewable energy sources by autoproduction

High and medium voltage customers: the amount billed is the difference between the electricity supplied by STEG and the one produced and supplied by the autoproducer. The tariff charged is calculated on the basis of the rate selected by the customer and the time slots in which consumption takes

²⁶ Published in JORT No. 79 of 2 October 2009, p. 2836.

²⁷ Source: SOITEC press release - <http://www.soitec.com/pdf/Information>.

place. Producers who are not STEG customers and emergency supply customers are billed at the 4-time slot high voltage kWh rate.

Low voltage customers: the amount billed is the difference between the electricity supplied by STEG and the one produced and supplied by the autoproducer. The tariff charged is the low voltage rate. Where the difference is in the negative, the amount is carried forward

Source: STEG 2013

As part of a benchmarking exercise carried out to ascertain the extent to which other schemes existing in Tunisia might be transferrable, we identified the “hydrocarbons regime” which is analysed briefly below. We thought it would be useful to analyse this regime, which is similar in many ways to the autoproduction regime discussed above, in order to assess whether it might be transferred to the various regimes applicable to renewable energies or any other system considered in our study.

The hydrocarbons regime (gas residues from hydrocarbon operating concessions)

The final part of this overview deals with a Tunisian scheme known as the “hydrocarbons regime”, which involves the recovery of (non saleable) gas from hydrocarbon operating concessions through its transformation into electricity and feeding into the grid. As a method of electricity production it belongs to the cogeneration family. It should be remembered that a cogeneration plant is “any group of plant and equipment employed in an entity in the industrial or tertiary sector for the simultaneous generation of both thermal energy and electricity from a primary energy”, in this case the production of electricity from gas residues from hydrocarbon operating concessions. The gas to be used must come from a hydrocarbon source and must be neither (i) a commercial gas, nor (ii) able to be fed economically into the national gas transmission network (particularly due to its distance from the network).

S. 66.3.b of the current version of the Hydrocarbons Code (*Code des hydrocarbures*) states that “the holder of an operating concession may be authorised to use the non-commercial gas from its hydrocarbon deposits in order to produce electricity and sell it exclusively to a distribution company designated by the awarding authority.

Similarly, the awarding authority may authorise a public or private body with the necessary technical and financial resources to produce electricity from non-commercial gas from hydrocarbon operating concessions in order to sell it exclusively to a distribution business designated by the

The main conditions of this regime are set out in the table below:

Summary of Law No. 2009-7 (sec. 14b)	Eligibility criteria for high and medium voltage autoconsumption projects	Eligibility criteria for low voltage autoconsumption projects
Type of producer	Entity or group ²⁸ of entities operating in the industrial, agricultural or tertiary sectors	Any producer connected to the low voltage network
Production of electricity from renewable energy sources for own consumption	Mandatory	Mandatory
Installed capacity	Installed capacity must not exceed the capacity subscribed by the producer from STEG	Installed capacity must not exceed the capacity subscribed by the producer from STEG
Right to sell surpluses to STEG exclusively	Limited to 30% of annual electricity production (s. 1 of the decree)	Sale of the difference between the electricity supplied by STEG and that produced and supplied by the autoproducer
Sales tariffs ²⁹	Set by the Minister in charge of energy (by order) The metering cycle is specified in the special conditions of the agreement.	Set by the Minister in charge of energy (by order) The metering cycle is specified in the agreement (in principle, monthly)
Connection costs	Borne by the producer (including metering, control, monitoring and safety equipment) (s. 3)	The decree appears to apply to “entities and groups of entities” rather than producers so leaves a certain margin of interpretation.
Cost of network upgrading (where applicable)	Borne by the producer	Unclear (the decree refers to entities and groups of entities” rather than producers)
5 mill/kWh surcharge	Yes (to be verified)	Yes (to be verified)
Type of authorisation	Prior authorisation by decision of the Minister for Energy taken on the basis of an opinion issued by a technical consultative committee ³⁰ (s. 4 of the decree)	In principle, STEG’s consent on the agreement is sufficient for low-voltage projects.
Technical project control	Projects are submitted to the technical consultative committee set up under Decree No. 2005-2234 which issues an opinion on the project following analysis of the documents listed below (1).	Conditions set out in the supply agreement

(1) List of documents/information to be submitted with the application:

- a company registration certificate,
- a technical and economic feasibility study,
- details of the site and installed capacity,
- details of the sites where the electricity will be consumed,
- the annual electricity consumption of the entity or group of entities,
- the annual electricity production of the entity or group of entities.

awarding authority. The terms and conditions under which these concessions are granted shall be determined by decree.”

Though it is not our aim here to make an exhaustive study of cogeneration methods, it is nevertheless useful to remember that this is one of the methods of autoproduction permitted under Law No. 2009-7 as examined above in relation to facilities for producing electricity from renewable energy

sources. S. 9 of Law No. 2009-7 stipulates that “any entity or group of entities operating in the industrial or tertiary sector which invests in a low-energy cogeneration facility for its own consumption shall be entitled to transmit the electricity so produced via the national electricity network to its points of consumption and to sell any surpluses, subject to certain upper limits, exclusively to STEG, under the terms of a standard contract approved by the regulatory authority for the energy sector”.

²⁸ Since the term “group” is not clearly defined it raises a problem of interpretation and requires clarification (see below).

²⁹ Cf. Appendix No. [.] Electricity tariffs

³⁰ Committee created by Decree No. 2005-2234

Contrary to the autoproduction scheme, which is open to the production of electricity from renewable energy sources (cf. below), Implementing Decree No. 2009-2773 contains no specific provisions on this “hydrocarbons regime”. Indeed, the only link with the decree lies in the fact it permits cogeneration under s. 1 which stipulates that the 30% limit of annual electricity production can be exceeded for plants producing electricity from biomass on condition that their installed capacity does not exceed 15 MW.

This regime offers no possibilities above and beyond those relating to autoproduction discussed above. It cannot currently be transferred to the renewable energy production sector. The hydrocarbons regimes are based on the autoproduction scheme explained in detail above but remains specific to the hydrocarbon sector, which is governed by its own very specific regulatory framework.

3.3.2 Adaptability of the autoproduction regime

This regime opens up the energy market to private producers and groups and applies to all renewable energy sources. It is nevertheless a very strict framework.

Indeed, this scheme is currently open only to producers whose principal activity is related to an existing industrial, agricultural or tertiary business. As such, it does not provide development opportunities for a third party developer with no link to the producer.

Where the members of a group are all producers in one of the sectors specified above there should be no particular difficulty except for the issue of the interpretation of the legal status of the group and the definition of its company objects. In fact, if the term “group” were understood, as would be logical, as meaning an “economic interest group” within the meaning of the Tunisian Company Code (*Code des sociétés*), its object, which would necessarily be the production of electricity from a renewable energy, would conflict with the other conditions imposed by the scheme (cf. accessory production electricity, etc.).

Things become even more complicated when the members of the group are not all the same type of entity and one of them cannot claim to be either industrial or agricultural or the occupant of tertiary premises.

Finally, there is the question of whether, when planning the construction of a renewable energy power station close to an industrial, agricultural or tertiary sector business, a developer could claim to be an entity operating in one of these three sectors. Here again such a scenario would not appear to fit within the regulatory framework since the third-party project sponsor could not also claim to be a consumer.

To work around this restriction, the project sponsor would have to be able to form a partnership with an entity whose principal activity falls in one of the sectors specified above (by taking a stake in the capital of the entity in question in order to comply with the letter of the conditions set out below) and take responsibility for the development of the renewable energy project. All that would then be needed would be to organise and secure the distribution of finance and organisational tasks between the two companies through a shareholder or partnership agreement, for example.

Another solution might be for the industrial, agricultural or tertiary sector business which wins the contract to supply electricity to award the developer a turnkey construction contract under which the developer would bear all the project development and facility construction costs for the business, then the facility maintenance costs, in return for a payment calculated on the basis of the level of investment made and the energy savings achieved by the business.

This type of structure raises the issue of the solvency of the members of the group and the contractual and financial guarantees required to allow the facility to operate in the long term. Clearly such an arrangement is very restrictive and closed for external developers. In any event it far exceeds the scope of a simple electricity generation project and would require a total reworking of the system to create a status of independent producer.

The feasibility of structuring this type of project in this way relies on the choice of a suitable operator and its electricity requirements (if the capacity condition is to be met) and on combining it with the creation of a renewable energy plant.

In economic terms, it is difficult to evaluate the relevance of the 30% production limit and whether it is compatible with project profitability. We believe that modelling this type of project using a case study is essential to test the parameters of the system in the current market.

Projects with completed feasibility studies (wind power sector)

The feasibility studies carried out for the Oum Kelil Cement Works project³¹ started in 2005 which involved the installation of a facility with a capacity of 15 MW did not establish the project’s level of financial profitability under the current regulatory constraints. Another project is currently underway at a site in Thala. Here studies have produced a more favourable result but, as the project has yet to be completed, there is currently no feedback to be analysed.

³¹ http://tunesien.ahk.de/fileadmin/ahk_tunesien/06_Events/CDM-Windworkshop/Rapport_Final_de_l_atelier.pdf

3.4 Net metering under the PROSOL ELEC programme

Provided it remains an option in regulatory terms in 2013/2014, the net metering provided for under the PROSOL ELEC programme is a further variant of the autoconsumption system which involves a financial incentive provided at the point of acquisition of a photovoltaic facility and a credit for each kWh produced over and above the producer's electricity requirement and fed back into the network.

Historically, in Tunisia this scheme is based on the PROSOL programme and the first solar water heating systems installed by a public company called Seret Energie Nouvelle in 1985.

The programme started in 1995 with a modest level of production (300m² of photovoltaic panels annually by 1995³²), then developed strongly thanks to GEF (Global Environment Fund) funding.

When this source of finance came to an end, the possibility of a complete reworking of the system was examined and in 2004 the PROSOL programme was launched with the help of the Italian government and the United Nations Environment Programme (UNEP). It combines a tax incentive mechanism, an investment subsidy and a credit via STEG.

The residential sector has seen very rapid growth in the installation of photovoltaic panels (increasing from 12m²/10,000 inhabitants in 2004 to 40m²/10,000 inhabitants in 2010). Tunisia currently has 490,000m² of photovoltaic panels in 160,000 installations giving an implementation rate of 6% in the residential sector³³.

This programme also involves a number of other measures associated with the development of solar water heating in the industrial and tertiary sectors:

- PROSOL Industry under which any industrial business using solar water heating receives a subsidy of 30% of the investment costs up to TND 150 per m² of solar panels installed.
- PROSOL Tertiary, under which hot water consumers in the tertiary sector (hotels, private health clinics, student residences, hammams and covered swimming pools, etc.) can attract a grant of 50% of the cost of technical and economic feasibility, sizing, support and monitoring studies up to TND 5,000 from Italian funds provided via the UNEP, a grant of 30% of investment costs up

to TND 150/m² from FNME resources, an additional grant of 10% up to a total of TND 50/m², a grant towards maintenance costs for the first four years after the end of the equipment warranty and an interest rate reduction of 2 points on loans made by commercial banks to hotel owners.

3.4.1 The regulatory framework governing the PROSOL ELEC programme

The programme was set up to encourage the construction of 1000 solar buildings with a total photovoltaic capacity of 1500 kW³⁴.

According to the information available on STEG's website³⁵, these financial incentives consist of:

- an FNME grant of 30% of the investment costs up to a maximum of TND 3000/kW;
- an additional grant of 10% of investment costs made by the Italian Ministry of the Environment through the Mediterranean Renewable Energy Centre;
- a contribution in kind from STEG in the form of a free uninterruptible power supply;
- a 5-year interest-free loan repaid via the STEG bill thanks to the interest rate reduction granted by the Italian Ministry of the Environment (serviced by Ettijari Bank).

All residential customers who meet the following conditions are eligible for the project. They must:

- be planning to install a photovoltaic capacity of 1 or 2 kW;
- be the owner of the property on which the solar panels are to be fitted and hold a current STEG low voltage account in their name;
- have a minimum annual electricity consumption of 2000 kWh for 1 kW installations and of 4000 kWh for 2 kW installations.

Once eligibility has been established, STEG and the producer sign an "Agreement for the Purchase by STEG of "Surplus" Electricity produced from Solar Photovoltaic Energy by Low Voltage Residential Consumers" (cf. the section dealing with autoconsumption above).

³⁴ Source: PROSOL ELEC Project – February 2010 – "The Promotion of the Autoproduction of Electricity from Photovoltaic Solar Energy" – ANME – STEG

³⁵ http://www.steg.com.tn/fr/prosol_elec/presentation.html

³² Plan Bleu – Sophia Antipolis June 2010, as above p. 31.

³³ OECD examinations of investment policies in Tunisia 2012.

The surplus purchase tariff is calculated as follows for each billing period. An assessment of both production and consumption is made on site with one of the two results set out below:

- where consumption is greater than the electricity produced and fed into the network, the consumer pays for any additional kWh consumed;
- where consumption is less, any credit due for kWh fed into the network is carried forward to the next billing period.

It should be noted that the surplus electricity supplied to STEG under the agreement may not be pledged or assigned to a third party under any circumstances. Under the terms of the agreement (s. 16), only the producer itself may benefit from the energy balance which appears on its bill.

Finally, the agreement is renewed tacitly for further periods of one year, unless notice of cancellation is served by one or other party by registered letter with acknowledgment of receipt at least one month before the end of the current year (s. 18). In actual fact, this right of cancellation amounts to a unilateral right of termination and represents an obstacle to the long-term reliability of the programme.

This is a systemic failing of the purchase agreement in that it creates a lack of certainty for investors.

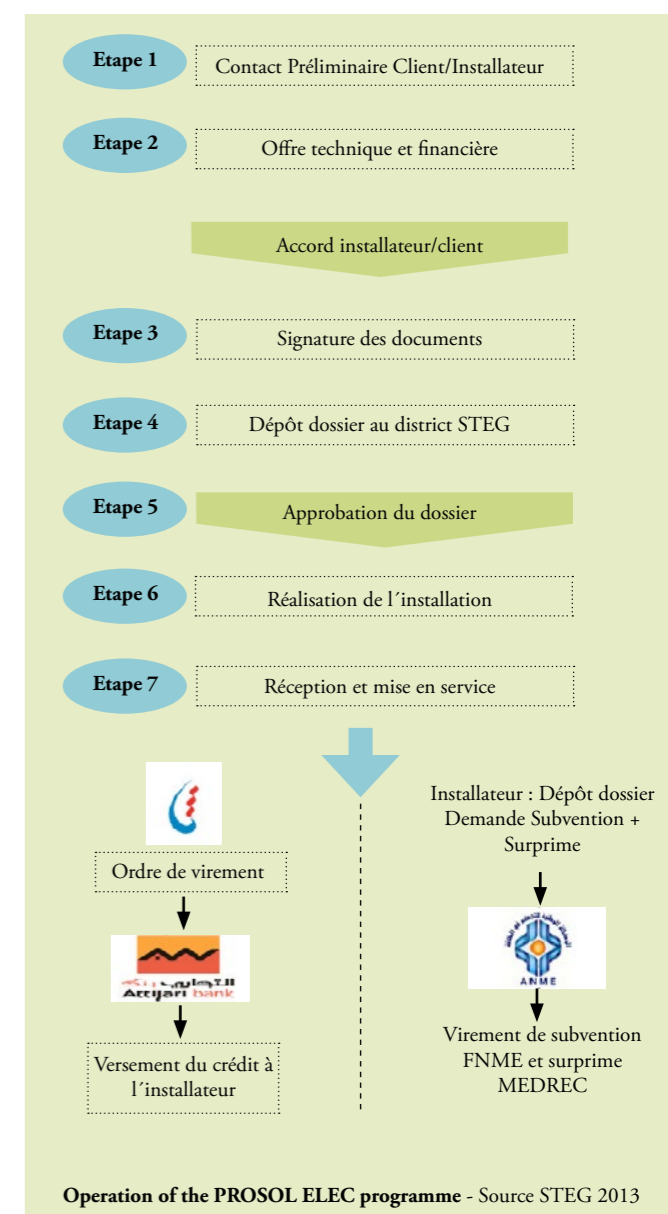
3.4.2 Adaptability of the PROSOL ELEC programme

This scheme covers very low capacity (1 to 2 kW) photovoltaic installations and it is reserved for the residential sector. For larger capacities and where the project meets the relevant criteria applications can be made under the autoconsumption scheme detailed above.

The electricity production framework set out in the PROSOL ELEC programme is attractive for individual producers who would be unlikely to purchase a full installation given the level of financial assistance with the purchase of equipment. As a result, it is suited to small roofs on either isolated or built-up sites as long as the building in question is connected to the local grid.

In legal terms, this framework is little suited to developer-led projects due to:

- the restricted capacity available;
- the need to be the owner of the property on which the panels are to be installed.



In conclusion, this programme offers limited scope given the capacity of the installations involved and it is based solely on financial incentives payable on investment costs. It is not currently suited to the needs of photovoltaic installation companies. The constraints are difficult to circumvent even if, for example, installations are "pooled" under an entity which is responsible for operating them with the aim of optimising operating and maintenance costs since this type of solution would not meet the property ownership condition and would thus be dependent on a change in the regulations.

3.5 Conclusions: schemes applicable to the production of electricity from renewable energy sources

The section below provides a summary of the main characteristics of the various schemes analysed above and of various

forthcoming developments which are expected to emerge from current discussions on the draft law on the “production of electricity from renewable energies”.

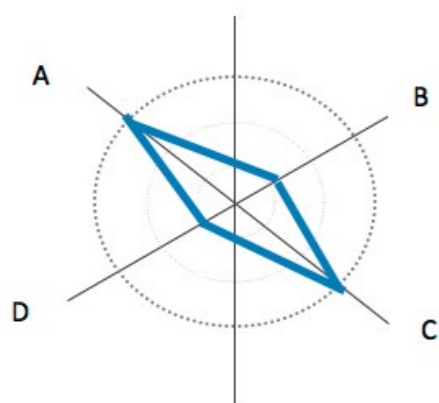
3.5.1 Summary of electricity production schemes

Each of the schemes is represented below in diagram form and rated (on a scale of 1 to 3) against indicators chosen on the basis of the needs of investors developing business and plants producing electricity from renewable energy sources:

A. Sustainability of the scheme (in the short, medium and long term): this indicator specifies how easy it would be to modify or even abolish the schemes in question (by decree, order, etc.)

A comparison of the various schemes

The IPP scheme



B. Transparency of granting procedures: this indicator is designed to show whether the schemes involve any element of conflict of interest or discrimination. This indicator also takes into account [sic];

C. Production limits: this indicator is used to identify the potential production levels for each of the schemes;

D. Developer autonomy: this indicator measures the degree of autonomy enjoyed by the developer under each scheme and shows whether the developer can initiate the development of a project or is dependent on development policy and a set procedure.

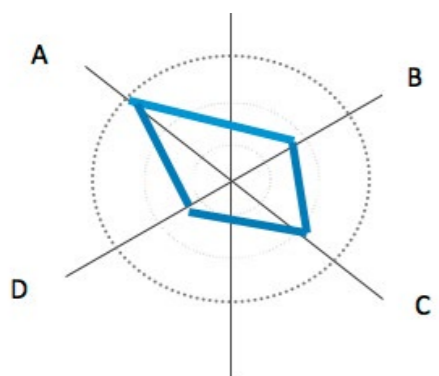
A = Sustainability of the scheme: 3
(suitable for long term use)

B = Transparency of granting procedures: 1
(lacks transparency)

C = Production limits: 3 (no capacity limits)

D = Developer autonomy: 1 (invitation to tender for producers)

The autoproduction scheme



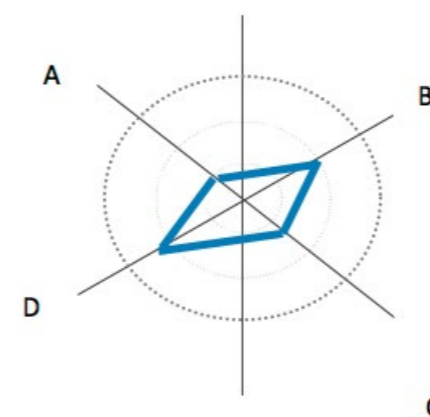
A = Sustainability of the scheme: 3
(suitable for long term use)

B = Transparency of granting procedures: 1.5
(lacks transparency/group problem)

C = Production limits: 2
(eligibility depends on capacity subscribed)

D = Developer autonomy: 1 (not open to developers with no link to consumer)

The NET METERING scheme



A = Sustainability of the scheme: 1 (system highly dependent on financial incentives with little short- and medium term visibility)

B = Transparency of granting procedures: 2
(scheme based on specification)

C = Production limits: 1.5 (scheme designed for very small installations which must be consumer-owned)

D = Developer autonomy: 2 (specification known in advance, no invitation to tender for producers)

3.5.2 A critical analysis of the draft law on the “production of electricity from renewable energies”

December 2013 saw the publication of the draft law on the “production of electricity from renewable energies”, long-awaited in the sector and of vital importance to the fate of the schemes detailed above.

The title of the draft law is very promising, suggesting as it does a framework law dealing with general principles which might be expected to outline a number of possible development scenarios for the production of electricity from renewable energies in Tunisia and give a target figure for the development of renewable energies to be achieved within a specified period of time.

However, s. 1 sets no such target; rather it limits its scope to the “legal regime governing the production of electricity from renewable energies”.

Even more surprisingly, s. 3 of the bill delegates to the Minister for Energy responsibility for drawing up a national plan for the production of electricity from renewable energy sources. In this respect the law falls short of its role which, is to set out fundamental, guiding principles.

A further reading of the enacting clauses reveals that they comprise amendments to the existing schemes (in particular the IPP and autoproduction regimes) but fail to bring any coherence to the schemes for the production of electricity from renewable energies. As a result, we find ourselves faced with a “multi-layered regulatory framework”, which will by a sort of domino effect require amendments to other legisla-

tion not yet clearly identified at this stage. To be completely integrated into the regulatory system and understood as a signal (“signal norme”) the following objectives should be clarified:

- National objectives: this law needs to set out the general principles applicable to the energy sector and provide a set of clear development and programming guidelines. It should provide an opportunity to make a link to national targets. For example, the target of producing 30% of electricity from renewable energy and 70% from conventional energy sources by 2030 is not currently specified in the regulatory framework. The same applies to the export scheme. This scheme is not justified by the presence of production problems such as, profitability and political issues in Tunisia. If it is to be included in the new law it should be also framed in terms of specific production targets;

- Legal security: the law must ensure that applications and authorisations are processed in a manner compatible with the interests of developers through:

- the clarification of application processing times;

- the possibility of referral to an independent regulator responsible for connection issues and disputes. The Technical Commission envisaged lacks the essential features of independence required for this type of body³⁶ since it falls under the supervision of the Minister who appoints its members (s. 31).

³⁶ An administrative authority is an administrative body which acts on behalf of the State and has real power without necessarily being answerable to the authority of the government.

- **Market openness:** in line with the amendment of the Tunisian Investment Code, the law could provide the basis for setting up a scheme specific to and tailor made for the sector by relaxing the rules on company formation and capital allocation.
- **Technical clarification:** the bill makes no mention of access to information on the electricity network and its condition though this is a crucial issue in the evaluation of its hosting capacity and the costs associated with any upgrading.
- **Support targets (transitional scheme):** the “transitional scheme” provided for in s. 12, requires the publication of a decree setting out an annual opinion giving an annual production framework under the sole authority of the Minister of Energy until such time as the national plan is published. If the system is to be fully effective, a publication deadline for the corresponding order should be published.

Without making a detailed examination of the law, given its significance and impact for the existing schemes, we consider it necessary to focus on the sections dealing specifically with (i) autoconsumption, (ii) invitations to tender (IPP) and (iii) the Technical Commission.

Autoconsumption: ss. 9 to 11 on the “production of electricity for autoconsumption” These provisions are designed to amend the current autoconsumption scheme (2009 law). For medium and high voltage producers, the scheme is now open to local authorities and public bodies. However, there are still a number of questions on the following issues:

- 1° Though the new framework appears to open up autoconsumption with no production restrictions (currently limited to 30%), s. 9 still contains a reference to the “sale of surpluses exclusively to STEG subject to certain upper limits”. Why has this provision been maintained?
- 2° If a third-party developer working with the industrial, agricultural or tertiary sector entity it is not eligible
- 3° The option of operating a site “in association” is not clearer than under the current regime in which there is a problem of interpretation in relation to groups of operators.

Invitations to tender (IPP): ss. 12 to 23 on the production of electricity from renewable energies to meet the needs of local consumption

The scheme described here is the same as the current IPP scheme set up in 1996 which has not been particularly successful.

The scheme proposed fails to clarify the invitation to tender process mentioned. Who is responsible for launching invitations to tender? How are tender procedures to be coordinated?

The invitation to tender procedure must be clear in terms of (i) the invitation to tender period, (ii) the capacity required, (iii) the response period and (iv) transparency and compliance with the rules of competition: monitoring by an independent body (cf. the section dealing with the regulator).

Specimen quotes from a French invitation to tender specification for a photovoltaic installation (100 to 250 kW installations)

“France’s renewable energy promotion action plan aims to increase the share of renewable energies in overall energy consumption to at least 23% by 2020 thanks to an increase of 10 Mtoe in the annual production of electricity from renewable energy sources.

The measures introduced to help achieve these goals include setting up a system for promoting the development of photovoltaic electricity. It is based on a system of purchase tariffs adjustable on a quarterly basis for projects under 100 kW and a system of invitations to tender for projects over 100 kW.

Thus invitation to tender relates to the construction and operation by 2016 of building-mounted photovoltaic installations with peak capacities that varies between 100 and 250 kW providing a total maximum capacity of 120 MW. This overall capacity is split over three successive tender periods as detailed section 2.1 below.

Throughout this document the term Minister for Energy refers to the Minister of Ecology, Sustainable Development and Energy.

Only projects with a peak capacity of between 100 and 250 kW are admissible. Any person operating or wishing to construct and operate a production unit may take part in the invitation to tender subject to the provisions of ss. L.2224-32 and L.2224-33 of the French General Local Authorities’ Code (Code général des collectivités territoriales).

The final tender selected, or tenders where two candidates are rated equally, may represent more than the capacity required for each period. Conversely, the tenders by the government may represent less than the total capacity sought.

Pursuant to Decree No. 2002-1434 of 4th December 2002 (Décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002), the Energy Regulatory Commission (Commission de régulation de l’énergie, CRE) is responsible for implementing the tender process. Based on the conditions set out by the Minister for Energy, it will propose a draft specification which the Minister may modify before approval. The CRE will then respond to any questions posed by bidders, receive, process and score the tenders, then give its opinion (with reasons, published in the Official Journal) on the tender which Minister for Energy intends to select.

It should be remembered that the selection of a bidder in this tender process does not in any way prejudice the completion of any administrative formalities it is required to perform, in particular, those required to obtain any authorisations required in relation, in particular, to the compliance of the installations and environmental protection.”

The Technical Commission (embryonic “regulator”): s. 31 on the Technical Commission

Since it reports to the Ministry, this technical commission does not constitute an independent authority.

Furthermore, it has no responsibility for the settlement of disputes between producers and electricity distribution companies or any other party.

Example: The Energy Regulation Commission (France)

The CRE is an independent administrative authority which was created when the French energy markets were opened up to competition. Under the French Law of 10 February 2000 on the Modernisation and Development of the Public Electricity Service (Loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l’électricité), which now forms part of the Energy Code (Code de l’énergie), it is tasked with regulating these markets. S. L 133-6 of the Energy Code requires members and officers of the CRE to carry out their duties in a completely independent and impartial manner and prohibits them from following any instruction given by the government or any third party. They are also subject to a duty of professional secrecy stipulated in the same section.

According to the provisions of s. L 132-1 of the Energy Code, the CRE comprises two independent bodies (a college comprising

five members and a 4-member dispute resolution and sanctions committee), both of which reach decisions and form opinions using transparent procedures (working groups, public consultations, hearings).

The funding required to finance the CRE is proposed by the Commission to the Minister for Energy and the Minister of Finance for inclusion in the relevant budget. The CRE is in turn regulated by the Cour des comptes, the French Auditor General’s Department

4.

AVENUES FOR DEVELOPING PRIVATE INVESTMENT IN RENEWABLE ENERGY PROJECTS



When considering a potential investment, an investor must assess the specificity and stability of the regulatory framework in which it will be working. Similarly, the stability and reliability of the regulatory framework put in place by a national government help it to build credibility and back up the commitments it makes in negotiating national and international conventions such as, the ratification of the UNFCCC, the Kyoto Protocol, the OECD Declaration on Green Growth in March 2012, etc.

Tunisia has yet to develop a green finance strategy or a specific approach to attracting “green” foreign investors and current reforms to the Foreign Investment Code (Code des investissements étrangers) are doing nothing to reverse this trend. Aware of the significance of this sector, however, the Tunisian government has included a section on the development of renewable energies in its Strategic Economic and Social Development Plan for 2010/2016. Under the Tunisian Solar Plan (TSP) for the same period 40 energy sector projects are to be implemented. These include 29 projects led by foreign businesses representing a total investment of EUR 1.39 billion which will increase the share of renewable energy in the electricity production mix from 1% today to 16% in 2016 and deliver energy savings of 22% and a reduction in CO₂ emissions of 1.3 million tonnes per year. It remains to be seen, however, how these projects will actually be developed within the existing regulatory framework.

The Tunisian energy management and renewable energies promotion policy is not currently regarded as discriminating against foreign investors as such, though the regulatory framework governing access to the market as described in the Tunisian Investment Code discussed below represents a considerable obstacle to foreign investors seeking to enter the market.

Below we will consider the principal obstacles facing foreign companies seeking to develop a renewable energy plant construction project.

In addition to the technical feasibility of the project (network capacity, site accessibility, sunshine levels in the case of photovoltaic projects, etc.), companies leading this type of project need to fully understand the property issues at stake and have sufficient regulatory and contractual visibility to create a business model and a return on investment (ROI) compatible with the sums invested and revenues expected.

Against this backdrop we shall consider two classic forms of finance, leasing and ESCOs, in order to ascertain the extent to which they can be transferred to the photovoltaic energy production sector in Tunisia for private foreign investors.

These two mechanisms must clearly take into account the current economic situation in Tunisia. Therefore, before examining them in detail, we shall first review the principal characteristics of the regime applicable to private foreign investment in Tunisia.

4.1 The principal characteristics of the regime applicable to private foreign investment in Tunisia

According to the OECD³⁷, despite the efforts made since the 1970s (when the first Investment Code was promulgated), Tunisia received a high score in the Regulatory Restrictiveness Index measuring Foreign Direct Investments (FDI) in 2012. The Investment Incentives Code (Code d'incitations aux investissements) currently in force was promulgated following Law No. 93-120 of 27 December 1993 (*Loi n° 93-120 du 27 décembre 1993*).

The Investment Incentives Code sets out the legal and institutional framework governing foreign investments³⁸. It is intended to guarantee freedom to invest and the non-discriminatory processing of development projects whilst at the same time imposing certain restrictions.

Aware for the need to further open up the private sector to foreign companies, Tunisia wishes to improve its strategic, regulatory and institutional framework. It is with this aim in mind that a reform of the Investment Incentives Code, which dates back to 1993 and is judged overly restrictive, was launched at the beginning of 2013. Though as it stands, in its current draft form and prior to negotiations with the relevant market players and institutional partners, the law does provide some clarification on foreign business access to the private sector, it does not offer any substantial change to the status quo. Indeed, on certain issues, such as the development of renewable energies, the draft code is even less specific than the previous version (cf. below).

³⁷ OECD examinations of investment policies in Tunisia (2012).

³⁸ Thanks to this statute Tunisia ranked 40th in the world in the 2011-2012 World Economic Forum's Global Competitiveness Report.

4.1.1. Restrictions on freedom of activity

In addition to the electricity generation sector, the production of electricity from renewable energy sources also involves a number of transactions, which fall within the scope of the traditional property sector (services, design and diagnostics, the supply of materials and equipment, works and works contracts, etc.). It is therefore necessary to ascertain whether these activities are subject to any specific administrative requirements in Tunisia or whether the market is completely open to foreign businesses.

The Investment Incentives Code sets out the regulatory framework governing investment projects and subjects potential investments by foreign companies to several levels of control depending on the sector of activity involved (ranging from a declaratory regime to an authorisation procedure). Ss. 1 and 2 of the Code list the activities subject to these controls.

The production of electricity from renewable energy sources does not appear to be covered expressly by the Investment Incentives Code. S. 2 of the Code states that activities in the “environmental protection”³⁹ sector are subject to declaration⁴⁰ but not all of them fall within its scope of application. Indeed, s. 5 of Decree No. 94-492 of 28 February 1994 (*Décret n° 94-492 du 28 février 1994*) implementing ss. 1 and 2 of the Investment Incentives Code specifies that these activities cover de-pollution and environmental control services, refuse collection, transportation, processing, sorting, recycling and recovery services, waste water treatment and specialist environmental consultants and laboratories.

Given the diversity of the list of activities subject to control, however, prudence is advocated both in selecting the objects of the company to be formed and in monitoring any updates to the list of activities subject to control, which may be announced by the government.

The Investment Code contains no significant advance on this issue. For example, s. 1 of the draft lists neither the energy sector, nor the sustainable development sector as sectors to be promoted. At best, a foreign investor might claim that an operation in Tunisia is promoting “job creation and the

development of human capital” (s. 1) in order to claim eligibility for the tax incentive scheme provided for in the Code.

4.1.2. Restrictions on the regime governing the establishment of foreign companies

S. 3 of the Investment Incentives Code states that “resident and non-resident foreigners are free to invest in projects carried out pursuant to this Code. However, foreign involvement in certain service activities other than those which are wholly export-related, a list of which is fixed by decree, remains subject to the approval of the Higher Investment Commission (*Commission Supérieure d’Investissement*) as stipulated in s. 52 of this Code where such involvement exceeds 50% of the capital of the business”.

There is another scheme more favourable to export companies whose production is intended entirely for export and those supplying services abroad or in Tunisia to be used abroad (s. 10 of the Investment Incentives Code).

Such companies are regarded as non-resident when their capital is held by non-Tunisian residents or foreigners by dint of the import of convertible foreign currencies equal to at least 66% of the capital. As it stands, this regime is not suited to local electricity production from renewable energy sources (and should be reserved for electricity export projects).

Though it proposes the general principle that “investment is free in Tunisia whatever the nationality and residence of the investor” (s. 4), the draft Investment Code does not resolve this difficulty.

In fact, the scope of this statement of principle is significantly reduced by the extremely broad and vague wording of ss. 5 and 6.

S. 5 maintains the need for prior authorisation for “investments in activities referred to in special legislation and regulations”. Furthermore, s. 6 subjects to authorisation under the Investment Incentives Code “investments made in certain service activities (...) where the foreign holding in the capital exceeds 50% and where the amount of these investments is less than a minimum level. A list of these activities, the minimum level and the conditions of authorisation shall be established by decree”.

³⁹ The list of environmental protection services given in the schedule to Decree No. 94-492 does not include electricity production.

⁴⁰ The declaration must contain information on the nature of the investment, the principal activity, the investment regime, the location of the project, the contract, the investment cost and plan, the legal form of the business, foreign holdings, the project implementation timetable and the number of jobs to be created (Decree No. 94-492 establishing a List of Activities in the Sectors specified in ss. 1, 2, 3 and 27 of the Investment Incentives Code, Décret n° 94-492 portant fixation des listes des activités relevant des secteurs prévus par les articles 1, 2, 3 et 27 du Code de l’incitation à l’investissement).

If a list of the activities covered by these schemes is not drawn up as soon as the Code is promulgated, the Code will prove highly ineffective.

4.1.3. Financial anti-pollution and environmental protection incentives

Title VI of the Investment Incentives Code deals with “Anti-pollution and environmental protection measures”.

S. 37 describes a tax scheme applicable to energy saving equipment and to research into and the production and sale of renewable energies⁴¹. It has its origins in the now outdated Law No. 85-28 of 25 April 1985 encouraging Research into and the Production and Sale of Renewable Energies (*Loi n° 85-48 du 25 avril 1985 portant encouragement de la recherche de la production et de la commercialisation des énergies renouvelables*)⁴².

This scheme comprises:

- an exemption from customs duties and taxes with equivalent effect and the suspension of VAT and “consumption tax” (droit de consommation) on imported equipment with no locally manufactured equivalent (subject to prior authorisation by the ANPE);
- a specific grant (made by the De-Pollution Fund (*Fonds de Dépollution*) created in 1992).

The draft Investment Code is particularly disappointing in this respect. This scheme has simply been abolished and there is not a single reference to the term “energy”. Refuse recycling is relegated to the end of s. 38.

If these elements of the draft are not modified, it will mark a regulatory “regression” highly unfavourable to foreign investment.

4.1.4. Property law as an obstacle to foreign investment policy

The issue of property rights represents a weak point in the Tunisian regulatory framework, particularly as regards the restrictions imposed on foreign investors acquiring property and the slow speed of land registration procedures. Though it does open the door some way to an improvement in the situation, the draft Investment Code does not provide a complete response to the restrictions placed on investors in this area.

The right to own property is, of course, guaranteed in the Tunisian Constitution⁴³ and must be exercised within the limits set by law. The registration of title to land was codified in 1885 and also from the setting up of land registries. These latter are responsible, in particular, for issuing the certificates of ownership (certificats de possession) providing property details, which it is vital to obtain before commissioning any on-site studies⁴⁴. These certificates identify any objections or claims relating to a piece of land (s. 373 of the Tunisian Property Code).

The so-called “land law” (Decree of 1 July 1885, Décret du 1er juillet 1885) introduced a registration system and gave individuals the choice of staying with the old regime or applying for registration under the new law.

Mandatory land registration, as provided for in s. 4 of the Law No. 65-5 of 12 February 1965 promulgating the Property Code and referring to Decree-Law No. 64-3 of 20 February 1964 (*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*), deals with the land survey, which follows the same procedure as optional land registration.

Once a property has been registered, it falls under the provisions of Book 2 of the Tunisian Property Code. Thus, for example, once registered a right is not subject to limitation and there is no claim for ownership on the basis of possession no matter how long that possession (s. 307 Property Code).

Prior authorisation

The purchase or leasing of property and premises (with the exception of agricultural land as detailed below) by foreign private individuals or legal entities is subject to prior approval by the regional governor, except in industrial and tourist zones (pursuant to Law No. 2005-40 of 11 May 2005, *Loi n° 2005-40 du 11 mai 2005*).

In parallel with this provision, it should be noted that s. 52bis of the Investment Incentives Code describes a system under which land required for development projects can be made available for a peppercorn amount by decree on the basis of an opinion issued of the Higher Investment Commission. Given the complexity of the application procedure, this system is probably only suitable for large-scale renewable energy production projects.

⁴¹ See in particular Decree No. 94-1191 of 30 May 1994 (Décret n° 94-1191 du 30 mai 1994) and Decree No. 99-11 of 4 January 1999 (Décret n° 99-11 du 4 janvier 1999).

⁴² Published in JORT No. 34, 30 April 1985, p. 645.

⁴³ S. 14 of the Constitution of the Tunisian Republic of 1959.

⁴⁴ It takes on average 49 days to register title to land and the cost of land registration is estimated at 6.1% of the property value.

Regrettably, there is no mention of this system in the draft Investment Code.

Agricultural land

Under the current Investment Incentives Code (s. 3) it is impossible for foreigners to purchase agricultural land. Foreign companies can acquire farm holdings only by means of a long lease granted to a farming operation in which the foreign company owns less than 66 %.

In such cases, the term of the lease is up to 40 years for state-owned land and unlimited for private land (with a minimum term of three years).

Given that a project to construct a ground-based photovoltaic power station on agricultural land may represent a conflict of use. This restriction on the acquisition of land by foreign companies can constitute an obstacle to project development.

S. 8 of the draft Investment Code stipulates that “foreigners may invest in the agricultural sector but may not acquire ownership of agricultural land”. This section therefore appears to liberalise the conditions on leasing agricultural land and put an end to the upper ownership limit. Clarification on this point would nevertheless be welcome.

Finally, s. 9 authorises the acquisition of a holding of up to 30% of the capital of a Tunisian company in order to acquire agricultural land for an agricultural project. The construction of a plant for the production of electricity from a renewable energy source is not an agricultural project in the strict sense of the term, though, as this type of project is often associated with the development of an agricultural project, the scheme is encouraging. However, a more open approach to renewable energy development projects would clearly be more satisfactory.

Prohibition of emphyteutic leases [long leases conferring a right in rem]

It should also be noted that s. 191 of the Tunisian Property Code states that “the following are prohibited with effect from the date of entry into force of this Code⁴⁵: the granting of emphyteutic leases, the renewal of current emphyteutic leases and the granting of surface rights, enzel [see below] and kirdars (perpetual leases)⁴⁶”. An “enzel” right is defined

in s. 954 of the Tunisian Code of Obligations and Contracts (Code des obligations et des contrats) as “a contract by which the owner of a property (...) grants in perpetuity but subject to a repurchase option (...) ownership in and enjoyment of a property in consideration of a set and invariable sum payable annually or monthly that the other party undertakes to pay to him”.

This particular provision must be taken into account when making the property arrangements for a project as the only lease available to a developer is a long lease.

In financial terms, this means that under the current prohibition developers cannot take advantage of the usual guarantees arising out of emphyteutic leases. As a result, they cannot take out a mortgage or place a charge on a property, as is often demanded by financing bodies in addition to or in lieu of a financial guarantee.

Indivision and co-ownership

It should also be noted in passing that the other regimes applicable to property provided for in the Tunisian Property Code, such as indivision (ss. 56 et seq.), co-ownership (ss. 85 et seq.) and easements (ss. 165 et seq.), are very similar to those found in French law.

They can be useful in cases where solar panels are to be installed on the roof of an existing building requiring, for example, the creation of a co-ownership “plot” corresponding to the photovoltaic unit to be installed on the roof.

4.1.5 Restrictions on the effectiveness of guarantees and sureties

In the current state of the financial market in Tunisia, where finance is tight, guarantees are very important. Observers have noted that it may be necessary to provide guarantees of up to 150 or 200% of a loan amount. This is clearly having a restrictive effect on access to credit.

These guarantees traditionally take the form of mortgages on buildings or installations with surface rights (or on a jointly owned property) and security or pledges on equipment in the case of the installations themselves. They may also take the form of specific contractual agreements such as bank and other guarantees and on-demand guarantees.

The Tunisian Property Code also permits the granting of mortgages on land owned by developers (ss. 270 et seq. Property Code).

As far as the installation of renewable energy production equipment on buildings or land not owned but held on a

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”.

long lease by a developer⁴⁷ are concerned, the guarantees provided in setting up the project may be used as pledges. These are governed by the Tunisian Property Code (ss. 201 et seq.) under a regime fairly similar to that existing in France. Pursuant this section “a pledge is a contract by virtue of which a debtor or a third party acting in his interests delivers an item of movable or immovable property or an intangible right as security for an obligation and grants the creditor the right to be paid out of this property in priority over all other creditors should the debtor fail to discharge the debt”.

Such a pledge may be provided as security for a loan or the opening of a current account or for a future or contingent obligation, if the amount of the debt secured is quantified in the deed of pledge (s. 206). It must be drawn up in writing if it is to be binding on third parties (s. 214). The provisions governing pledges are largely satisfactory and pose no particular problems of interpretation.

In any event, and whatever the arrangement chosen for a project installing renewable energy generation plant, it is vital to request or in case of doubt to have the property boundaries marked out by a surveyor (s. 322 Property Code).

In conclusion, and notwithstanding the prohibition on emphyteutic leases, the provisions relating to guarantees and surety are generally satisfactory for the development of renewable energy projects.

4.1.6 Administrative authorisations linked to planning law

As in most countries, in Tunisia there is no “perpetual solar right” (i.e. no general principle limiting future constructions likely to reduce the solar capture potential of a site).

It should also be remembered that in order to protect a project in terms of planning law and to avoid the risk of an action to set aside or an action for demolition by a third party whose interests have been damaged, it is wise to comply with the rules on planning permission governed by the provisions of ss. 68 et seq. of the Tunisian Regional Development and Planning Code (Code de l'aménagement du territoire et de l'urbanisme, CATU).

Planning permission is required before any building, restoration or conversion works can commence.

Applications for planning permission must be submitted to the local president of the municipality in communal zones and to the governor in other zones. Pursuant to the provisions of s. 68 (2) CATU, a plan of the project drawn up by an architect registered with the Tunisian Order of Architects, must be appended to the application.

Planning permission is issued in the form of an order (*arrêté*) based on an opinion issued by a technical commission.

A technical commission is formed in each governorate or municipality by order of the Minister for Planning (Ministre chargé de l'urbanisme) at the suggestion of the relevant governor or municipality president. An order of the Ministry of Public Works, the Environment and Regional Planning of 17 April 2007 (*Ministre de l'équipement, de l'habitat et de l'aménagement du territoire du 17 avril 2007*) specifies the composition and method of operation of technical commissions ruling on planning permission (JORT, 24 avril 2007, p.1335).

The representative of the Minister for Planning has a right of veto over applications for planning permission. The processing period is 45 days from submission of the application or 60 days if a development plan is being drawn up, or 90 days, if the construction is located in certain zones specified in s. 69 CATU.

A list of the documents to be submitted with the application is specified in the order of 17 April 2007 (see above) setting out the Documents to be submitted with an Application for Planning Permission, Validity and Extension Periods and Renewal Conditions, as published in the JORT, 24 avril 2007, p.1333).

In terms of planning law there would appear to be no particular provisions discriminating against foreign investors. They are required to comply with the planning rules applicable to their project in the same way as any other investor, Tunisian or otherwise.

4.1.7 The particularities of contract performance and dispute resolution

In Tunisia, statutes occasionally make direct or indirect reference to custom (or usage). In both cases the legislator would seem to be encouraging the courts to consider custom in the interpretation of contractual relationships (in so far as it is not contrary to the law). Examples of this phenomenon include s. 243 of the Code of Obligations and Contracts which provides that “all undertakings must be performed in

⁴⁷ S. 373 of the Tunisian Property Code stipulates that in order to be binding on interested third parties property leases exceeding three years must be made public by registration on the title deed.

good faith and are binding not only in respect of that which is expressly stipulated but also in respect of any consequences which the law, usage or equity may give to the obligation by virtue of its nature“.

This having been said, there is no discrimination as regards foreign businesses who have recourse to legal action to settle a dispute arising in relation to the performance of a contract (except supply and sale agreements in which case appeal lies to the higher administrative authority, i.e. the relevant minister). Contract performance in case of dispute has been assessed by the World Bank which rates Tunisia in 76th place⁴⁸ on the basis of the results obtained. It is therefore wise wherever possible to include an arbitration clause in all contracts and to use arbitration where possible.

On this point, s. 67 of the Investment Incentives Code provides that “the Tunisian courts have jurisdiction over all disputes between investors and the Tunisian State except where an arbitration or other clause permits one or the parties to go to arbitration (...)”.

The draft Investment Incentives Code devotes more attention than its predecessor to the administrative procedures it puts in place and to the various dispute resolution procedures. For example, it provides an institutional framework by creating a national investment council chaired by the head of the Tunisian government (s. 55) and a national investment body responsible for implementing the State’s investment policy (ss. 56 and 57) – effectively a sort of one-stop-shop for investors. This is a much needed improvement, although in practical terms it remains to be seen whether the funding required to implement these measures will be forthcoming.

In terms of procedures, the draft provides for systematic recourse to conciliation, failing which s. 64 stipulates that the conciliation rules of the United Nations Commission on International Trade Law shall apply. In this respect the draft Investment Incentives Code provides welcome clarification.

4.2 The regulatory framework governing the leasing of movable assets

Leasing is a classic technique used for financing real and movable property transactions. It consists of an agreement to lease an asset (the “asset”) for a fixed and irrevocable period signed between a business (the “lessee”) and a bank or other specialist lender (the “lessor”) accompanied by an option to purchase at the end of the lease.

The advantage of leasing for the lessor lies essentially in the right of ownership its holds in the asset until the purchase option is exercised. The advantages for a business are multiple. Without wishing to provide an exhaustive list, they include the ability to optimise financing by the transferral of long-term risk to a third party and certain corporation tax advantages.

Leasing is a mechanism used frequently in France in sustainable development projects and project financing. It is designed to:

- finance a range of measures, which fall within the parameters of the development of photovoltaic energy following an assessment of the financial cost of the measure and selection of the type the choice of financial support (investment subsidy) to mitigate the low investment profitability and risks;
- provide collateral for transactions through effective guarantees and sureties (security deposits, financial guarantees, mortgages, etc.).

In France, a specific funding scheme has been created using tailor-made companies (called “energy savings finance companies” or sociétés de financement des économies d’énergie, SOFERGIE⁴⁹). SOFERGIEs are financial companies which specialise in the provision of funding through real and movable asset leasing, rental and credit solutions for investments designed in particular to save energy or protect the environment.

The principle behind the mechanisms offered by these SOFERGIE companies is the funding of investments designed to produce renewable energies through real and movable asset leasing and rental solutions. The lessor purchases the equipment in place of the business under a set of contractually agreed provisions, then leases it to the business for the term of the leasing agreement. At the end of the agreement, the business may buy the asset at its residual value, return it to the lessor or continue to lease it.

In France, the SOFERGIE scheme is used to optimise finance conditions and obtain tax advantages specific to leasing. The features of the scheme are as follows:

⁴⁹ SOFERGIES are specialist companies accredited to provide finance. They are credit institutions governed by the French Monetary and Financial Code (Code monétaire et financier). They must be accredited by the Prudential Regulation Authority (Autorité de Contrôle Prudentiel) which is also responsible for their regulation. They must comply with the relevant banking regulations under which they are required to observe a number of risk hedging and separation ratios.

⁴⁸ World Bank – Doing Business Report 2012 – Tunisia.

- financing of up to 100% of the investment (including all consultancy costs and fees);
- integration of any subsidies received into the finance package;
- by deciding to exercise its purchase option at the end of the agreement the lessee can become the owner of the investment it has selected, made and operated;
- where the asset is financed through leasing and if the property element of the investment is less than 20% of the total investment amount, this property element can be depreciated over the same period as the movable asset;
- the lessee leases the equipment: payments made under the leasing agreement are counted as operating expenses and can be included in the profit and loss account while the asset itself does not appear on the balance sheet.

The advantage of using this scheme lies principally in the flexibility gained by spreading the investment finance over time. The repayment period can be adjusted in line with the intrinsic profitability of the transaction, the agreements related to its performance (including the electricity supply contract) and any legislative and regulatory constraints.

The question is to what extent this scheme can be used within a Tunisian framework for financing the construction of electricity generating plants, particularly those using photovoltaic energy.

4.2.1 The characteristics of the leasing regime in Tunisia

Leasing first appeared in Tunisia in 1984 and continued to develop until 1994 without any specific regulatory framework under the provisions of ordinary law. The current regime, its key points being very similar to those governing leasing arrangements in France, was created by Law No. 94-89 of 26 July 1994 (*Loi n° 94-89 du 26 juillet 1994*).

S. 1 of Law No. 94-89 describes leasing as “a transaction involving the leasing of plant, equipment or property purchased or made in order to be leased by the lessor, who retains ownership thereof, and intended to be used in professional, commercial, industrial, agricultural, fishing or service activities”.

This statute also stipulates that during the term of the lease and by agreement with the lessor the lessee may acquire all or part of said plant, equipment or property. The leasing agreement must be in writing and contain the following provisions:

- the term of the agreement;

- a fixed payment throughout the term of the agreement (generally monthly or quarterly);
- the lessee bears all the risks, costs and charges arising from its enjoyment of the leased asset;
- the conditions of the customer’s purchase option.

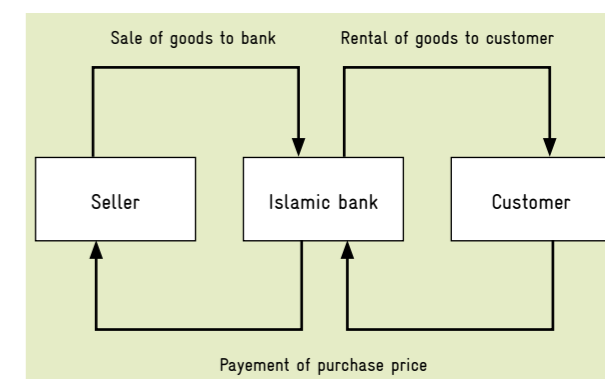
As in France, leasing is regarded as a credit transaction and may only be offered by accredited banking institutions regulated by the Central Bank of Tunisia.

At the lessor’s request leasing transactions relating to plant and equipment must be recorded in a register kept at the registry of the court with geographical jurisdiction for the lessee’s main place of business (place of company registration). This entry includes all the information needed to identify the parties and the leased asset.

In terms of specific tax schemes applicable to electricity generating plant, we have identified just one piece of legislation, Decree No. 2008-492 (*Décret n° 2008-492 du 25 février 2008*), which sets the depreciation rate for “electricity and gas plant – a) electricity production, transmission and distribution plant” at 5%.

It should also be noted that the 2012 Tunisian budget law promulgated on 31st December 2011 extended the tax regime applicable to leasing transactions to “ijara” financing transactions⁵⁰, an Islamic finance mechanism comprising a rental agreement with purchase option very similar to leasing. The regime was extended to cover such transactions to meet the needs of investors unwilling to use conventional finance mechanisms. The details of this scheme are given in Appendix 9 below.

Fig.: How “ijara” works



⁵⁰ Jérôme LASSERRE CAPDEVILLE, “The Principles of Islamic Finance: presentation and illustration” (Les principes de la finance islamique: présentation et illustration) in *Revue de Droit bancaire et financier* No. 2, March 2011, study 3.

To use this mechanism for a roof-mounted photovoltaic electricity generating plant construction project (cf. above), it is necessary to check and set up a certain number of (i) property and (2) planning rules applicable in Tunisia but there is no legal obstacle to foreign investment companies using this leasing mechanism under the current regulatory framework.

4.3 Energy Service Companies (ESCO)

4.3.1 Using ESCOs in Tunisia

As early as the 1980s Tunisia adopted a proactive policy supporting energy efficiency research programmes. The Tunisian National Energy Management Agency, or ANME, created in 1986, was tasked with implementing the government's policy in this area of energy management.

In 2005, Tunisia launched an ambitious programme comprising various initiatives including the promotion of mandatory periodic energy audits, a consultation process for energy consumer projects, thermal regulations for buildings, energy substitution and the use of Energy Service Companies (ESCO*).

These ambitious plans were completely in line with European energy policy and provided a regulatory framework for the implementation of Energy Performance Contracting (EPC).

Directive 2006/32/EC of 5th April 2006 on Energy End-Use Efficiency and Energy Services defines EPC as “a contractual arrangement between the beneficiary and the provider (normally an ESCO) of an energy efficiency improvement measure, where investments in that measure are paid for in relation to a contractually agreed level of energy efficiency improvement”.

Art. 3 goes on to describe EPC as one of the “financial instruments for energy savings” alongside “contracts that are made available to the market place by public or private bodies in order to cover partly or totally the initial project cost for implementing energy efficiency improvement measures;”⁵¹.

As professional energy companies offering a wide range of energy solutions designed specifically to create energy savings, ESCOs provide an even more comprehensive energy solution than energy performance contracting.

⁵¹ A Guide to Energy Performance Contracting in Public Works intended for Public Bodies and Operators. Department of the Commissioner-General for Sustainable Development – Economy and Integration of Sustainable Development Department, 2011.

4.3.2 The principal characteristics of ESCOs

In general terms, an ESCO operates as follows:

Stage 1: Performance of a detailed legal and technical feasibility study

Stage 2: Design of the studies required to implement solutions to provide and guarantee energy savings

Stage 3: Monitoring and maintenance of the plant installed throughout the term of the contract entered into with the building end-user (or owner).

The energy cost savings achieved thanks to the signature of the agreement between the end user and the ESCO are used to repay the initial investment cost over a period of 5 to 20 years.

The purpose of the ESCO is therefore to assume the “performance risk” involved in the project as defined in the contract. As a result the end user and the ESCO must define the following in their agreement:

- the sums/funds required to finance the energy savings project;
- the planned energy savings threshold;
- a profit-sharing formula, which may vary according to the amount of investment and the term of the contract.

It is therefore clear that the level of savings guaranteed by an ESCO depends on (i) the level of initial investment, (ii) the reliability of subsequent energy efficiency measures and controls and (iii) the term of the agreement entered into between the ESCO and the end user. Taken together, these three criteria may be seen as representing a high-risk model for contractors, particularly since any payment guarantees they are able to obtain from their users will be of little use in the event of insolvency.

End user, by contrast, will have to resolve the issues of (i) the solvency of the ESCO, which should be able to provide a financial guarantee against any shortfall and (ii) its ability to monitor and intervene in the project (including corrective measures).

In France, the use of ESCOs was regulated under the Grenelle Environment Round Table (Grenelle Environnement), the current definition of the term being “any company, whatever its principal sector of activity, acting as a contractor to a contracting authority which carries out works or supplies goods or services designed to reduce energy consumption under the terms of an energy performance contract”.

The core elements of energy performance contracting

Under these provisions, an energy performance contract must contain the four core elements set out below as defined in the “Energy Performance Contract” checklist published by the French Ministry of Sustainable Development (*Ministère du Développement Durable*)⁵²:

1. Purpose

The purpose of all energy performance contracts is, firstly, to improve the energy performance of a building, i.e. to reduce its energy consumption and, secondly, to improve service levels based on a contractually agreed reference position describing all the energy performance characteristics of the building on the effective date of the contract. The determining purpose driving two parties to enter into an energy performance contract must be the achievement of energy savings, not the performance of works or the provision of goods or services, even if they are associated with contractually agreed energy performance levels.

2. Investment

All energy performance contracts involve an investment, whether tangible or intangible, in works, goods or services designed to improve energy performance. This investment is designed to modify the energy characteristics of the building in order to improve energy performance. The cost of this investment is borne by the contracting authority where the energy performance contract falls within the scope of the Public Procurement Code (Code des marchés publics). Where the energy performance contract falls under the scope of Order No. 2005-649 of 6 June 2005 on Contracts awarded by certain Public or Private Entities not subject to the Public Procurement Code or Order No. 2004-559 of 17 June 2004 on Partnership Agreements (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), on the other hand, the cost of the investment may be borne either by the contracting authority or by the ESCO.

3. Energy performance guarantee

The primary obligation of the contractor is to “guarantee” an improvement in energy performance by means of the investments made whilst providing the contractually agreed level of service throughout the term of the contract. The energy performance guarantee requires the contractor to compensate the contracting

authority for any prejudice suffered as a result of a failure to achieve the energy performance improvement targets. The contractor is required to pay compensation corresponding to the economic equivalent of all or part of the difference between the contractually guaranteed volume of energy and the energy actually consumed and measured. In certain cases this compensation may take the form of additional works. If energy performance is improved beyond the contractually agreed target, the contractor receives a share of the additional energy savings made.

4. Energy performance measurement

The energy performance improvement target guaranteed must be measured and checked during the term of the contract. Accordingly, the energy performance guarantee must relate to measurable data which must be specified in a contractually agreed and objective protocol signed by both parties.

There are three types of contract depending on the objectives of the parties involved:

- “Goods and services” energy performance contracts:
 - Type of services: these contracts provide for the supply of plant (adding to, modifying or replacing existing plant) by the contractor, which is also responsible for its operation and maintenance throughout the term of the contract;
 - Preferred equipment type: boilers, heat pumps;
 - Level of investment – self-financing capacity: investment limited and can often be self-financed through cost savings;
- “Works and services” energy performance contracts:
 - Type of services: these contracts provide for the design and performance of works on existing buildings;
 - Preferred equipment type: particularly waterproofing;
 - Level of investment – self-financing capacity: high level of investment, which is difficult to self-finance through cost savings alone; it may be possible to optimise this cost through a finance arrangement such as a lease or long-term agreement with a photovoltaic developer;
- “Full services” energy performance contracts:
 - Type of services: these contracts provide for both the design and building of plant and for works on existing buildings;
 - Preferred equipment type: works and plant;
 - Level of investment – self-financing capacity: investment limited and can often be self-financed by cost savings

⁵² http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/DGALN_Presentation_generale_clausiers_CPE.pdf

4.3.3 The regulatory framework applicable to ESCOs in Tunisia

Under Tunisian legislation, ESCOs are dealt with in Law No. 2004-72 of 2nd August 2004 on Energy Management (*Loi n° 2004-72 du 2 août 2004 relative à la maîtrise de l'énergie*), which stipulates that “energy management measures shall cover all programmes and projects designed to improve levels of energy efficiency and to diversify energy sources within the framework of the State’s energy policy, notably through:

- the periodic mandatory energy audit;
- prior consultation on energy consumer projects;
- the use of energy service companies;
- (...) the promotion of renewable energies (...)” (s. 3 Law No. 2004-72).

The entities to which this regime applies, and are therefore required to carry out mandatory periodic energy audits, are those listed in Decree No. 2004-2144 of 2 September 2004 (*Décret n° 2004-2144 du 2 septembre 2004*), whose total energy consumption exceeds the capacity thresholds⁵³ set out below:

- industrial sector entities whose consumption is greater than or equal to 1,000 toe;
- transport, tertiary and residential sector entities whose total energy consumption is greater than or equal to 500 toe.

In addition, any entity not subject to the audit requirement which carries out extension works resulting in an increase in its total energy consumption beyond the thresholds specified must notify the ANME within three months of completion of the extension works and carry out an energy audit or risk a fine of TND 5,000 to 10,000). Continuing in the same vein, Decree No. 2005-2234 of 22 August 2005 setting the Rate and Amounts of Grants made for Measures falling under the Energy Management Regime (*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*) provides for a grant of 50% of energy costs up to TND 20,000⁵⁴ and a grant of 20% of investment cost for energy management projects run under performance contracts up to the following amounts:

(Max) grant	Entities whose total average annual energy consumption does not exceed the values set out below (in toe)
TND 100,000	4,000
TND 200,000	4,000 to 7,000
TND 250,000	More than 7,000

Under this law, energy consumers can enter into contracts with energy service companies in order to make energy consumption savings (s. 6 Law No. 2004-72).

⁵³ Published in the JORT No., 14 September 2004.

⁵⁴ This decree also provides for a grant of 50% of the total cost of a demonstration project approved by a performance contract with a maximum value of TND 100,000.

5.

CONCLUSION



TUNISIA

Tunisia is currently undergoing a period of political, economic and energy transition which is crucial for its future. The challenges are great. The National Conference on Energy Transition held in 2013 highlighted the importance of the energy efficiency promotion measures supported by the ANME as “*having generated tangible energy savings*”⁵⁵. They also underlined the urgent need to accelerate the transition process and to limit and contain Tunisia’s energy deficit.

However, this acceleration is dependent on funds, which are difficult to mobilise.

Difficult firstly because Tunisia needs significant finance to set up a new regulatory and institutional framework and because it is, like many countries, a victim of the current economic crisis, which is limiting access to credit.

Difficult, too, because against this backdrop the financial system and banks in particular are seeking to reduce their leverage and long-term assets, particularly in light of the targets set by the Basel III Agreement adopted in 2010, which came into force in 2013⁵⁶.

This situation has a direct impact on the financing of renewable energy development projects, 70 to 80% of which involve medium- or long-term borrowing (on average 15 to 20 years).

It also means that any assessment of possible avenues of developing the foreign private investment in the renewable energies sector must necessarily involve a systematic search for the least expensive option.

These avenues of strategic development can be divided into two main categories, which are nevertheless closely inter-linked. Firstly, those dependent on the institutional and regulatory framework in Tunisia and, secondly, those which are more or less directly dependent on a system of financial aid.

In considering avenues of development dependent on Tunisia’s institutional and regulatory framework, it is important to consider two principles:

- **Legislative security:** this principle requires a stable and predictable institutional and regulatory framework. All investors need stability for project development and financing. At project level, development lead times (the time required to obtain the necessary authorisations and permissions) can vary from one to three years depending on the complexity and size of the project and a project’s success will depend on a great extent on how far the developer can be sure of a stable regulatory framework⁵⁷.

In the case of Tunisia and based on the overview given above, it is clear that there is an urgent need to clarify the terms of access to the private sector for investors through the draft Investment Code. This legislation could prove an excellent means of accelerating foreign private project investment in particular and make an immediate impact on financing options without placing a burden on public finance.

- **Transparency:** the ANME sums up this principle as the “truth about the price of electricity”. This issue relates to the need to have an understanding of exactly how the price of electricity is calculated and its actual cost. For example, the ANME notes that “*direct and indirect energy subsidies exploded in 2012 to reach TND 5.3 billion*”, a situation which cannot last forever and which will have an immediate impact on the cost of electricity given the growing demand for energy.

As regards avenues of development requiring financial aid, and subject to the reservations set out above in relation to the draft law on the “production of electricity from renewable energies”, this study has shown the benefits of a constant effort to promote the following schemes:

- **autoproduction:** this appears to be the most appropriate scheme in terms of Tunisia’s energy balance. In addition, used on a wide scale it would resolve the issue of power cuts during periods of peak demand and relieve the State of the burden of compensating large consumers affected by power cuts. A financial simulation should be carried out to check the scheme’s adaptability under current conditions.
- **IPPs:** similar to public/private partnerships, if this programme were liberalised (through the Investment Code in particular) and made more systematic, it would be possible for private operators to construct sizeable power plants;

⁵⁵ ANME “The Development of the Rational Use of Energy in Tunisia – A Summary of the 2013-2020 Action Plan – June 2013.

⁵⁶ The Basel III Accord adopted at the end of 2010 aims to strengthen the banking sector and avoid the collapse of the financial system, in particular by ensuring better bank capital adequacy. It puts forward a set of new prudential rules to be implemented by financial institutions between 2013 and 2019 designed to reduce the risk of bank defaults through: (1) the redefinition of capital requirements, (2) the introduction of a capital buffer as part of the capital requirement, (3) changes in relation to share weighting and (4) the introduction of a maximum debt ratio and improved liquidity risk monitoring measures.

⁵⁷ In France, the retroactive purchase tariffs scheme has proved a financial disaster for many photovoltaic development companies.

- **energy performance:** the results achieved using the tools available to meet these targets are encouraging but further work is required to facilitate their development by extending their scope of application to include investors;
- **leasing:** the possibility of bank guarantees for leasing agreements forms part of the current discussions around the possibility of creating a dedicated guarantee fund, which would provide reassurance for all parties to the leasing agreement and reduce the risks for banks. In the longer term it might also be possible to consider grouping together similar projects to open up better financing opportunities (programme bonds);

In more general terms, the financing of this type of project through specialist banks at very low rates as shown by the experience of the Kreditanstalt für Wiederaufbau in Germany, which gives 1% loans for renewable energy development projects and public/private risk sharing (or the Green Investment Bank in the United Kingdom);

- **tax incentives:** the Investments Incentive Code still in force makes provision for a range of tax incentives (exoneration from customs duties, etc.), which should be included in the Investment Code currently under 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

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 «Nuits» :

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 «Nuits» :

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 » (Pr) déterminée par la formule suivante :

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

❖ 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 autorisée en pointe été : P pé = kW
- * Puissance autorisée en jour : P j = kW
- * Puissance autorisée 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 (Pr') :
- ✓ 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 (Pr') 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 (Pr') 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 (Pr'), 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 [(Pr) - (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.

❖ 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 »

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 $\cos \phi$ 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 $\cos \phi$ compris entre 0,79 et 0,75

1 % par centième de $\cos \phi$ compris entre 0,74 et 0,70

1,5 % par centième de $\cos \phi$ compris entre 0,69 et 0,60

2 % par centième de $\cos \phi$ 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 »

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

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 : CESSION

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 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 relevés 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 assurée 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 relève : 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 réglementaire 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 réglementaire 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 publiques 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 tendanciel 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 Investissements 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
		[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
	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		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 :

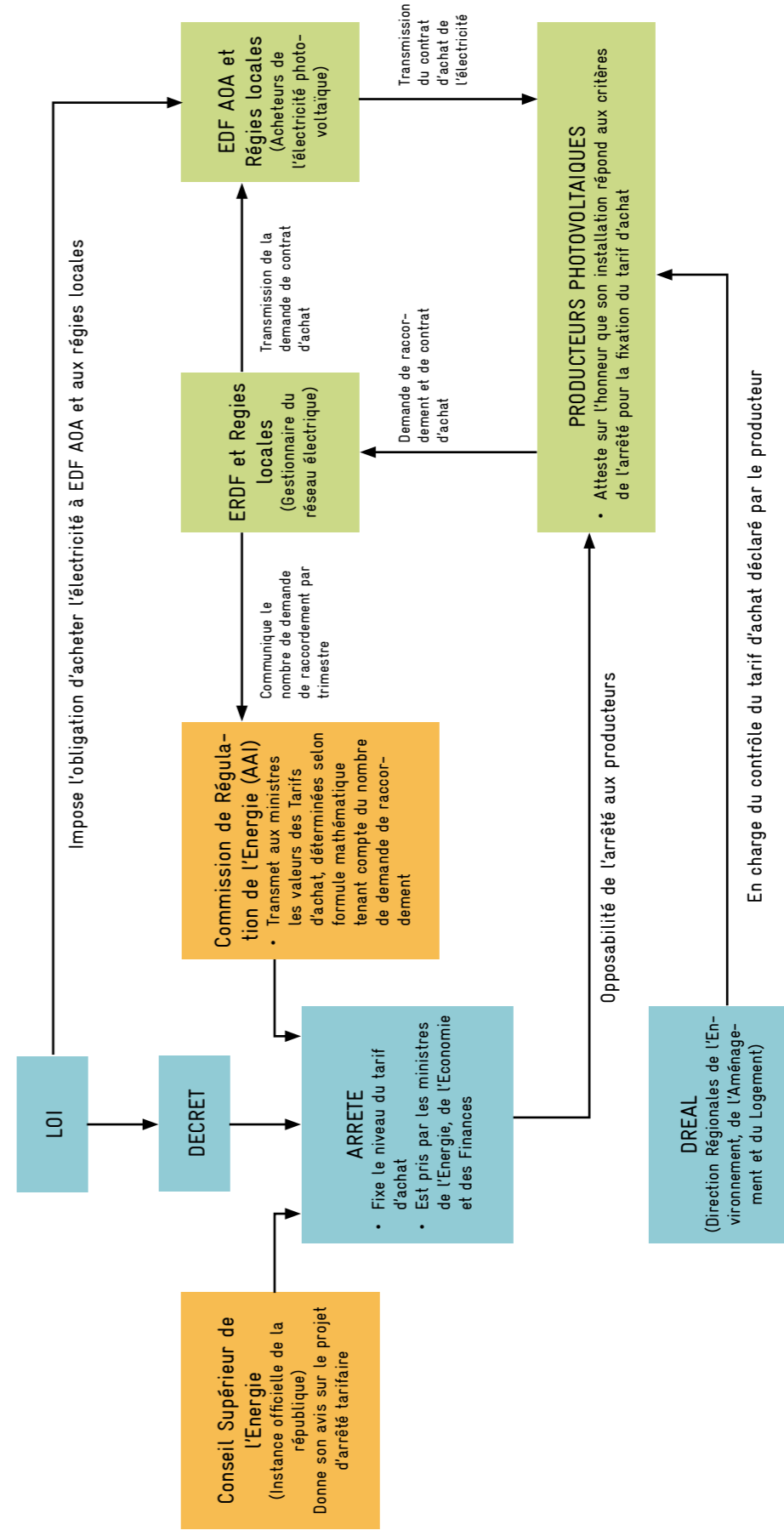
- Le système photovoltaïque est installé sur la toiture d'un bâtiment clos (sur toutes les faces latérales) jet couvert, assurant la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités.
- L'installation photovoltaïque est installée dans le plan de la toiture au sens défini à l'annexe 5 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.
- Nejb Osman, Tunisie : une politique nationale d'efficacité 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 vers 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

Registered offices
Bonn and Eschborn, Germany

E info@giz.de
I www.giz.de