



giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Le potentiel du photovoltaïque dans les secteurs agricole et agroalimentaire en Tunisie



Publié par :
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Sièges de la société
Bonn et Eschborn, Allemagne

B.P. 753
1080 Tunis-CEDEX, Tunisie
T +216 71 967-220
F +216 71 967-227

E giz-tunesien@giz.de
I www.giz.de

Désignation projet :
Renforcement du Marché Solaire (RMS)

Auteurs :
Hakim Zahar et Abdelkarim Ghezal (GFA), Tunis

Conception :
COM'IN, Tunis

Crédits photos :
GIZ et www.shutterstock.com

Renvois et liens :
Les contenus de sites externes liés relèvent de la responsabilité des fournisseurs ou hébergeurs de ces sites.
La GIZ se démarque expressément de tels contenus.

Sur mandat du
Ministère fédéral allemand de la Coopération économique et du Développement (BMZ)

La GIZ est responsable du contenu de cette publication.

Tunis, Novembre 2019

Le potentiel du photovoltaïque dans les secteurs agricole et agroalimentaire en Tunisie

Table des Matières

Table des matières	2
Liste des graphiques	4
Liste des tableaux	6
Liste des abréviations	7
I. Introduction	8
II. Présentation sommaire du secteur agricole	12
2.1. Politique Tunisienne Agricole	13
2.2. La structure des exploitations agricoles en Tunisie	14
III. Présentation sommaire des industries agroalimentaires	18
IV. Analyse de la consommation électrique du secteur agricole et agroalimentaire	20
4.1. L'Accès à l'Électricité des Exploitations Agricoles	21
4.2. Consommation Électrique du Secteur Agricole	24
4.3. La Consommation Électrique du Secteur Agroalimentaire	26
4.4. Tarifs Appliqués à l'Energie Électrique Consommée	29
4.4.1. Les Tarifs de l'Électricité en Basse Tension	29
4.4.2. Les Tarifs de l'Électricité en Moyenne Tension	32
4.5. Évolution du Prix de Vente du Gasoil	34
V. Le photovoltaïque dans les secteurs AGR/IAAA	36
5.1. Le Gisement Solaire Tunisien	37
5.2. Objectifs de Développement de l'Autoproduction par le PV	39
5.3. Cadre Réglementaire de l'Autoproduction par le PV	41
5.4. Procédures de Réalisation des Projets d'Autoconsommation PV	44
5.4.1. Projets Raccordés au Réseau BT	44
5.4.2. Projets Raccordés au Réseau MT	45
5.5. Cadre Incitatif du PV dans le Secteur AGR/IAA	47
5.6. Intégration du PV dans le Secteur AGR/IAA	48
5.6.1. Installations PV Raccordées au Réseau Électrique	48
5.6.2. Installations PV Non Raccordées au Réseau Électrique	49
VI. Potentiel technique du PV raccordé dans le secteur AGRicole	54
6.1. Potentiel du PV pour l'Autoconsommation Raccordée au Réseau BT	55
6.2. Potentiel du PV pour l'Autoconsommation Raccordée au Réseau MT	56
VII. Potentiel technique du PV raccordé dans le secteur agroalimentaire	60
VIII. Potentiel technique du PV non raccordé dans le secteur agricole	64
IX. Rentabilite economque du PV raccordé au réseau	68
9.1. Rentabilité Économique du PV raccordé au réseau BT	69
9.1.1. Pour le Secteur Agricole	69
9.1.2. Pour les Industries Agroalimentaires	71
9.2. Rentabilité Économique du PV raccordé au Réseau MT	72
9.2.1. Rentabilité pour le Secteur Agricole	72
9.2.2. Rentabilité dans le Secteur Agroalimentaire Raccordé en MT	76
X. Rentabilite économique du PV non raccordé au reseau	80
XI. Conclusions et potentiel technico-économique	84

Liste des graphiques

Figure 1	Superficies et Nombre des Exploitations Agricoles _____	15
Figure 2	Structures des Exploitations Agricoles au Gouvernorat de Jendouba _____	15
Figure 3	Structures des Exploitations Agricoles au Gouvernorat de Sfax _____	16
Figure 4	Structures des Exploitations Agricoles au Gouvernorat de Gabès _____	16
Figure 5	Nombre d'Entreprises Actives dans le Secteur Agroalimentaire _____	19
Figure 6	Taux d'Électrification des Exploitations Agricoles par Superficies _____	21
Figure 7	Evolution du Nombre des Exploitations Agricoles raccordées au Réseau BT pour la Période 2005-2015 _____	22
Figure 8	Nombre d'Exploitations Agricoles pour les Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès _____	22
Figure 9	Evolution du Nombre des Exploitations Agricoles raccordées au Réseau MT pour la Période 2005-2015 _____	23
Figure 10	Evolution de la Consommation Électrique du Secteur Agricole raccordé en MT pour la période 2005-2015 _____	24
Figure 11	Répartition de la Consommation Électrique par poste horaire des Gros Consommateurs MT pour l'Année 2015, _____	25
Figure 12	Evolution de la Consommation Électrique du Secteur Agricole raccordé en BT pour la période 2005-2015 _____	25
Figure 13	Evolution de la Consommation Électrique Totale du Secteur Agricole pour la période 2010-2015 _____	26
Figure 14	Évolution du Nombre des Industriels Agroalimentaires raccordés en MT pour la période 2010-2015 _____	27
Figure 15	Répartition de la Consommation Électrique des IAAs entre Grandes et Autres Entreprises en 2015 _____	27
Figure 16	Évolution de la Consommation Électrique des IAAs pour la période 2010-2015 _____	28
Figure 17	Répartition de la Consommation Totale des IAAs en BT et MT pour 2015 _____	29
Figure 18	Évolution du Tarif Électrique BT pour le Secteur AGR/IAA autre que pour l'Irrigation pour la période 2000-2018 en millimes/kWh _____	30
Figure 19	Régime horaire pour les usages d'irrigation en Basse Tension _____	31
Figure 20	Évolution du Tarif Électrique BT pour l'Irrigation pour la période 2000-2018 en millimes/KWh _____	31
Figure 21	Évolution du Tarif Électrique MT pour la période 2000-2019 _____	32
Figure 22	Évolution du Tarif MT pour le Pompage d'eau pour la Période 2008-2018 _____	33
Figure 23	Évolution des Tarifs MT à Postes Horaires pour la période 2000-2018 _____	34
Figure 24	Évolution du Tarif du Gasoil en Tunisie pour la période 2000-2019 _____	35
Figure 25	Consommation Énergétique des IAAs en 2016 _____	35
Figure 26	Niveaux d'Ensoleillement et production des systèmes solaires PV en Tunisie, Courtoisie de Solar Ressource Map _____	37
Figure 27	Production solaire PV mensuelle en kWh/kWc pour la région de Tunis _____	38
Figure 28	Profils Journaliers de la Production du Solaire PV pour la région de Tunis _____	38
Figure 29	Répartition des Projets d'Énergies Renouvelables Futurs par Type _____	40
Figure 30	Evolution du PV pour les Clients BT hors résidentiels et MT dans le cadre des projets d'autoproduction pour la période 2015-2030 _____	40
Figure 31	Principales Phases de Réalisation des projets Solaires PV Raccordées au Réseau BT pour l'autoconsommation _____	45
Figure 32	Principales Phases de Réalisation des projets Solaires PV Raccordées Au Réseau MT pour l'autoconsommation _____	46
Figure 33	Répartition des projets PV en MT selon leurs puissances _____	49
Figure 34	Evolution du nombre et de la puissance des SPIS installés _____	50
Figure 35	Répartition régionale des installations de pompage solaire _____	51
Figure 36	Prix HTVA des SPIS installés en 2017 et 2018 _____	52
Figure 37	Potentiel du Solaire PV raccordé au réseau BT par Région _____	55
Figure 38	Potentiel du Solaire PV raccordé au réseau BT pour les 3 Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès _____	56
Figure 39	Potentiel "Réglementaire" du Solaire PV raccordé au réseau MT pour le Secteur Agricole _____	57
Figure 40	Potentiel "Réglementaire" du Solaire PV raccordé au réseau MT pour le Secteur Agricole _____	58
Figure 41	Potentiel "Réglementaire" du Solaire PV raccordé au réseau MT pour les IAAs _____	62
Figure 42	Potentiel Total du Solaire PV raccordé en MT pour les IAAs dans les 3 Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès _____	63
Figure 43	Répartition du potentiel solaire PV non raccordée selon les régions _____	66
Figure 44	Potentiel des superficies pouvant être équipées par des pompes solaires PV _____	67
Figure 45	Temps de retour en fonction des tarifs d'électricité _____	71
Figure 46	Flux de trésorerie cumulé pour les projets solaires des IAAs en BT _____	72
Figure 47	Flux de trésorerie des projets solaires pour le secteur agricole en MT / Tarif à postes horaires _____	73
Figure 48	Flux de trésorerie pour les projets solaires agricoles en MT à tarif uniforme _____	75
Figure 49	Projets PV MT-Uniforme : Bilan de l'énergie autoconsommée et des excédents _____	75
Figure 50	Flux de trésorerie cumulé pour les projets IAAs en MT à postes horaires (Puissance : 2.9 MWc) _____	77
Figure 51	Flux de trésorerie cumulé pour les projets IAAs en MT à postes horaires (Puissance : 1 MWc) _____	77
Figure 52	Bilan de l'énergie autoconsommée et des excédents pour les projets IAAs en MT à postes horaires _____	78
Figure 53	Flux de trésorerie des projets IAAs en MT à tarif uniforme _____	79
Figure 54	Flux de trésorerie cumulé pour les projets de pompage solaire non raccordés au réseau _____	82

Liste des tableaux

Tableau 1	Superficie moyenne et Nombre des Exportations Agricoles	16
Tableau 2	Taux d'Électrification des Exploitations Agricoles par Gouvernorat	22
Tableau 3	Consommations Électriques des Exploitations Agricoles pour les 3 Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès en 2015,	26
Tableau 4	Nombre des Industries Agroalimentaires pour les Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès en 2015	27
Tableau 5	Consommation Électrique des IAAs raccordées au réseau MT dans les Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès,	28
Tableau 6	Tarif Électrique BT pour le Secteur Agr/IAAs autre que pour l'Irrigation de Septembre 2018	30
Tableau 7	Tarif Électrique BT pour l'Irrigation de Septembre 2018	31
Tableau 8	Évolution d Tarif MT Uniforme pour la période Janvier 2017- Octobre 2018	32
Tableau 9	Horaires des Postes Horaires MT pour l'Irrigation Agricole et les Autres Usages	33
Tableau 10	Tarif MT par poste horaire pour l'Irrigation Agricole et pour les Autres Usages - Mars 2019	33
Tableau 11	Capacités Électriques Renouvelables Projetées en Tunisie pour les Horizons 2020, 2025 et 2030	39
Tableau 12	Dispositions Régissant les Projets Solaires PV d'Autoproduction raccordés au réseau BT	42
Tableau 13	Dispositions Régissant les Projets Solaires PV d'autoconsommation raccordés au réseau MT	43
Tableau 14	Avantages Accordés par le FTE et le FTI pour les Projets Solaires PV	47
Tableau 15	Projets solaires raccordés au réseau BT approuvés par l'APIA	48
Tableau 16	Répartition des installations solaires MT selon les gouvernorats	49
Tableau 17	Répartition des puissances des installations de pompage solaire	51
Tableau 18	Variation des prix des SPIS soumis FTE en fonction de leurs puissances	52
Tableau 19	Nombre de projets de pompage solaire approuvés dans le cadre du FTI aux différents gouvernorats (2017-2018)	53
Tableau 20	Variation des prix des SPIS soumis au FTI en en fonction de leurs puissances	53
Tableau 21	Potentiel du Solaire PV Raccordé en MT pour les IAAs dans les 3 Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès	62
Tableau 22	Répartition du potentiel du pompage solaire non raccordé selon les gouvernorats	66
Tableau 23	Flux de trésorerie cumulée pour les projets solaires agricoles en BT	70
Tableau 24	Répartition des économies réalisables sur les factures électriques des IAA en BT	71
Tableau 25	Evolution des temps de retour en fonction de la puissance solaire installée	74

Liste des abréviations

AGR	Agricole
ANME	Agence Nationale pour la Maitrise de l'Énergie
APIA	Agence de Promotion des Investissements Agricoles
APII	Agence de Promotion de l'Industrie et l'Innovation
BT	Basse Tension
CTER	Commission Technique de Production Privée d'Electricité à partir des Energies Renouvelables
DT	Dinar Tunisien
UE	Union Européenne
FTE	Fonds de Transition Energétique
FTI	Fonds Tunisien de l'Investissement
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH
GWh	Gigawatt-heure
Ha	Hectare
IAA	Industries Agroalimentaires
ktep	Kilotonne d'équivalent pétrole
kW	kilowatt
kWc	kilowatt crête
m ³	mètre cube
MARHP	Ministère de l'Agriculture, des Ressources Hydrauliques et de la Pêche
MENA	Moyen-Orient et l'Afrique du Nord (Middle East and North Africa)
Moi.	Million
MT	Moyenne Tension
MWc	Mégawatt crête
MWh	Mégawatt-heure
PIB	Produit intérieur brut
PST	Plan Solaire Tunisien
PV	Photovoltaïque
RMS	Projet Renforcement du Marché Solaire
SPIS	Systèmes de Pompage et d'irrigation Solaires
STEG	Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz
TRI	Taux de rentabilité Interne
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
VAN	Valeur Actualisée Nette
UTAP	Union Tunisienne de l'Agriculture et de la Pêche

I. Introduction

Avec les prix des produits pétroliers et de l'énergie électrique qui ne cessent d'augmenter, les charges liées à la consommation d'énergie sont devenues plus lourdes et ont contribué à l'augmentation des prix de revient des produits agricoles. Cette situation exige des agriculteurs et des industriels agroalimentaires l'optimisation de leur consommation et le recours aux alternatives plus économiques pour assurer leur approvisionnement énergétique et améliorer la compétitivité de leurs produits.

Dans ce contexte, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) peut être considérée comme alternative favorable pour les agriculteurs et les industries agroalimentaires (IAA) afin de réduire leurs factures énergétiques. En effet, la technologie du PV a connu d'importants progrès en termes de sa performance technique et de la réduction des coûts d'investissement. Le gouvernement a mis en place des programmes pour appuyer les investissements dans le secteur agricole et pour favoriser la transition vers les énergies renouvelables.

Toutes ces considérations militent en faveur de l'introduction des systèmes solaires PV pour l'autoproduction de l'électricité pour les différentes filières du secteur agricole et des IAA raccordées au réseau électrique ainsi que pour le pompage de l'eau destinée à l'irrigation au niveau des exploitations agricoles qui ne sont pas proches du réseau de la STEG.

Dans ce cadre, l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME) et l'Agende de Promotion des Investissements Agricoles (APIA), avec l'appui de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, ont élaboré en 2016 l'étude intitulée «Opportunité du Solaire Photovoltaïque dans les Secteurs Agricole & Agroalimentaire». L'objectif était d'analyser le potentiel du PV et d'analyser l'opportunité économique de l'intégration de cette technologie au niveau des segments suivants :

- Les exploitations agricoles raccordées à la Basse Tension (BT) ;
- Les exploitations agricoles raccordées à la Moyenne Tension (MT) ;
- Les entreprises agroalimentaires raccordées à la Moyenne Tension ;
- Le pompage solaire photovoltaïque.

Depuis la réalisation de cette étude, le cadre régissant le développement des énergies renouvelables en Tunisie a connu des changements profonds, notamment sur les plans réglementaires et incitatifs dont on peut citer en particulier :

- La publication des textes d'application de la loi n° 2015-12 relative à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables ;
- La mise en place d'un nouveau cadre incitatif pour encourager le recours aux énergies renouvelables dans le secteur agricole grâce à la nouvelle loi sur l'investissement ;
- L'adoption d'un nouveau décret régissant les interventions du Fonds de Transition Energétique (FTE).

Suite à ces changements, le Comité de Réflexion sur la promotion du PV dans les secteurs agricole et agroalimentaire, mis en place en 2016 regroupant l'APIA, l'ANME, le Ministère de l'Agriculture, des Ressources Hydrauliques et de la Pêche (MARHP), l'Union tunisienne de l'Agriculture et de la Pêche (UTAP) et l'Agence de Vulgarisation et de la Formation Agricoles (AVFA), a recommandé la mise à jour de l'étude.

Appuyé par le projet « Renforcement du Marché Solaire (RMS) », mandaté par le Ministère fédéral de la Coopération Economique et du Développement en Allemagne et réalisé par la GIZ et l'ANME, l'étude vise à considérer les impacts ces changements parvenus au niveau du cadre régissant le PV et à tenir compte les évolutions du contexte économique tunisien, dont notamment la croissance importante des tarifs de l'énergie.

Dans ce cadre, la présente étude se base sur une analyse au niveau national et met un focus sur les gouvernorats de Gabès, Jendouba et Sfax.



II. Présentation sommaire du secteur agricole

2.1. Politique Tunisienne Agricole

Le secteur agricole occupe une place importante dans l'économie tunisienne. Il garantit la sécurité alimentaire du pays et constitue une de ses activités économiques principales et la première source de création d'emplois dans les régions à faible développement. L'importance du secteur agricole se manifeste également au niveau des exportations, des revenus pour la tranche de la population la plus pauvre et d'une contribution importante au Produit intérieur brut (PIB) :

- Il contribue à 9,3 % au PIB en 2016 ;
- Le secteur agricole emploie 15 % de la population active en 2016 avec en plus des emplois saisonniers importants ;
- Il assure un revenu permanent pour 470 000 agriculteurs contribuant à la stabilité de la population rurale qui représente 35 % de l'ensemble de la population. Aux dernières statistiques, les femmes ont représenté 34 % de la population active agricole (2009) ;
- Le secteur agricole contribue à hauteur de 9,6 % au total des exportations de biens et services en 2016 ;
- Les investissements agricoles représentent 8.1 % des investissements nationaux dans l'ensemble de l'économie en 2016.

Le plan quinquennal de développement de la Tunisie pour la période 2016-2020 se donne comme objectif la réalisation d'une « agriculture moderne garante de la sécurité alimentaire ». Pour cela, il prévoit la réalisation des principales actions suivantes :

- Moderniser l'activité agricole et intensifier la production ;
- Résoudre les problématiques à caractère foncier, lutter contre le morcellement de la propriété et veiller à l'utilisation efficace des terres domaniales agricoles ;
- Promouvoir le secteur de l'aquaculture et protéger la richesse halieutique.

Ce plan prévoit un taux de croissance de l'agriculture de 5 %. En matière de protection de la richesse naturelle, ce même plan de développement prévoit les principales actions suivantes :

- Mettre à jour les cartes des terres agricoles pour les protéger contre l'expansion urbaine ;
- Développer les forêts et impliquer les populations locales habitant dans la forêt et alentours dans la gestion forestière ;
- Réformer le code forestier pour renforcer la gestion participative ;
- Lutter contre la désertification, l'érosion et l'exploitation abusive des pâturages et protéger le sol ;
- Intensifier les travaux de conservation des eaux et du sol.

2.2. La structure des exploitations agricoles en Tunisie

La Tunisie dispose de plus de 11.5 millions (moi.) d'hectare (ha) de terres agricoles représentant 65 % de la superficie totale. Elles sont réparties comme suit ¹ :

- Surface cultivable : 5 moi. Ha (4 moi. Ha cultivés et 850 000 Ha de jachère) ;
- Forêts et parcours : 5.5 moi. Ha ;
- Superficie irriguée : 496 000 Ha selon l'enquête du MARHP de 2014-2015 dont 242 000 Ha privés (48.8 %), essentiellement dans la région Centre. Plus de 41% de cette superficie est située dans le Nord (barrages), 38% dans le Centre (nappes renouvelables) et 21% dans le Sud (nappes fossiles).

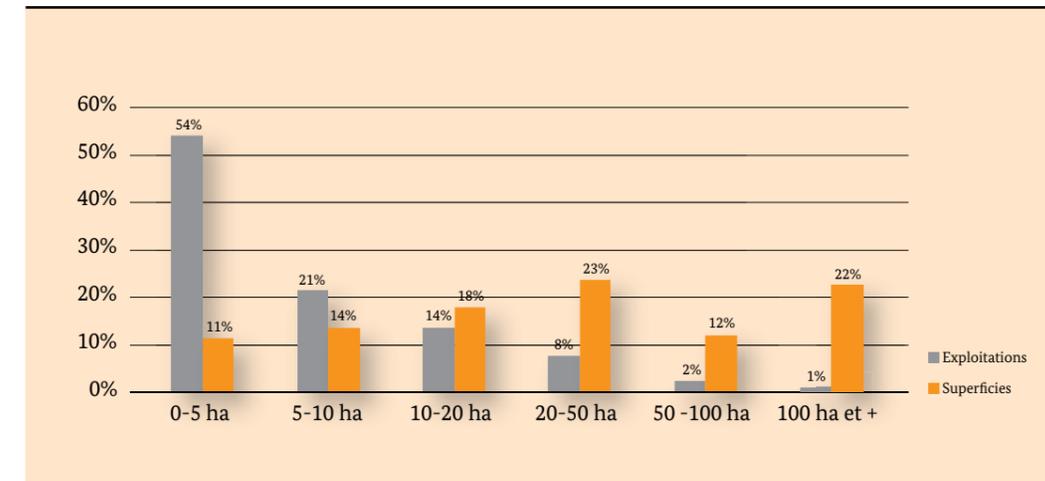
L'agriculture irriguée ne représente que 8 % de la surface agricole utile du pays, laquelle reste consacrée à 70% à l'arboriculture et maraichage. Le secteur irrigué représente 37 % de la valeur agricole, 27 % de l'emploi agricole et 20 % de la valeur de l'exportation agricole.

En ce qui concerne les terres domaniales, une politique a été adoptée pour leur mise en valeur par les opérateurs privés à travers la location tout en gardant les fermes rentables gérées directement par l'Office des Terres Domaniales.

Les exploitations agricoles en Tunisie sont caractérisées par leurs diversités, leurs nombres, la diversité de leur production, leur dispersion sur l'ensemble du territoire, lui-même très diversifié (climat, terroir...) et les différentes logiques de production qui les caractérisent. Selon les résultats de l'enquête menée par la Direction Générale des Etudes et du Développement Agricole en 2004 et 2005, le nombre des exploitations agricoles a augmenté de 9,5 % alors que la superficie agricole a subi une légère baisse de 0,5 %.

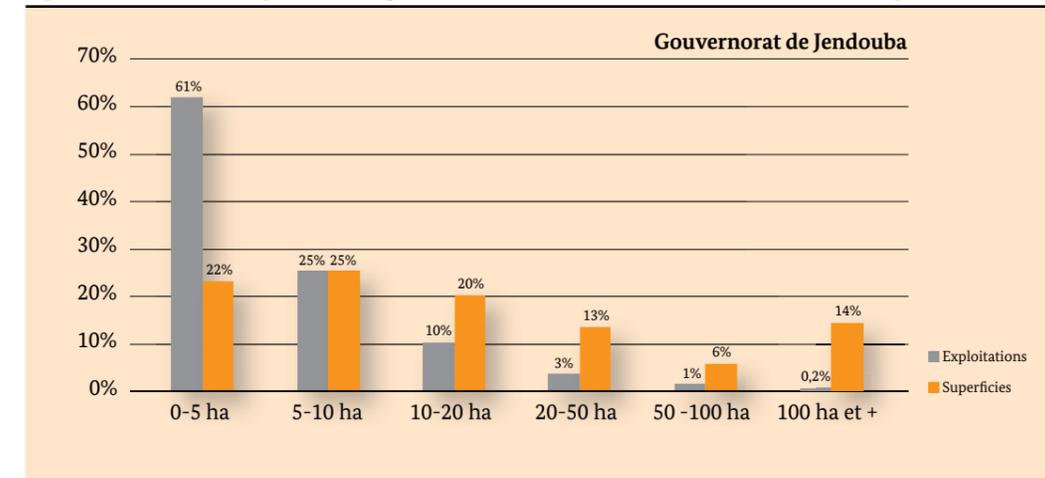
Par conséquent, la superficie moyenne des exploitations par exploitant a enregistré une baisse de 9 %. En effet, l'enquête sur les structures des exploitations agricoles a dénombré 516 000 exploitations agricoles et a permis de mettre en évidence le phénomène de morcellement prononcé des terres agricoles qui caractérise l'agriculture tunisienne. Entre 1961 et 2005 la taille moyenne des exploitations est passée de 16 à 10,2 Ha et le pourcentage des exploitations de moins de 5 Ha est passé de 41% à 54%. L'enquête de 2004-2005 a dévoilé une atomisticité de ces petites exploitations, dont le nombre est passé de 251 000 à 281 000. Elles n'occupent que 11% des superficies comme le montre le graphique suivant.

Figure 1 Superficies et Nombre des Exploitations Agricoles, Source : INS, Enquête 2004/2005



La répartition des exploitations agricoles aux gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabes est donnée dans les graphiques suivants :

Figure 2 Structures des Exploitations Agricoles au Gouvernorat de Jendouba, Source : INS, Enquête 2004/2005



¹ Tableau de bord de l'ONAGRI (fin 2017)

Figure 3 Structures des Exploitations Agricoles au Gouvernorat de Sfax, Source : INS, Enquête 2004/2005

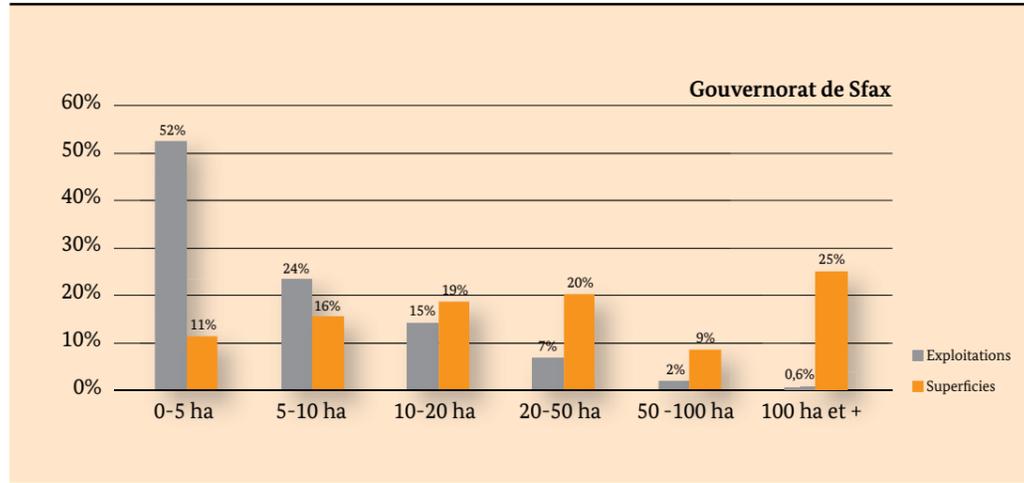
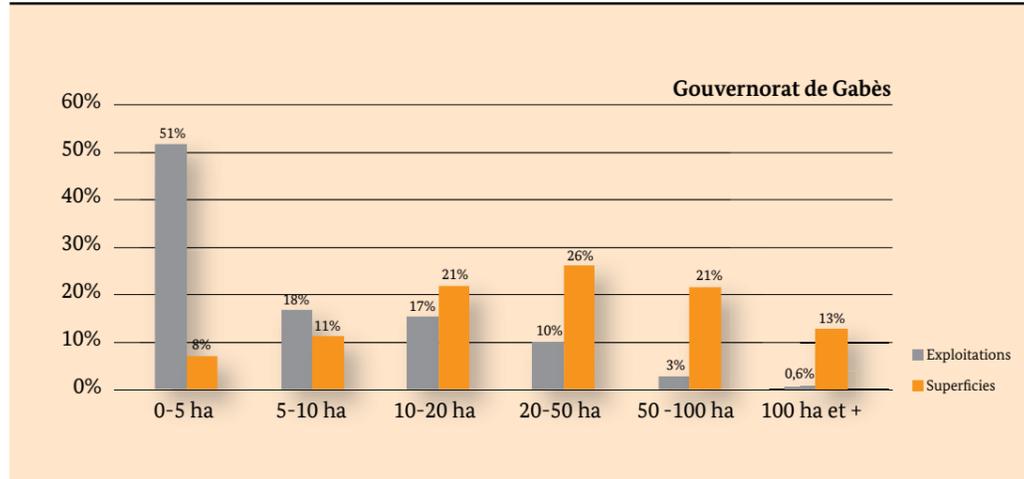


Figure 4 Structures des Exploitations Agricoles au Gouvernorat de Gabès, Source : INS, Enquête 2004/2005



Les superficies moyennes par exploitation agricole en Tunisie ainsi qu'au niveau des 3 gouvernorats sont détaillées dans le tableau suivant.

Tableau 1 Superficie moyenne et Nombre des Exploitations Agricoles, Source : Calcul depuis les résultats d'enquête de 2004/2005

	Nombre d'exploitations	Superficie (Ha)	Superficie moyenne (Ha)
Jendouba	24 960	172 900	7
Sfax	53 200	575 100	11
Gabès	23 001	256 500	11
Total Tunisie	515 849	5 391 800	10



III. Présentation sommaire des industries agroalimentaires

Les industries agroalimentaires sont dépendantes de l'agriculture. Dans les années 1980, leur rôle se limitait à la stabilisation de l'écoulement des produits agricoles par leur conditionnement ou leur stockage. Au cours des vingt dernières années, leurs procédés et leurs services ont fortement évolué vers des activités beaucoup plus complexes et variées. Elles se sont donc désolidarisées de la production agricole.

En se référant aux données de l'Agence de Promotion de l'Industrie et de l'Innovation (APII), les IAA comptent 1 172 entreprises industrielles employant au minimum 10 personnes. Parmi elles, 232 entreprises sont totalement exportatrices.

Environ 48 % de ces entreprises sont actives dans les industries des huiles et des céréales, comme le montre le graphique suivant.

Figure 5 Nombre d'Entreprises Actives dans le Secteur Agroalimentaire, Source : APIA



En 2015, la valeur ajoutée des IAA a atteint, aux prix courants, 2 648 moi. DT, enregistrant un taux de croissance annuel de 18 % par rapport à sa valeur de 2014. Durant la période 2000-2015, les IAA ont présenté une part de :

- 15 % à 20 % de la valeur ajoutée totale des industries manufacturières ;
- 3 % du PIB.

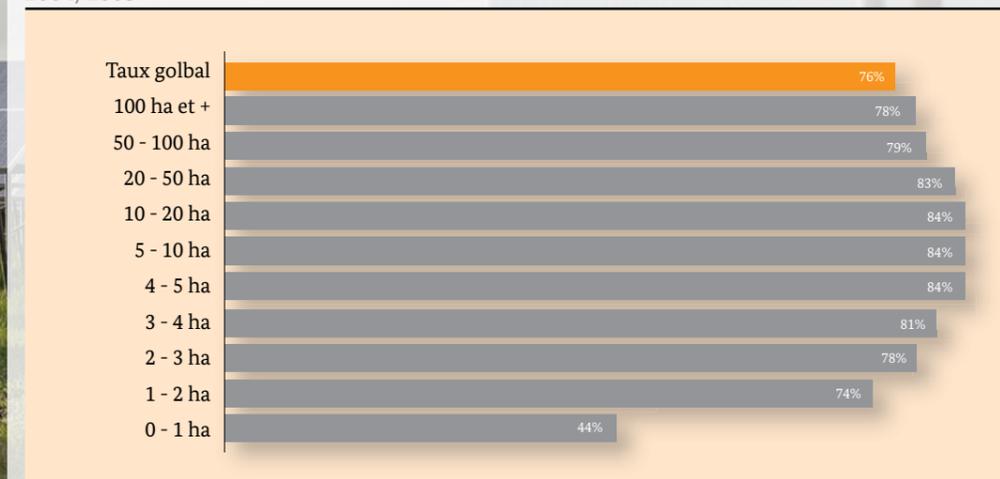
IV. Analyse de la consommation électrique du secteur agricole et agroalimentaire

4.1. L'Accès à l'Électricité des Exploitations Agricoles

La Tunisie a entrepris, à la fin des années 1970, un vaste programme d'électrification rurale. Ce programme a concerné au début les villages de taille moyenne pour s'étendre aux autres noyaux à faible population et enfin aux ménages diffus. Ainsi, le taux d'électrification est passé de 6 % en 1976 à 48 % en 1991 pour atteindre 99 % en 2017.

En ce qui concerne les exploitations agricoles et selon l'enquête 2004-2005, environ 76 % des exploitations sont raccordées au réseau électrique national. Le graphique suivant illustre le taux d'électrification des exploitations agricoles en fonction de leurs superficies.

Figure 6 Taux d'Électrification des Exploitations Agricoles par Superficies, Source : INS, Enquête 2004/2005



Le taux de l'approvisionnement électrique des exploitations agricoles varie selon les gouvernorats : Il atteint 99,4 % au gouvernorat de Jendouba alors qu'il n'a pas dépassé 1% à Kebili. Le tableau suivant présente les taux d'approvisionnement des exploitations agricoles par gouvernorat.

D'autre part et en se référant aux données de la STEG de l'année 2015, le nombre d'abonnés raccordés au réseau électrique national et appartenant au secteur agricole a atteint 74 759, dont 70 459 sont raccordés au réseau BT et 4 280 raccordés au réseau MT.

Tableau 2 Taux d'Électrification des Exploitations Agricoles par Gouvernorat

Région Nord		Région Centre		Région Sud	
Gouvernorat	Taux	Gouvernorat	Taux	Gouvernorat	Taux
Grand Tunis	79,50%	Sousse	52,6%	Gafsa	81,9%
Nabeul	84,8%	Monastir	67,7%	Gabès	36,2%
Bizerte	71,8%	Mahdia	94,4%	Medenine	70,6%
Béja	85,3%	Sfax	94,3%	Tozeur	3,6%
Jendouba	99,4%	Kairouan	90,0%	Kébili	0,3%
Le Kef	81,9%	Kasserine	84,4%	Tataouine	87,7%
Siliana	89,0%	Sidi Bouzid	84,2%	Global région	42%
Zaghouan	91,3%	Global région	85%		
Global région	86%				

L'analyse des données de la décennie 2005-2015 montre une augmentation relativement importante du nombre d'exploitations agricoles raccordées au réseau électrique. Durant cette décennie, le nombre de nouveaux abonnés au réseau de la STEG était d'environ 3 300 abonnés. Les graphiques suivants montrent l'évolution du nombre d'abonnés agricoles pour les niveaux de tension BT et MT.

Figure 7 Evolution du Nombre des Exploitations Agricoles raccordées au Réseau BT pour la Période 2005-2015, Source : Données STEG

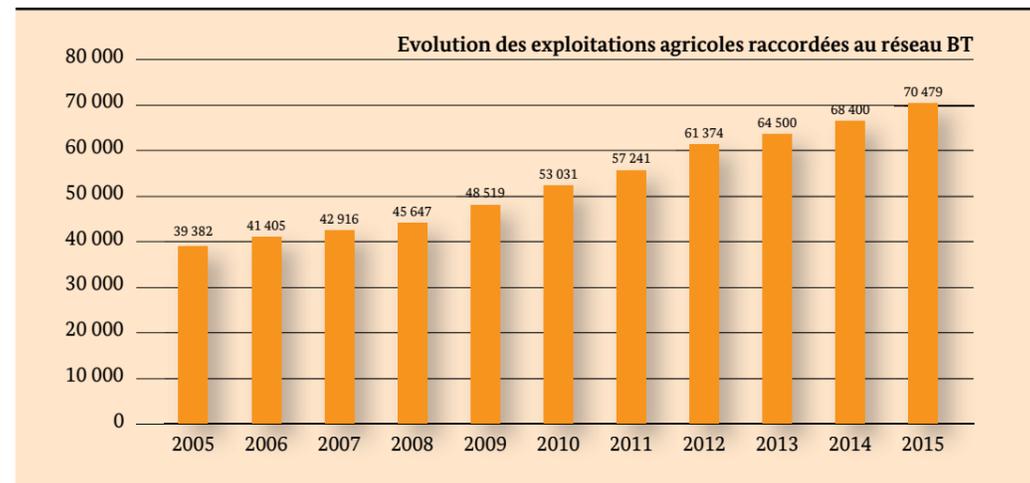
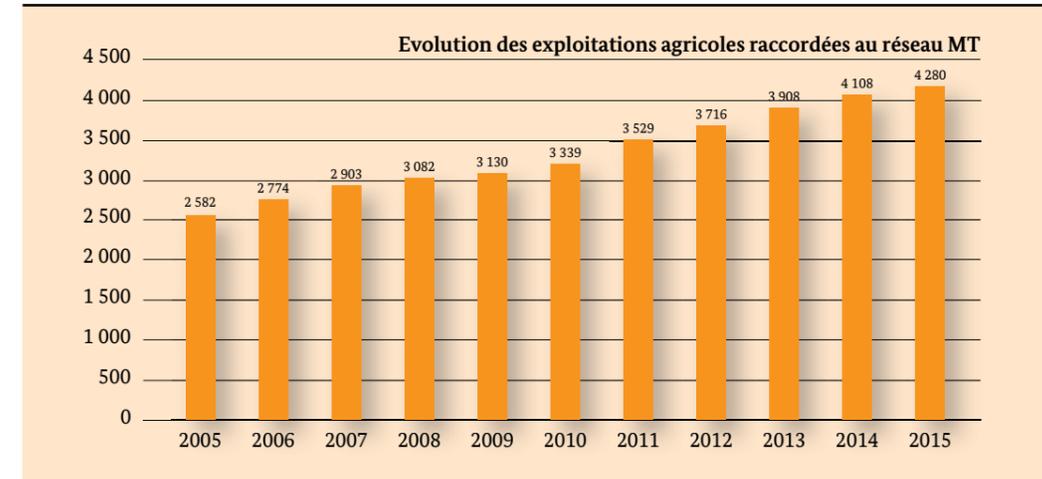


Figure 8 Nombre d'Exploitations Agricoles pour les Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès

Zoom sur les gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès

Gouvernorat	Abonnés MT (Année 2015)	Abonnées BT (2013)
Jendouba	47	1007
Sfax	270	5 873
Gabès	169	1 697

Figure 9 Evolution du Nombre des Exploitations Agricoles raccordées au Réseau MT pour la Période 2005-2015, Source : Données STEG



QUELQUES NOTIONS SUR LES ABONNEMENTS BT ET MT

Basse tension (BT)

Les abonnés au réseau Basse Tension sont les clients de la STEG alimentés directement à partir des lignes de distribution 220/380V. Généralement les abonnés à ce réseau sont les ménages et les différents opérateurs économiques ayant des besoins limités en puissance électrique. Ce sont ces abonnés qui représentent la part la plus importante des clients de la STEG (99%). L'alimentation en BT pourrait se faire en branchement monophasé ou en triphasé. L'intensité du courant électrique d'alimentation est choisie en fonction de l'importance du besoin en puissance de l'abonné, comme le montre les tableaux suivants.

Branchements monophasés				Branchements triphasés			
Code compteur	Courant (A)	Puissance souscrite		Code compteur	Courant (A)	Puissance souscrite	
		kVA	kW			kVA	kW
201	5	1	1	413	20	13	12
202	10	2	2	420	30	20	17
203	15	3	3	433	50	33	30
204	20	4	4	442	63	42	33
207	32	7	6	453	80	53	48
210	45	10	9	467	100	67	59
214	63	14	12	483	125	83	74
222	100	22	20	506	160	106	95
227	125	27	25	532	200	132	119
235	160	35	32	565	250	165	149
250	225	50	45	600	300	200	178

Moyenne Tension (MT)

Les clients de la STEG ayant besoin d'une grande puissance électrique pour assurer leur activité, ou éventuellement situés dans des zones ne disposant pas de réseau électrique BT, sont alimentés à partir du réseau MT. Le nombre des abonnés MT de la STEG s'élève à environ 19 300 en 2018. La tension électrique au niveau du réseau MT varie, selon les régions, de 10 000 V à 30 000 V (voir tableau ci-dessous).

Cette électricité est convertie en basse tension par un poste de transformation propriété du client et qui est exploité et entretenu par ses soins et à ses frais.

Monophasées	17kV ± 7% dans les zones rurales isolées
Triphasées	30 kV ± 7%
Triphasées	15 kV ± 7% dans certaines villes du Sud
Triphasées	10 kV ± 7% dans certaines villes du Nord et du Centre

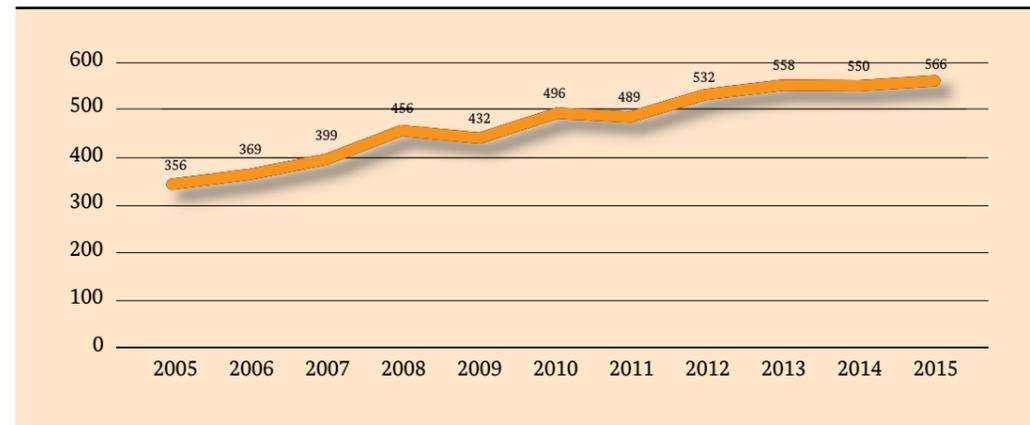
Source : www.steg.com.tn

L'abonné au réseau MT devra limiter la puissance appelée par son installation aux valeurs indiquées dans son contrat avec la STEG et tout dépassement sera facturé selon les modalités indiquées dans le contrat.

4.2. Consommation Électrique du Secteur Agricoles

En 2015, la consommation électrique globale des exploitations agricoles raccordées au réseau MT a atteint 566 GWh, enregistrant ainsi une augmentation de 3 % par rapport aux quantités d'électricité consommée en 2014. L'analyse de l'historique de cette consommation montre un certain ralentissement de la croissance durant la période 2011-2015 par rapport au rythme de la croissance relative à la période 2005-2010.

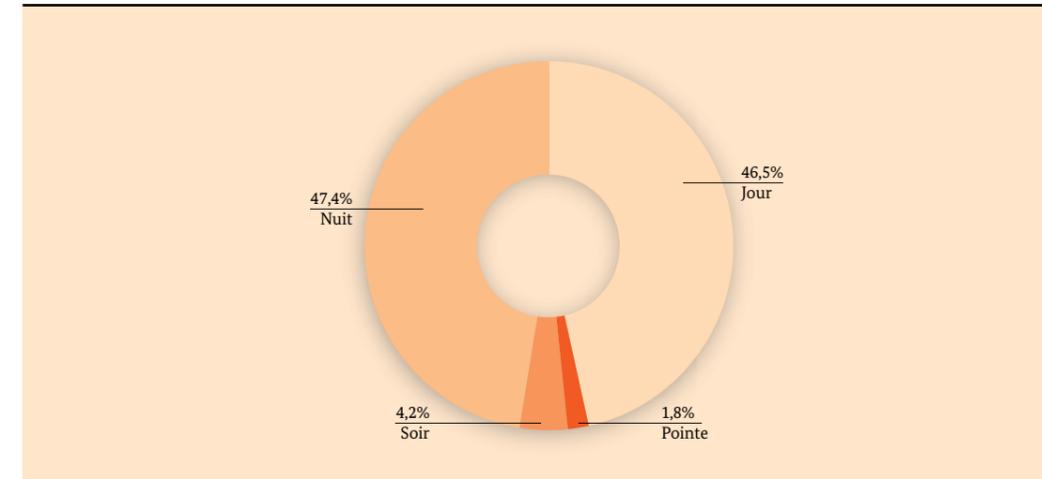
Figure 10 Evolution de la Consommation Électrique du Secteur Agricole raccordé en MT pour la période 2005-2015, Source : Données STEG



Il est à signaler que le secteur agricole raccordé au réseau MT compte 4 gros abonnés dont la consommation annuelle de chacun dépasse 5 GWh. La consommation de ces 4 abonnés a atteint plus que 37 GWh en 2015.

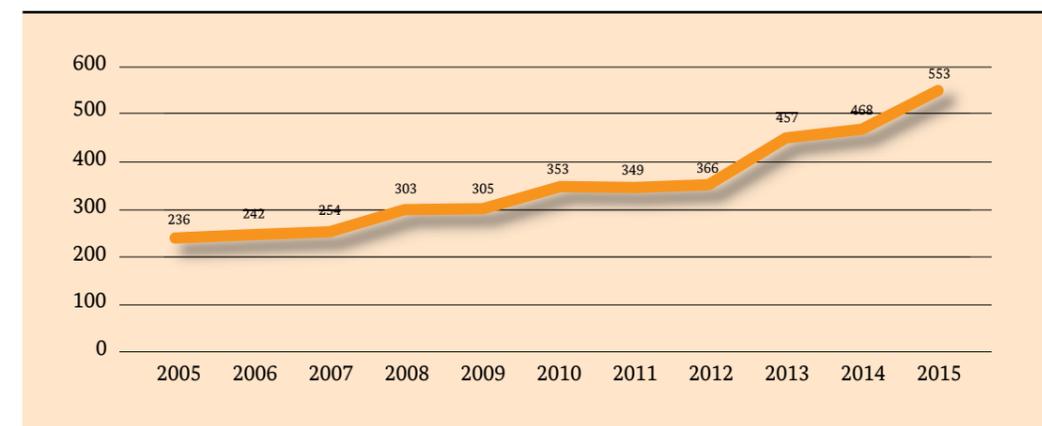
En se référant aux données de la STEG de l'année 2015, la consommation des abonnés du secteur agricole raccordés au réseau MT et inscrits au régime tarifaire à postes horaires s'élève à environ 212 GWh, ce qui représente environ 37 % de la consommation électrique totale du secteur en MT. La répartition de la consommation des agriculteurs inscrits à ce régime est illustrée dans le graphique suivant :

Figure 11 Répartition de la Consommation Électrique par poste horaire des Gros Consommateurs MT pour l'Année 2015, Source : Données STEG



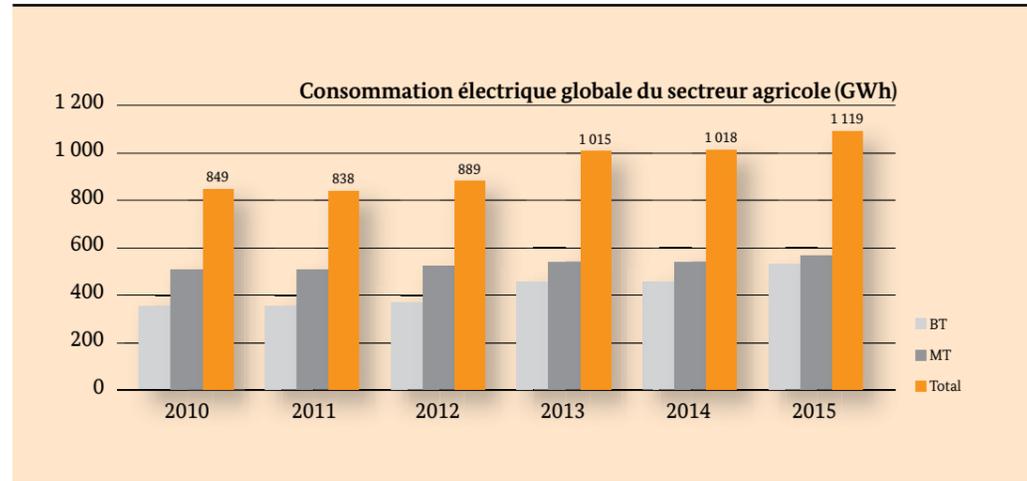
Pour les clients raccordés au réseau BT, la consommation électrique du secteur agricole enregistrée en 2015 était d'environ 553 GWh. L'analyse des données de la période 2005-2015 montre une augmentation soutenue de la consommation, notamment à partir de l'année 2012. Le taux de croissance est nettement plus important que celui enregistré pour la Moyenne Tension. Le graphique suivant illustre l'évolution de cette consommation.

Figure 12 Evolution de la Consommation Électrique du Secteur Agricole raccordé en BT pour la période 2005-2015, Source : Données STEG



Ainsi, la consommation électrique globale du secteur agricole (MT et BT) a atteint en 2015 environ 1 120 GWh. La part de la consommation en BT ne cesse d'augmenter et est passée de 42% en 2010 à 49% en 2015 comme le montre le graphique ci-dessous.

Figure 13 Evolution de la Consommation Électrique Totale du Secteur Agricole pour la période 2010-2015, Source : Données STEG



La consommation électrique totale du secteur agricole dans les trois gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès a atteint en 2015 environ 134 GWh, ce qui représente 12% de la consommation électrique nationale du secteur de l'agriculture.

La répartition de la consommation pour ces trois gouvernorats est donnée dans le tableau suivant :

Tableau 3 Consommations Électriques des Exploitations Agricoles pour les 3 Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès en 2015, Source : Données STEG

Zoom sur les gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès

Gouvernorat	Consommation MT (GWh)	Consommation BT (GWh)	Consommation Totale (GWh)
Jendouba	4.5	4	8.5
Sfax	49.7	35.9	85.6
Gabès	22.7	17	39.7

4.3. La Consommation Électrique du Secteur Agroalimentaire

Le nombre des industriels du secteur agroalimentaire raccordés au réseau Moyenne Tension a évolué de 716 en 2010 à 806 industriels en 2015, comme le montre le graphique suivant :

Figure 14 Evolution du Nombre des Industriels Agroalimentaires raccordés en MT pour la période 2010-2015, Source : STEG

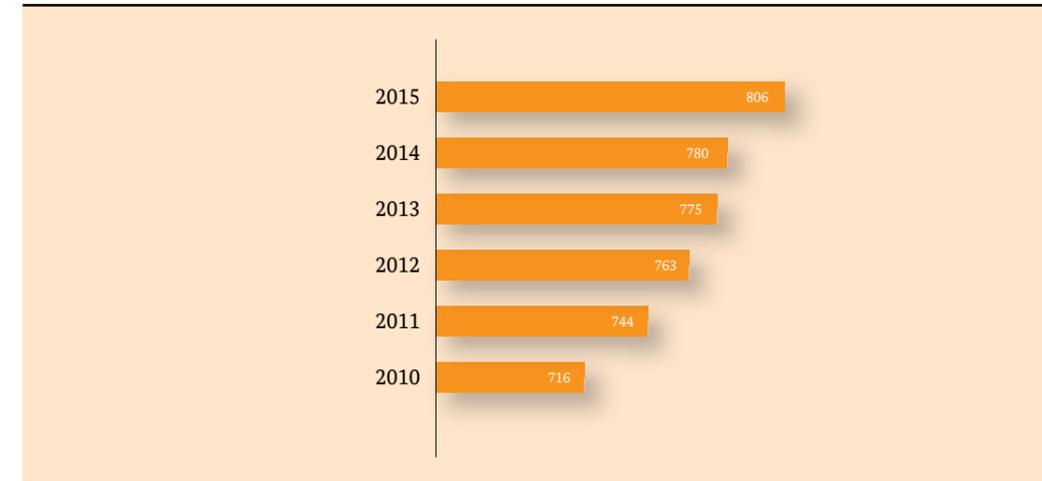


Tableau 4 Nombre des Industries Agroalimentaires pour les Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès en 2015

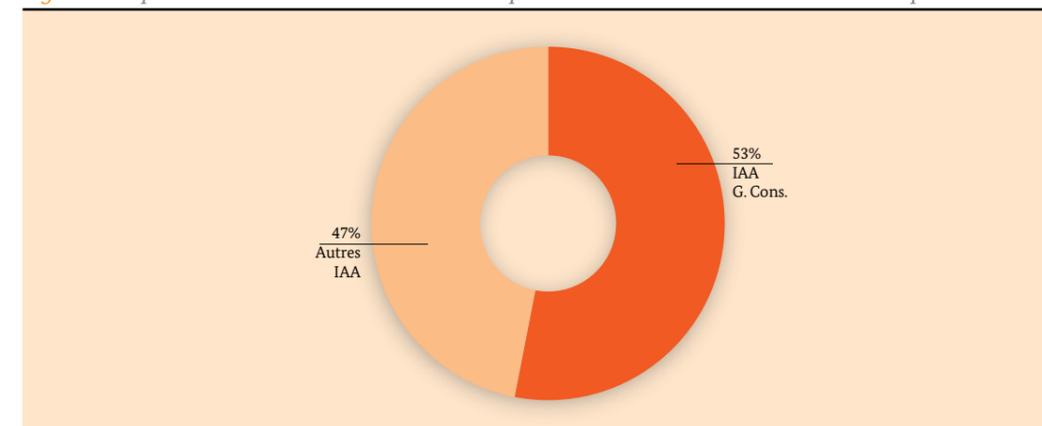
Zoom sur les gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès

Gouvernorat	Nombre IAA raccordés au réseau MT
Jendouba	15
Sfax	81
Gabès	17

Parmi ces entreprises, on a compté en 2015, 33 sociétés ayant consommé chacune plus de 5 GWh pour toute la Tunisie. Le nombre des grandes consommatrices d'énergie électrique durant la période 2010-2015 a oscillé entre 30 et 33 entreprises.

La consommation électrique de l'ensemble des IAA raccordées au réseau MT a atteint en 2015 environ 702 GWh, dont environ 374 GWh ont été consommé par les 33 entreprises grandes consommatrices.

Figure 15 Répartition de la Consommation Électrique des IAA entre Grandes et Autres Entreprises en 2015



Ainsi et au titre de l'année 2015, la consommation électrique moyenne par entreprise s'élève à environ :

- 11 320 MWh/an pour les IAA grandes consommatrices ;
- 425 MWh/an pour les autres IAA.

Durant la période 2010-2015, la consommation électrique des IAA a enregistré un taux de croissance annuel moyen de 4 %. L'évolution de cette consommation ainsi que les parts des IAA grandes consommatrices sont présentées dans le graphique suivant.

Figure 16 Évolution de la Consommation Électrique des IAA pour la période 2010-2015, Source : Données STEG

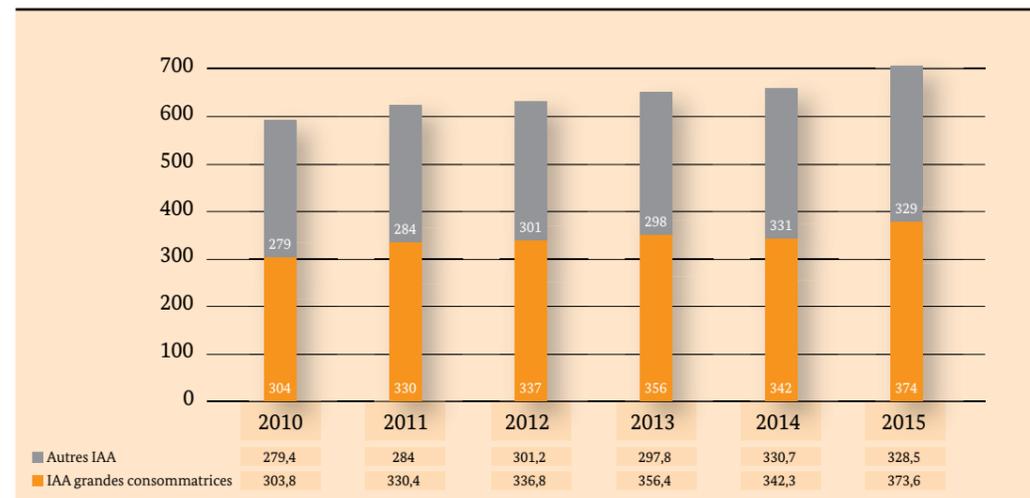


Tableau 5 Consommation Électrique des IAA raccordées au réseau MT dans les Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès, Source : Données STEG

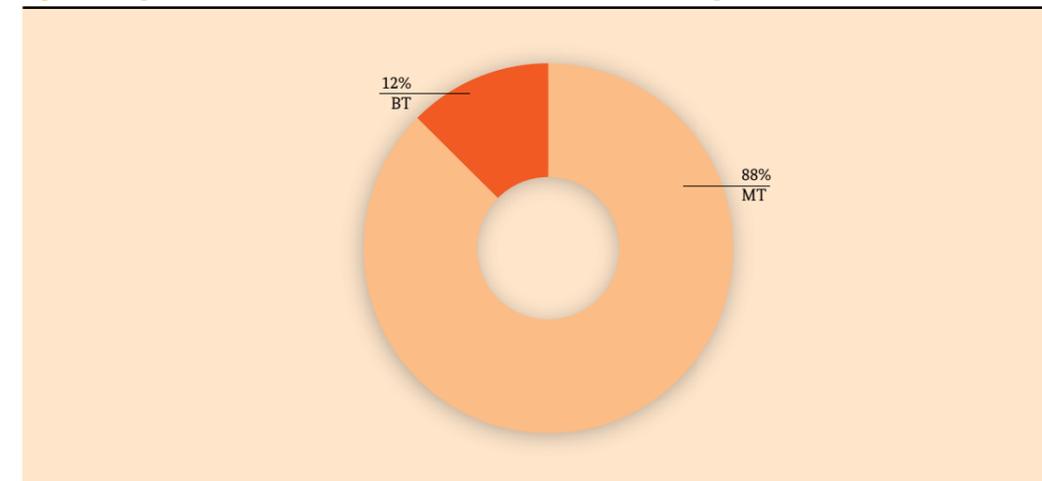
Zoom sur les gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès

Gouvernorat	Consommation des IAA raccordés au réseau MT (GWh/an)
Jendouba	29.7
Sfax	108.1
Gabès	12.7

Il est à noter que l'année 2016 a connu une consommation électrique des IAA raccordées au réseau MT de l'ordre 673 GWh, enregistrant ainsi une baisse de 4.3 % par rapport à l'énergie consommée en 2015.

En absence des données détaillées et précises relatives à la consommation des IAA raccordées au réseau BT, l'énergie électrique de cette catégorie de sociétés a été estimée en se référant à la consommation électrique globale des IAA définie par le bilan énergétique national de l'année 2016 élaboré par l'ONE (768 GWh). Ainsi, la consommation des IAA sur la BT est estimée à 95 GWh.

Figure 17 Répartition de la Consommation Totale des IAA en BT et MT pour 2015, Source : Données STEG



4.4. Tarifs Appliqués à l'Énergie Électrique Consommée

Les tarifs de vente de l'électricité sont fixés par l'Etat tunisien sur proposition de la STEG et après approbation du ministère chargé de l'énergie.

La facturation de l'électricité est faite selon trois types de tarifs en fonction de la tension de raccordement. Pour le secteur agricole et des IAA, les tarifs appliqués sont ceux relatifs à la Basse Tension et la Moyenne Tension. Aucun des abonnés appartenant à ces secteurs n'est raccordé au réseau Haute Tension.

4.4.1. Les Tarifs de l'Électricité en Basse Tension

Les tarifs d'électricité BT appliqués pour le secteur AGR/IAA varient selon l'usage et les quantités consommées mensuellement.

Pour les usages hors irrigation, les tarifs d'électricité BT appliqués pour le secteur AGR/IAA varient selon les quantités d'électricité consommées mensuellement. Le principe de tarification par tranche de consommation mensuelle a été adopté en 2005 (deux tranches : de 1 à 300 kWh par mois – 301 kWh par mois et plus) puis renforcé en 2014 par l'insertion de deux nouvelles tranches de consommation pour les clients BT de la STEG. Actuellement, la grille tarifaire de la STEG compte quatre tranches de consommation mensuelle : de 1 à 200 kWh – 201 à 300 kWh – 301 à 500 kWh – 501 kWh et plus. La Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) appliquée à ces tarifs est de 19 %. En plus de la TVA, l'électricité vendue est soumise à une surtaxe municipale de 5 millimes/kWh.

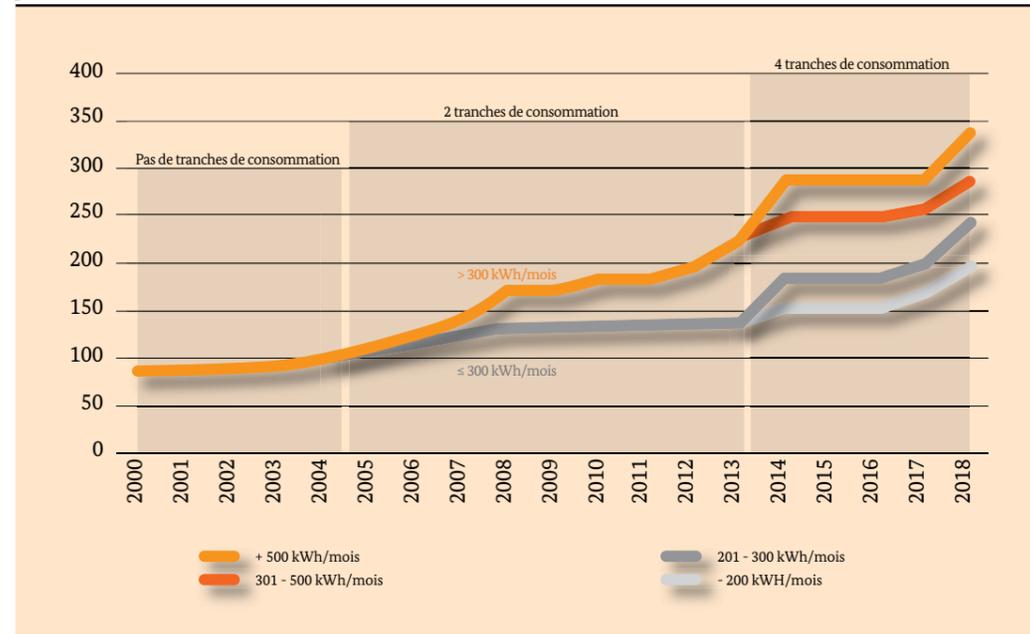
Les tarifs appliqués actuellement sont ceux du 1er septembre 2018 et qui se présentent comme suit :

Tableau 6 Tarif Électrique BT pour le Secteur AGR/IAA autre que pour l'Irrigation de Septembre 2018

Tranche de consommation mensuelle	Redevance de puissance (millimes/kVA/mois)	Prix de l'électricité (millimes/kWh)
Moins de 200 kWh	195	
De 201 à 300 kWh	198	240
De 301 à 500 kWh	285	290
Plus de 500 kWh	350	345

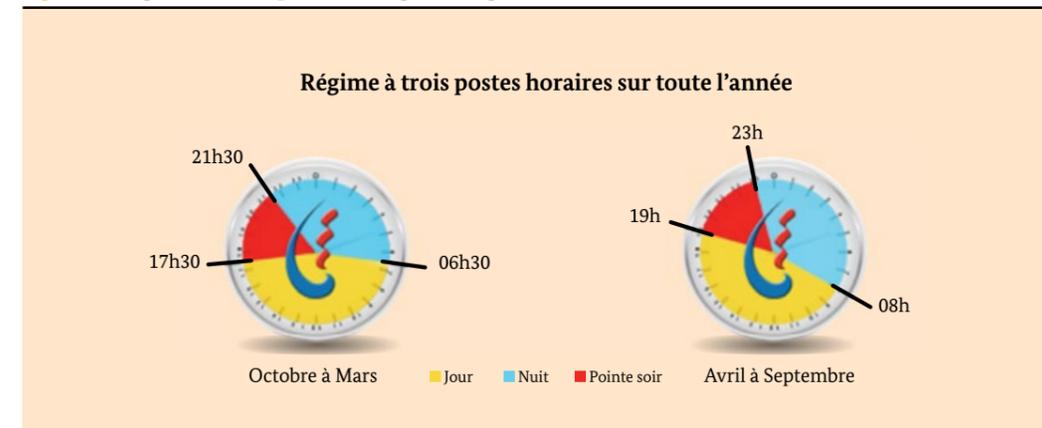
L'analyse de l'historique de ces tarifs sur la période 2000-2018 montre que les prix de l'énergie électrique vendue pour les secteurs agricole et agroalimentaire, à usage autre que l'irrigation, ont connu des augmentations importantes mais pas régulières, comme le témoigne le graphique ci-dessous. A titre indicatif, les prix de vente de l'électricité dans la tranche supérieure à 500 kWh/mois ont connu un taux de croissance annuel moyen de l'ordre de 8 %.

Figure 18 Évolution du Tarif Électrique BT pour le Secteur AGR/IAA autre que pour l'Irrigation pour la période 2000-2018 en millimes/kWh



Pour les usages d'irrigation, le régime tarifaire appliqué est celui de 3 postes horaires et le prix de l'électricité à payer par l'agriculteur reste subventionné et varie par conséquent en fonction de l'horaire de sa consommation et de la saison (estivale : Avril à Septembre ; hivernale : Octobre à Mars).

Figure 19 Régime horaire pour les usages d'irrigation en Basse Tension (Source : STEG)



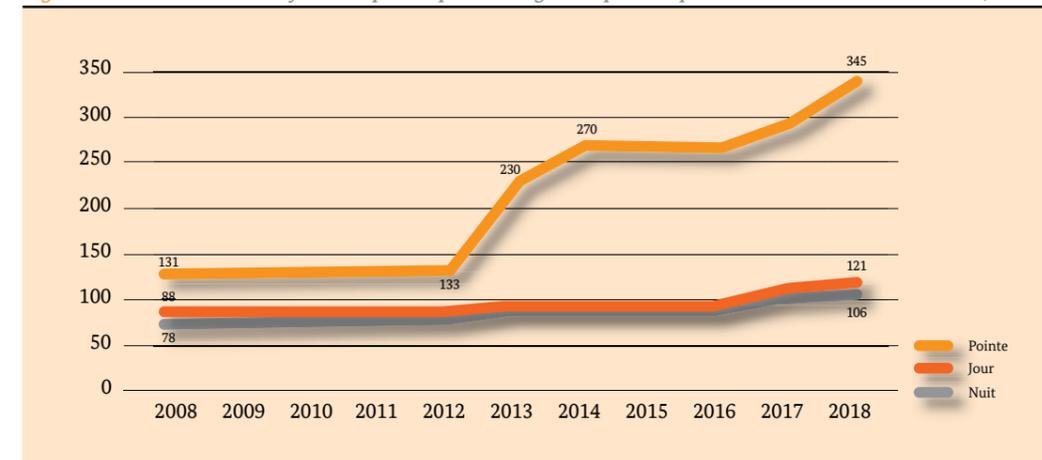
La TVA appliquée à ces tarifs est de 7 %. Les tarifs appliqués actuellement à l'électricité BT pour l'usage d'irrigation sont ceux du 1er septembre 2018. Ces tarifs sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 7 Tarif Électrique BT pour l'Irrigation de Septembre 2018

Poste horaire	Redevance d'abonnement (millimes/Ab./mois)	Prix de l'électricité (millimes/kWh)
Jour		121
Pointe soir	1 000	345
Nuit		106

Le graphique suivant illustre l'évolution des tarifs de l'électricité BT vendue aux agriculteurs pour le pompage de l'eau destinée à l'irrigation. Depuis 2008, les tarifs correspondants aux postes horaires Jour et Nuit ont connu une croissance annuelle de l'ordre de 3.2 %, qui reste limitée en comparaison avec l'évolution des tarifs de la pointe qui est passé de 131 millimes/kWh en 2008 à 345 millimes/kWh en 2018, enregistrant ainsi un taux de croissance annuel moyen d'environ 10 %.

Figure 20 Évolution du Tarif Électrique BT pour l'Irrigation pour la période 2000-2018 en millimes/KWh



4.4.2. Les Tarifs de l'Électricité en Moyenne Tension

En moyenne tension, les prix de l'électricité dépendent du régime tarifaire de l'abonnement de l'établissement consommateur auprès de la STEG : régime à tarif uniforme ou à postes horaires.

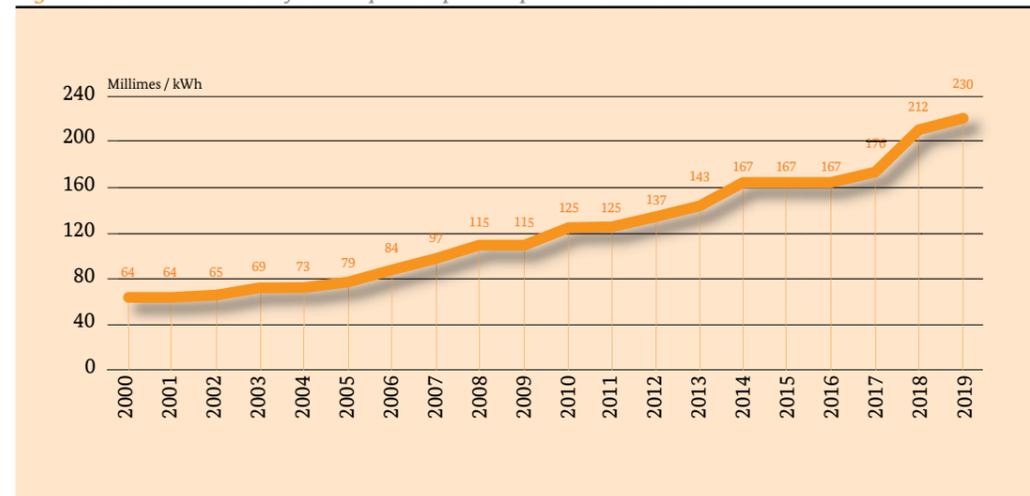
Pour les abonnés raccordés au réseau MT et inscrits au régime du tarif uniforme, le prix d'électricité est facturé actuellement à 230 millimes/kWh (prix en hors taxes du 1er Mars 2019). Ce prix est appliqué à tout kWh consommé par l'établissement concerné indépendamment de l'heure de sa consommation. Il est à signaler que ces tarifs ont connu d'importantes augmentations en 2018 et 2019. Comparés aux tarifs appliqués en 2017, le taux de croissance des prix de vente de l'électricité MT-uniforme est d'environ 31 %. Le tableau suivant illustre les révisions enregistrées au niveau des tarifs d'énergie et de la redevance de puissance depuis 2017.

Tableau 8 Évolution d Tarif MT Uniforme pour la période Janvier 2017-Octobre 2018

Date de l'ajustement tarifaire	01/01/2017	01/05/2018	01/09/2018	01/03/2019
Redevance de puissance (millimes/kW/mois)	2 600	2 600	5 000	5 000
Prix d'électricité (millimes/kWh)	176	189	212	230

L'analyse de l'évolution de ces tarifs durant la période 2000-2019, telle que présentée dans le graphique ci-dessous, montre un taux de croissance annuel moyen de ces tarifs d'environ 8.5 %.

Figure 21 Évolution du Tarif Électrique MT pour la période 2000-2019



Pour les abonnés AGR/IAA à postes horaires, le prix de kWh à payer varie en fonction de la nature de l'usage de l'électricité de l'heure de sa consommation. Le système de tarification fait distinction entre l'électricité pour l'irrigation et les autres usages.

Le système de comptage de l'électricité consommée repose sur 4 postes horaires. La répartition de ces postes horaires change en fonction des saisons et diffère entre l'irrigation agricole et les autres usages d'énergie électrique, comme le montre le tableau suivant.

Tableau 9 Horaires des Postes Horaires MT pour l'Irrigation Agricole et les Autres Usages

Type d'usage	Mois	Postes horaires			
		Jour	Pointe matin été	Pointe soir	Nuit
Irrigation agricole	Sept. à Mai	7h à 18h		18h à 21h	21h à 7h
	Juin à Août	6h30 à 8h30 et 13h30 à 19h	8h30 à 13h30	19h à 22h	22h à 6h30
Autres usages	Sept. à Mai	7h à 18h		18h à 21h	21h à 7h
	Juin à Août	6h à 11h et 15h à 19h	11h à 15h	19h à 22 h	22h à 6h

Les tarifs appliqués actuellement aux abonnés MT à postes horaires sont ceux du 1er mars 2019. Ces tarifs sont donnés dans le tableau suivant :

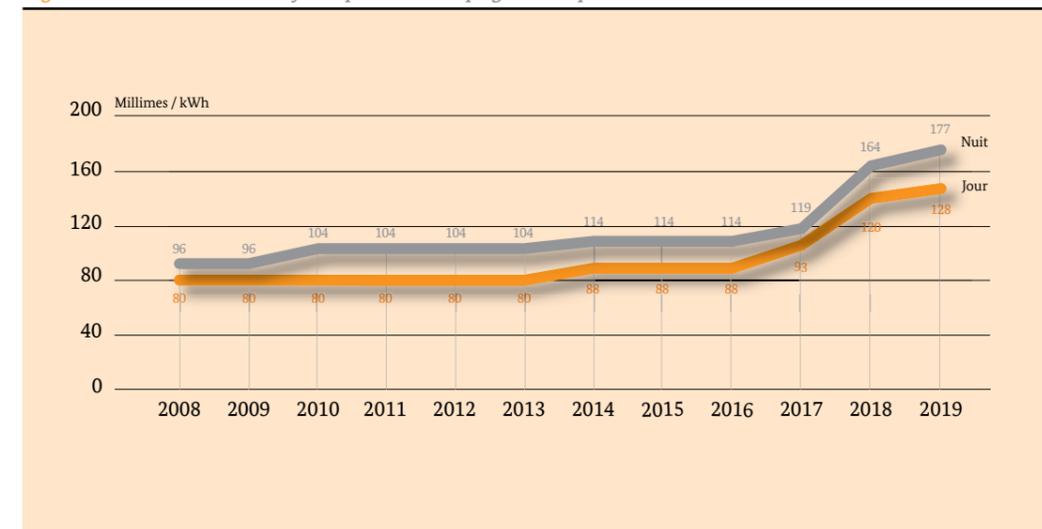
Tableau 10 Tarif MT par poste horaire pour l'Irrigation Agricole et pour les Autres Usages - Mars 2019

Type d'usage	Redevance de puissance (mlm/kW/mois)	Prix de l'énergie électrique Hors Taxes (mlm/kWh)			
		Jour	Pointe matin été	Pointe soir	Nuit
Irrigation agricole	-	177	Effacement	183	128
Autres usages	11 000	227	343	309	179

À l'instar du régime à tarif uniforme, les prix de l'électricité vendue par la STEG aux abonnés du réseau MT inscrits au tarif à postes horaires ont connu plusieurs augmentations, dont les plus importantes sont enregistrées en 2018.

Durant la période 2008-2019, les tarifs MT appliqués au pompage ont enregistré les plus faibles augmentations par rapport aux autres consommateurs en général. Le taux moyen de la croissance annuelle des prix de l'électricité pour le pompage est d'environ 5.7 % pour le poste « jour » et de 4.3 % pour le poste « nuit ». Le graphique suivant présente l'évolution de ces tarifs.

Figure 22 Évolution du Tarif MT pour le Pompage d'eau pour la Période 2008-2018

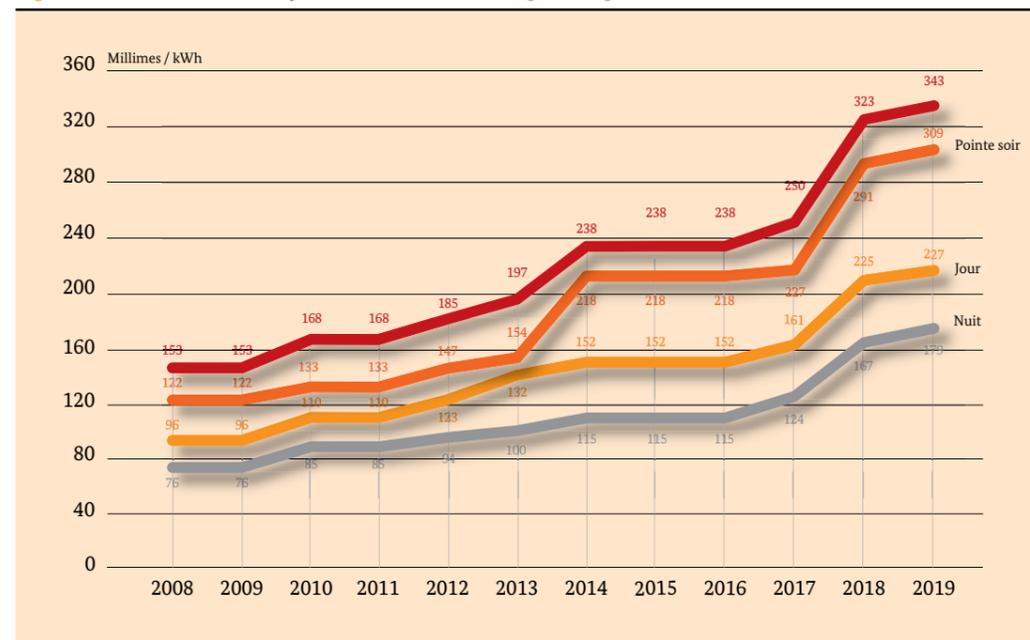


Durant la même période 2008-2019, les prix appliqués aux autres usages de l'électricité MT à postes horaires ont enregistré des augmentations nettement plus importantes que celles de l'irrigation agricole. Le taux moyen de la croissance annuelle des prix de l'électricité enregistrée durant 2008-2019 pour cette catégorie d'abonnés de la STEG était de l'ordre de :

- 8.1% pour le poste « jour » ;
- 7.6% pour le poste « pointe matin été »;
- 8.8% pour le poste « pointe soir » ;
- 8.1% pour le poste horaire « nuit ».

Le graphique suivant illustre l'évolution durant la période, 2008-2019, des tarifs des abonnés MT de la STEG souscrits au régime tarifaire à postes horaires et consommant l'énergie électrique pour des usages autres que le pompage d'eau pour l'irrigation.

Figure 23 Évolution des Tarifs MT à Postes Horaires pour la période 2000-2018

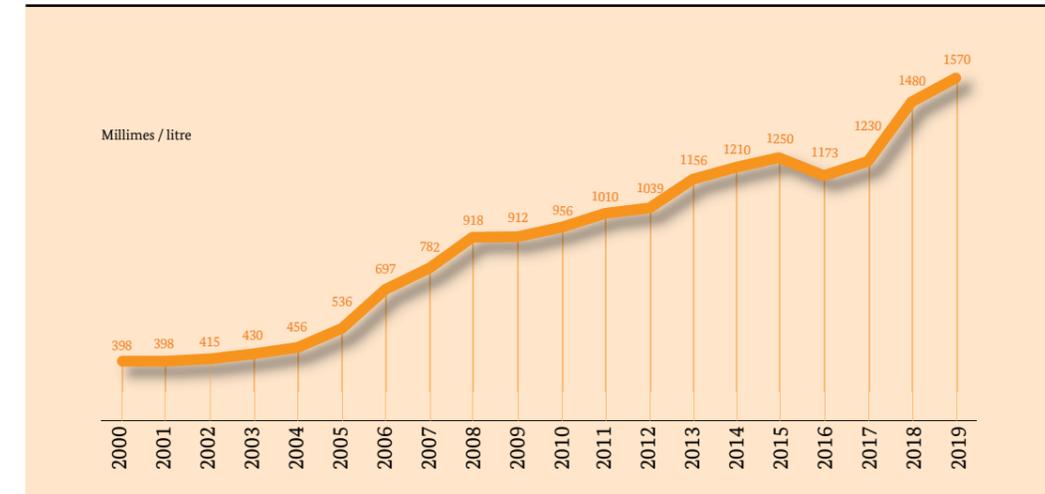


4.5. Évolution du Prix de Vente du Gasoil

Le prix appliqué actuellement pour la vente du gasoil est celui fixé par le Ministère chargé de l'énergie en date du 31 mars 2019 et s'élève à 1 570 millimes/litre. Les prix de vente du gasoil ordinaire, principal produit pétrolier utilisé par le secteur agricole, ont enregistré, depuis l'année 2000, un taux de croissance annuel moyen d'environ 7,5 %. Pour la période 2008-2018, le taux annuel de croissance de ces prix été de l'ordre de 5 %.

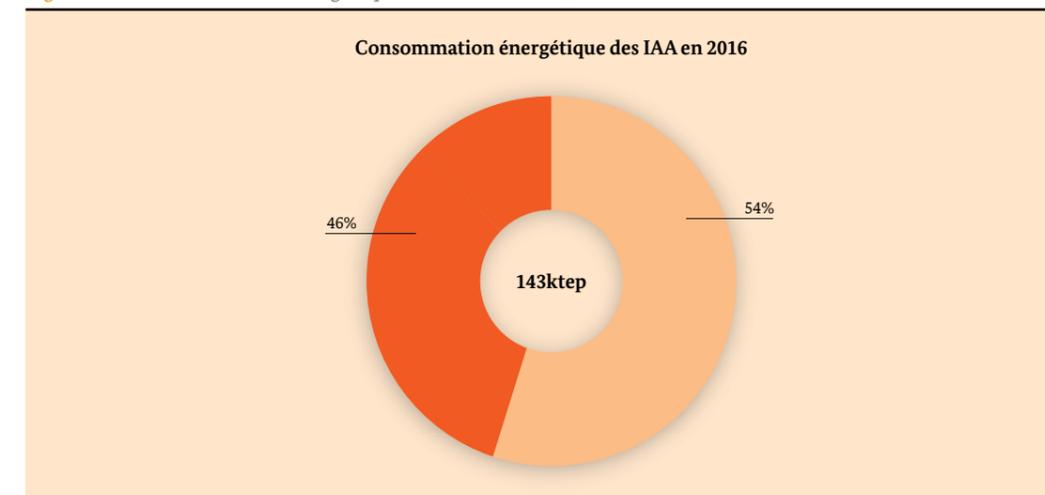
Le graphique suivant présente l'évolution de ces prix durant la période 2000-2019².

Figure 24 Évolution du Tarif du Gasoil en Tunisie pour la période 2000-2019



En se référant au bilan national élaboré par l'ONE, la consommation énergétique globale du secteur des IAA a atteint en 2016 environ 143 kilotonnes d'équivalent pétrole (ktep), dont 77 ktep ont été consommé à partir du gaz naturel et 66 ktep, soit l'équivalent de 768 GWh, ont été couvert à travers l'énergie électrique.

Figure 25 Consommation Énergétique des IAA en 2016, Source : Bilan National de l'ONE



² Les prix correspondants à la période 2000-2016 sont les prix moyens annuels (Source : INS)

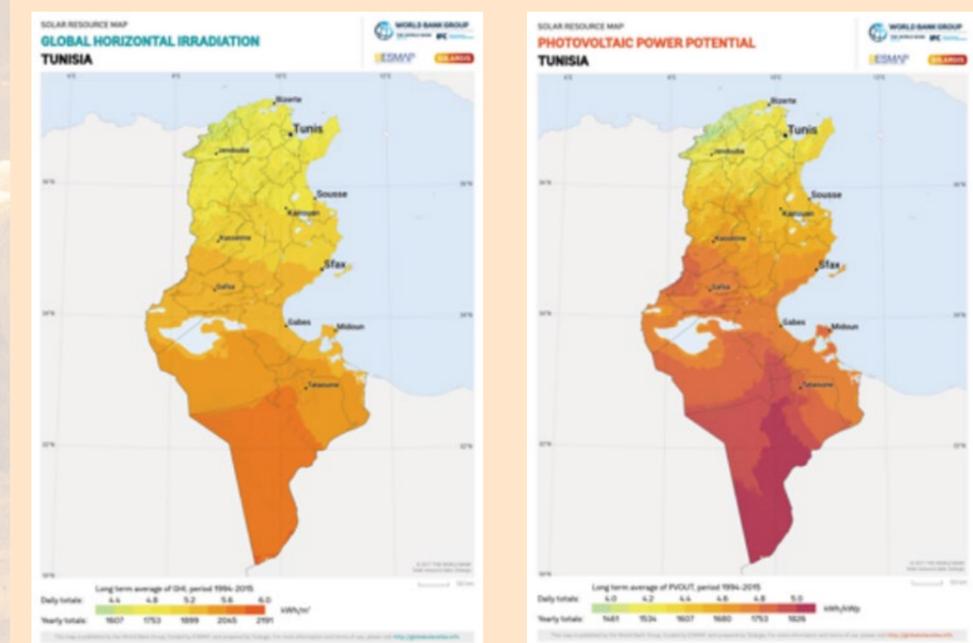
V. Le photovoltaïque dans les secteurs AGR/IAA

5.1. Le Gisement Solaire Tunisien

La Tunisie dispose de ressources solaires dépassant les 3 000 heures par an, bien que l'ensoleillement varie considérablement d'une région à l'autre. La plupart des régions du sud ont une durée d'exposition au soleil de plus de 3 200 heures par an, avec des pics de 3 400 heures sur la côte sud-est, alors que la durée minimale d'ensoleillement dans les gouvernorats du nord du pays comprise entre 2 500 et 3 000 heures. L'irradiation solaire globale annuelle varie de 1 600 kWh/m²/an au nord à 2 200 kWh/m²/an au sud, comme le montre la carte ci-après.

Ces conditions climatiques sont favorables pour les différentes applications de l'énergie solaire dont en particulier celles relatives à la production électrique. Avec de telles conditions, la productivité des systèmes solaires PV en Tunisie est très élevée et varie entre 1 450 kWh/kWc pour la région nord-ouest et 1 800 kWh/KWc pour les systèmes installés dans la région extrême du sud-est.

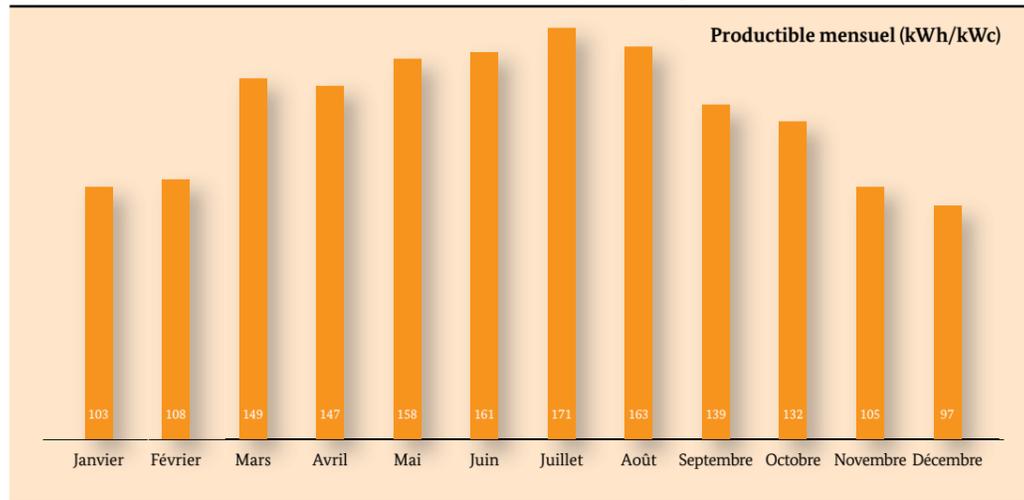
Figure 26 Niveaux d'Ensoleillement et production des systèmes solaires PV en Tunisie, Courtoisie de Solar Ressource Map



Il est à noter que la production électrique journalière des systèmes solaires PV n'est pas régulière durant l'année mais elle varie saisonnièrement d'une façon considérable.

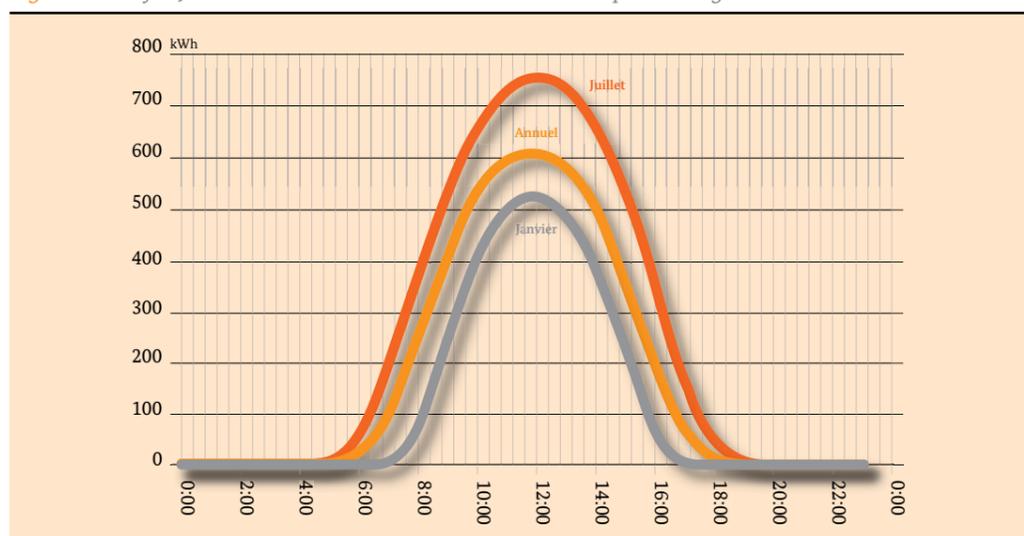
A titre indicatif, le graphique ci-dessous montre les variations mensuelles de la production journalière d'une installation solaire PV d'une puissance de 1 kWc, implantée dans la région de Tunis.

Figure 27 Production solaire PV mensuelle en kWh/kWc pour la région de Tunis



Une variation importante de la production électrique est enregistrée également le long de la journée. Elle est généralement caractérisée par une forme en cloche centrée sur le midi solaire. Le graphique suivant illustre le profil journalier de cette production pour les installations solaires réalisées dans la région de Tunis.

Figure 28 Profils Journaliers de la Production du Solaire PV pour la région de Tunis



Tenant compte de l'approche adoptée par la réglementation tunisienne pour le comptage de l'énergie électrique produite par les installations solaires PV raccordées soit au

réseau MT ou au réseau BT et destinées à l'autoconsommation, toutes les variations journalières et saisonnières de la production devront être prises en considération dans le dimensionnement de ces installations.

5.2. Objectifs de Développement de l'Autoproduction par le PV

Le Plan Solaire Tunisien (PST) définit la stratégie du pays en matière de développement des énergies renouvelables dans le mix de la production électrique. Ce plan, approuvé par le Conseil ministériel en 2016, vise à atteindre un taux de pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale d'électricité de 30 % en 2030.

Pour réaliser cet objectif, le PST prévoit la mise en place d'une capacité globale d'énergies renouvelables d'environ 3 800 MW à l'horizon de 2030, contre 280 MW installés à fin 2016. Compte tenu des ressources disponibles, le développement des renouvelables en Tunisie se focalisera essentiellement sur l'énergie éolienne et le photovoltaïque. La répartition des puissances à installer selon les filières renouvelables aux différents horizons est donnée dans le Plan Solaire Tunisien comme suit :

Tableau 11 Capacités Électriques Renouvelables Projetées en Tunisie pour les Horizons 2020, 2025 et 2030, Source : Plan Solaire Tunisien

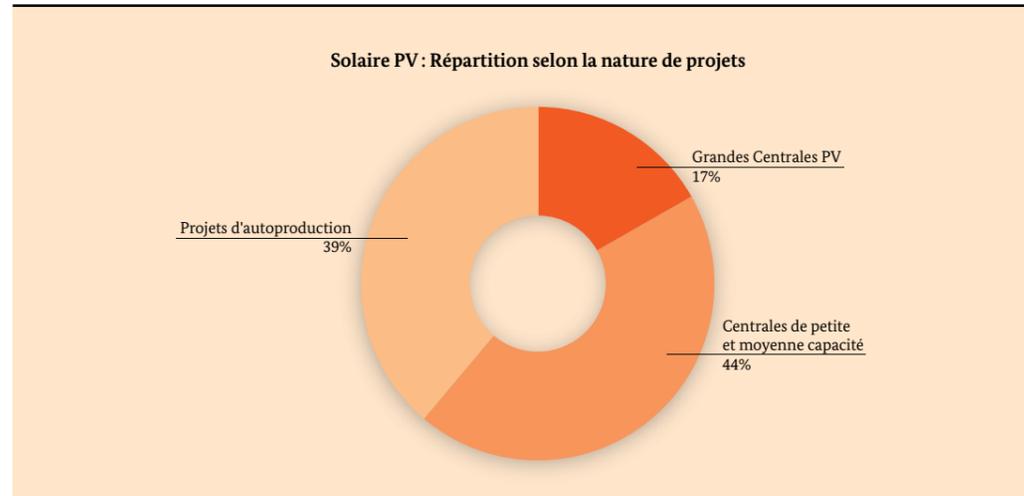
Filière ER	Capacités électriques par technologie ER (MW)		
	2020	2025	2030
Eolien	775	1 305	1 755
Photovoltaïque	405	947	1 510
Thermo-Solaire (CSP)	-	150	450
Biomasse	45	80	100
Total	1 225	2 482	3 815

Afin de mettre en place ces puissances, le PST a prévu plusieurs régimes d'accès au marché des renouvelables en Tunisie. Ces régimes couvrent les différentes tailles d'installations de production de l'électricité et visent les différents types d'investisseurs potentiels dans ce domaine. Ainsi, les capacités à installer dans le cadre du PST seraient réalisés à travers :

- Les ménages et les établissements publics et privés intéressés par les énergies renouvelables pour l'autoconsommation et la satisfaction d'une partie de leurs besoins électriques afin de réduire leurs factures énergétiques ;
- Les petits et les moyens investisseurs privés qui cherchent à investir et développer des projets de petites et moyennes capacités pour vendre la totalité de leur production électrique à la STEG (régime des autorisations) ;
- Les investisseurs nationaux et internationaux privés qui sont attirés par les projets de grandes capacités, réalisés généralement dans le cadre de concessions (régime des concessions) ;
- La Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz, en tant que producteur public d'énergie électrique.

Pour le photovoltaïque et en se référant à la répartition de projets prévue dans le PST, la part la plus importante des installations PV sera réalisée à travers les projets d'autoconsommation et les petites et moyennes centrales comme le montre le graphique suivant :

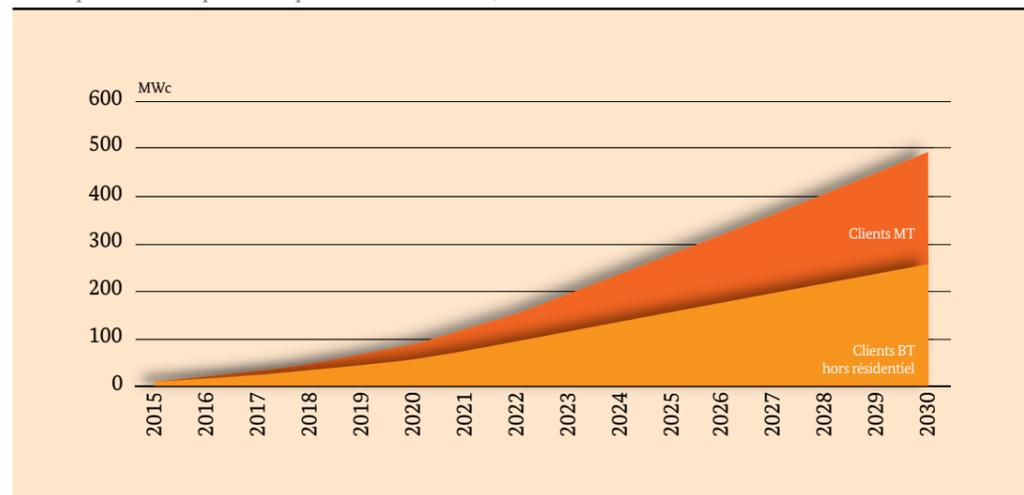
Figure 29 Répartition des Projets d'Énergies Renouvelables Futurs par Type, Source : Plan Solaire Tunisien



A l'horizon de 2030, le Plan Solaire Tunisien (PST) prévoit l'installation d'une puissance d'environ 240 MWc dans le cadre des projets d'autoproduction d'électricité par le PV pour le compte des abonnés de la STEG raccordés au réseau MT. Pour les entreprises raccordées au réseau BT, la puissance totale des installations PV d'autoproduction prévues à l'horizon 2030 s'élève à 250 MW (hors résidentiel).

Le graphique suivant illustre l'évolution de la puissance solaire de l'autoproduction, telle que présentée dans le PST, dans sa dernière version de septembre 2015.

Figure 30 Evolution du PV pour les Clients BT hors résidentiels et MT dans le cadre des projets d'autoproduction pour la période 2015-2030, Source : Plan Solaire Tunisien



A court terme, l'avis publié n°01/2016 par le ministère chargé de l'énergie a fixé l'objectif de développement de l'autoproduction de l'électricité pour la période 2017-2020 à 210 MW, dont 80 MW à travers l'éolien et 130 MWc par les installations photovoltaïques.

Tenant compte des objectifs annoncés par l'avis n°01/2016 et du rythme de croissance des réalisations dans le cadre du programme Prosol Elec, la puissance solaire PV réalisable pour l'autoconsommation du PV par les clients STEG n'appartenant pas au secteur résidentiel pourrait être évaluée à 55 MWc.

Il est à noter que le PST et l'avis n°01/2016 n'ont pas présenté la répartition des puissances PV dans le cadre de l'autoproduction sur les différents secteurs d'activité économique.

5.3. Cadre Réglementaire de l'Autoproduction par le PV

Les projets d'autoproduction PV sont régis par la loi n°2015-12 et de ses textes d'application, dont notamment:

- Le décret gouvernemental n°2016-1123 du 24 août 2016 fixant les conditions et les modalités de réalisation des projets de production et de vente d'électricité à partir des énergies renouvelables ;
- L'arrêté de la ministre de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables du 09 février 2017, portant approbation du contrat type d'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique produite à partir des installations des énergies renouvelables et livrée sur le réseau Basse Tension;
- L'arrêté de la ministre de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables du 09 février 2017, portant approbation du contrat type de transport de l'énergie électrique produite à partir des énergies renouvelables pour la consommation propre, raccordée aux réseaux haute et moyenne tension et d'achat de l'excédent par la STEG ;
- L'arrêté de la ministre de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables du 09 février 2017, portant approbation du cahier des charges relatif aux exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables raccordées sur le réseau Basse Tension ;
- L'arrêté de la ministre de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables du 09 février 2017, portant approbation du cahier des charges relatives aux exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables raccordées sur le réseau haute et moyenne tension ;
- La décision du Ministre de l'énergie 7 juin 2014 fixant les tarifs de transport de l'électricité à travers le réseau électrique national et les tarifs de vente de l'excédent de l'électricité produite à la STEG.

En se référant à l'ensemble de ces textes réglementaires, les projets d'autoconsommation raccordés au réseau Basse Tension ne pourraient être réalisés que sur les sites correspondants aux points de consommation de l'énergie électrique et leurs puissances ne devront pas dépasser les puissances souscrites auprès de la STEG. Les procédures pour ce type de projets sont relativement simples et ne nécessitent que l'obtention de l'approbation

préalable de la part du District de la STEG. Les principales dispositions régissant les projets d'autoconsommation par le solaire PV sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 12 Dispositions Régissant les Projets Solaires PV d'Autoproduction raccordés au réseau BT

Dispositions	Descriptions
Auto-Producteurs éligibles	Tous les clients BT de la STEG
Puissance ER limite	Puissance souscrite de l'abonné auprès de la STEG
Exigences techniques	Conformité de l'installation aux dispositions du cahier des charges, approuvé par arrêté du ministre chargé de l'énergie
Nature de l'autorisation exigée	Approbation préalable de la STEG
Cadre de la vente des excédents	Contrat conclu entre le producteur et la STEG conformément au contrat-type approuvé par le ministre chargé de l'énergie
Limite de la vente des excédents	Pas de limites
Base de calcul de l'excédent	Décompte annuel : Différence entre les quantités d'électricité d'origine renouvelable évacuées sur le réseau et celles reçues du réseau (net metering)
Tarifs de vente de l'excédent à la STEG	Pas de vente directe : l'excédent annuel sera soustrait des quantités reçues du réseau au titre de l'année suivante. Ceci ramène d'une façon indirecte à des tarifs de vente de l'excédent équivalents aux tarifs d'achat
Lieu de dépôt de la demande	District concerné de la STEG
Délai pour l'obtention de l'autorisation	2 mois
Délai pour la mise en service	15 jours

La réalisation d'un projet d'autoconsommation raccordé au réseau Moyenne Tension nécessite l'obtention au préalable d'une Décision du ministre chargé de l'énergie suite à l'approbation du projet par la Commission Technique de Production Privée d'Electricité à partir des Energies Renouvelables (CTER).

Il est à noter que pour ce type de projets, il est possible de réaliser l'installation PV sur un site autre que celui de la consommation et de transporter l'électricité produite à travers le réseau de la STEG jusqu'au point de consommation. Les principales dispositions réglementaires pour le régime de l'autoconsommation raccordé au réseau MT se résument dans le tableau suivant.

Tableau 13 Dispositions Régissant les Projets Solaires PV d'autoconsommation raccordés au réseau MT

Dispositions	Descriptions
Auto-producteurs éligibles	Toute collectivité locale ou établissement public ou privé opérant dans les secteurs de l'industrie, de l'agriculture ou du tertiaire
Puissance ER limite	N'est pas spécifiée
Exigences techniques	Conformité de l'installation aux dispositions du cahier des exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des ER sur le réseau HT et MT, approuvé par arrêté du ministre chargé de l'énergie
Nature de l'autorisation exigée	Décision du ministre chargé de l'énergie, sur avis conforme de la commission technique de production privée d'électricité à partir des énergies renouvelables.
Cadre de la vente des excédents	Contrat conclu entre le producteur et la STEG conformément au contrat-type approuvé par le ministre chargé de l'énergie
Limite de la vente des excédents	30 % de la production annuelle
Base de calcul de l'excédent	Décompte annuel : Différence entre les quantités d'électricité d'origine renouvelable évacuées sur le réseau et celles consommées (par postes horaires)
Tarifs de vente de l'excédent à la STEG	Tarifs fixés par Décision du Ministre chargé de l'Energie. Tarifs actuellement en vigueur (Décision du 7 juin 2014) : - Jour : 115 m/m/kWh - Pointe Matin Eté : 182 m/m/kWh - Pointe Soir : 168 m/m/kWh - Nuit : 87 m/m/kWh
Droit de transport de l'électricité	Oui
Tarifs de transport de l'électricité	Tarif fixé par arrêté du Ministre chargé de l'Energie Tarif en vigueur (Décision du 7 juin 2014) : 7 m/m/kWh
Lieu de dépôt de la demande	Ministère chargé de l'énergie
Délai pour l'obtention de l'autorisation	3 mois
Délais pour la confirmation du raccordement au réseau (STEG)	3 mois
Délai pour la mise en service	20 jours
Validité de l'autorisation	2 ans pour les projets du solaire PV, avec possibilité d'extension d'une année
Délai maximal pour le démarrage des travaux	1 année à compter de la date de l'obtention de l'autorisation

5.4. Procédures de Réalisation des Projets d'Autoconsommation PV

5.4.1. Projets Raccordés au Réseau BT

Les agriculteurs et les industriels du secteur agroalimentaire raccordés au réseau BT souhaitant s'équiper d'installations solaires PV pour l'autoconsommation d'électricité pourraient prendre contact avec les sociétés installatrices des systèmes PV éligibles par l'ANME. La liste de ces sociétés figure sur les sites WEB de l'ANME et de la STEG et pourrait être également consultée en contactant directement les représentations de ces deux institutions dans les différentes régions.

La société installatrice contactée se charge de fournir toutes les explications techniques nécessaires et d'informer son client des procédures administratives, des incitations spécifiques aux projets solaires PV et des mécanismes de financement offerts dans ce cadre. Il est à noter que le contact initial agriculteur-installateur pourrait être également initié par les technico-commerciaux des sociétés installatrices et ce à travers la technique de vente porte-à-porte ou d'autres techniques de prospection du marché.

Après l'accord pour la réalisation de l'installation solaire PV conformément à l'offre technique et au devis élaborés par l'installateur, ce dernier se chargera de toutes les démarches administratives auprès du District concerné de la STEG. Il est à noter que l'acquéreur de l'installation devra signer le contrat-type client-STEG de vente des excédents d'énergie électrique pour qu'il soit inclus parmi les documents de la demande à déposer au District.

Après l'approbation de la STEG, la société installatrice procédera à la fourniture des équipements et leur installation dans un délai raisonnable ne dépassant pas 6 mois, à compter de la date de l'approbation du dossier. A l'achèvement des travaux, l'installateur réalisera les essais et les vérifications nécessaires sur l'installation solaire et fournira au bénéficiaire les documents suivants :

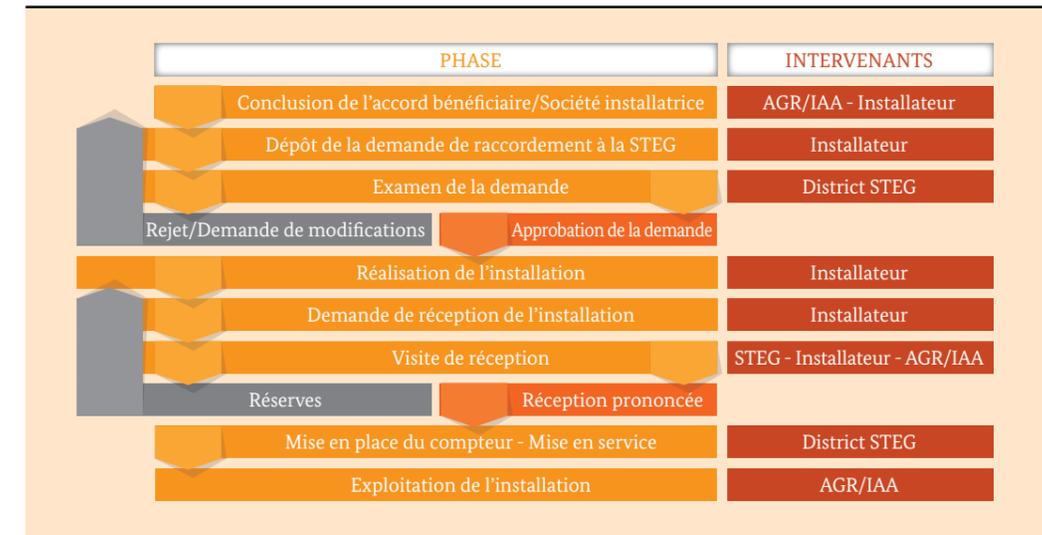
- Le schéma électrique de l'installation ;
- Le plan d'emplacement des principaux organes de l'installation, notamment les organes de protection et de coupure ;
- Le manuel d'utilisation de l'installation PV ;
- Les consignes de sécurité et de maintenance ;
- Les documents techniques, les certificats et les garanties des équipements.

A la fin de cette phase, l'entreprise dépose une demande de réception et de mise en service de l'installation solaire PV réalisée auprès du district concerné de la STEG, qui devra programmer une visite de l'installation dans un délai ne dépassant pas 10 jours à compter de la date de la réception de la demande.

La réception de l'installation solaire est prononcée à travers la signature du Procès-verbal de la réception technique, par le représentant de la STEG, l'installateur et l'Agriculteur/IAA. Suite à cette visite, l'acquéreur de l'installation recevra un exemplaire du contrat relatif à l'achat par la STEG de l'excédent de l'énergie électrique.

Le graphique suivant présente les principales phases de la réalisation des installations solaires PV raccordées au réseau et destinées à l'autoconsommation.

Figure 31 Principales Phases de Réalisation des projets Solaires PV Raccordées au Réseau BT pour l'autoconsommation



Lors de la phase d'exploitation, le comptage d'énergie électrique consommée par le bénéficiaire de l'installation PV et celle injectée sur le réseau est effectué selon le principe de Net-Metering :

- Si la quantité de l'énergie électrique consommée par le bénéficiaire à partir du réseau est supérieure à l'énergie électrique d'origine renouvelable injectée sur le réseau : l'écart est facturé au bénéficiaire sur la base des tarifs de vente en vigueur.
- Si au contraire, la quantité d'énergie d'origine solaire livrée sur le réseau est supérieure à l'énergie consommée, l'écart sera reporté sur la facture suivante.

5.4.2. Projets Raccordés au Réseau MT

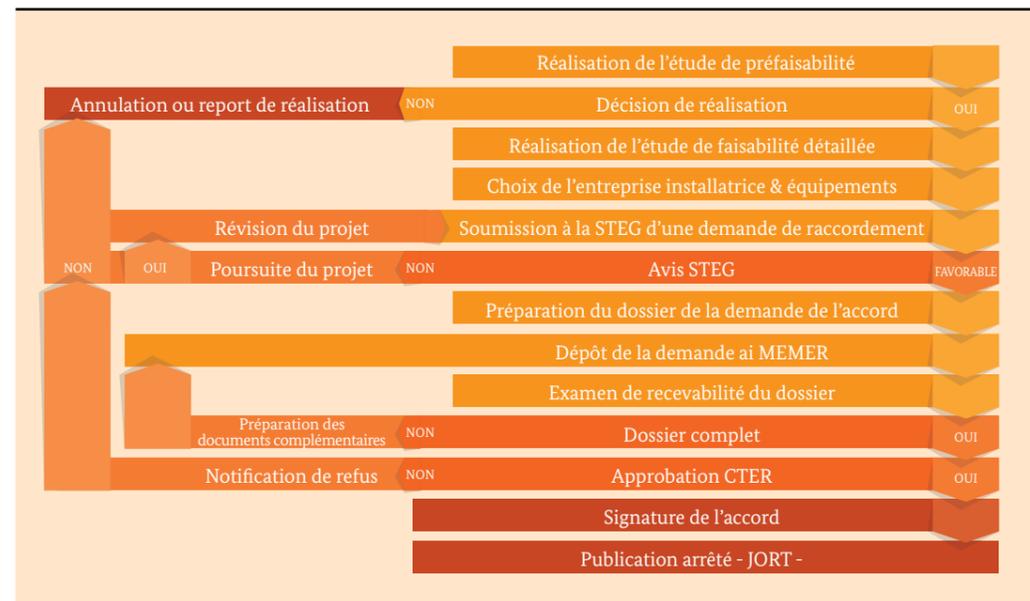
Le processus de réalisation des projets d'autoconsommation d'électricité à partir de l'énergie solaire PV raccordés au réseau MT inclut plusieurs étapes qui pourraient être réparties comme suit :

1. La réalisation de l'étude de faisabilité technique et économique du projet et le choix des équipements à mettre en place ainsi que la sélection de la société chargée de l'exécution de l'installation ;
2. Le dépôt à la STEG d'une demande pour la réalisation de l'étude préliminaire de raccordement de l'installation au réseau électrique ;
3. La préparation du dossier de la demande de l'accord du Ministre chargé de l'énergie pour la réalisation du projet (après l'obtention de l'étude préliminaire de raccordement élaborée par la STEG) ;
4. Le dépôt du dossier de la demande d'approbation du projet au Ministère chargé de l'énergie ;
5. La publication de l'arrêté portant approbation de la réalisation du projet au JORT pour pouvoir entamer les étapes ultérieures du projet;

6. Le dépôt d'une demande auprès de la STEG afin d'actualiser et de compléter l'étude de raccordement de l'installation au réseau électrique (conformément au décret gouvernemental n° 2016-1123) ;
7. La révision du projet sur la base des conclusions et des recommandations de l'étude de raccordement élaborée par la STEG ;
8. L'obtention des différentes autorisations exigées par la réglementation en vigueur (si nécessaire) ;
9. La remise mensuelle à la CTER des données et des documents portant sur l'avancement de la réalisation du projet ;
10. L'acquisition des équipements et la réalisation de l'installation ;
11. Le dépôt d'une demande à la STEG, après l'achèvement des travaux, pour l'inviter à la vérification de la conformité l'installation aux exigences techniques du cahier des charges ;
12. La signature avec la STEG d'un procès-verbal de la conformité de l'unité de production aux conditions de l'accord ;
13. La signature du contrat de transport de l'énergie électrique produite et d'achat des excédents avec la STEG ;
14. L'exploitation de l'installation ;
15. La facturation mensuelle des ventes des excédents de production à la STEG.

Les phases préalables à l'obtention de l'accord de la réalisation de l'installation solaire PV sont présentées dans le graphique suivant :

Figure 32 Principales Phases de Réalisation des projets Solaires PV Raccordées Au Réseau MT pour l'autoconsommation



5.5. Cadre Incitatif du PV dans le Secteur AGR/IAA

Les agriculteurs et les entreprises agroalimentaires souhaitant réaliser des projets solaires PV, peuvent bénéficier des primes pour investissement matériel et immatériel (études, accompagnement, etc.) de la part du Fonds de Transition Energétique (FTE) ou de la part du Fonds Tunisien d'Investissement (FTI). Il est à noter que ces primes ne pourraient pas être cumulatives et que leur gestion est assurée par :

- Pour les primes accordées par le FTE : L'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie;
- Pour les incitations allouées par le FTI :
 - L'Agence de Promotion des Investissements Agricoles (APIA) pour les projets initiés par des agriculteurs, des sociétés de services agricoles ou des groupements de développement dans le secteur de l'agriculture ;
 - L'Agence de Promotion de l'Industrie et l'Innovation (APII) pour les projets réalisés par les entreprises agro-alimentaires.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu sur les primes pour investissements immatériels et matériels que les projets PV pourraient en bénéficier de la part du FTI ou du FTE.

Tableau 14 Avantages Accordés par le FTE et le FTI pour les Projets Solaires PV, Source : ANME et APIA

Nature	Prime FTE	Prime FTI
Etude de faisabilité	<ul style="list-style-type: none"> • 70% du coût de l'étude • Plafond : 30 000 TND 	<ul style="list-style-type: none"> • 50% du coût de l'étude • Plafond : 20 000 TND
Appui et accompagnement	<ul style="list-style-type: none"> • 70% du coût de l'opération • Plafond : 70 000 TND 	<ul style="list-style-type: none"> • 50% du coût de l'opération • Plafond : 500 000 TND
Investissement matériel	<p>1. Projet solaire PV non raccordé au réseau de la STEG</p> <ul style="list-style-type: none"> • 40% du coût de l'investissement (hors TVA) avec un montant plafond unitaire (par kWc) de : <ul style="list-style-type: none"> - 6 000 TND/kWc pour une station d'une puissance au maximum de 0,25 kW - 4 500 TND/kWc pour les puissances (P) entre 0,25 et 0,5 kW - 3 500 TND/kWc pour P entre 0,5 et 2 kW - 3 000 TND/kWc pour P entre 2 et 5 kW - 1 500 TND/kWc pour P entre 5 et 10 kW - 1 000 TND/kWc pour P supérieure à 10 kW <p>Plafond : 50 000 TND</p> <p>2. Projet d'autoconsommation raccordé au réseau BT</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1 500 TND / kWc pour une puissance ≤ 1,5 kW - 1 200 TND / kWc pour une puissance supérieure à 1,5 kW <p>Plafond : 5 000 TND</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 50% du coût de l'investissement dans les domaines de l'agriculture, porté à : <ul style="list-style-type: none"> • 55% pour les investissements dont le coût ne dépasse pas 200 000 TND • 60% pour les sociétés mutuelles de services agricoles et les groupements de développement dans le secteur de l'agriculture et de la pêche Plafond : 500 000 TND ▶ 15% de l'investissement pour les activités de première transformation de produits agricoles Plafond : 1 000 000 TND

<p>3. Projet d'autoconsommation raccordé au réseau MT 20% du coût de l'investissement (hors TVA)</p> <p>Plafond : 200 000 TND</p>	<p>► 15% de l'investissement pour les IAA basées dans le 1^{er} groupe des zones de développement régional³ et de 30% pour celles basées dans le 2^{ème} groupe</p> <p>Plafond : 1^{er} groupe : 1 500 000 TND 2^{ème} groupe : 3 000 000 TND</p>
<p>Autres I. immatériels</p> <p>• 70% du coût de l'opération Plafond : 70 000 TND</p>	<p>• 70% du coût Plafond : 200 000 TND</p>

5.6. Intégration du PV dans le Secteur AGR/IAA

5.6.1. Installations PV Raccordées au Réseau Électrique

La base de données de l'ANME relative aux installations solaire PV raccordées au réseau BT ne permet pas la classification des projets réalisés par secteur d'activité économique. Par conséquent, il est difficile d'évaluer le nombre et la répartition géographique des installations PV raccordées au réseau BT déjà réalisées dans les secteurs AGR/IAA.

La base de données de l'APIA consultée en avril 2019, relative aux projets solaires ayant obtenu l'approbation pour bénéficier des subventions du FTI, fait apparaître 6 projets PV raccordés au réseau BT dans le secteur agricole. L'emplacement et les caractéristiques de ces projets sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau 15 Projets solaires raccordés au réseau BT approuvés par l'APIA, Source : APIA

Gouvernorat	Nature d'activité	Puissance PV installée (kWc)
Béja	Centre de collecte du lait	8
	Centre de collecte du lait	13
	Poulailler	Non définie
Jendouba	Servie agricole	Non définie
Gabès	Elevage bovins	39
Nabeul	Poulailler	70

La réalisation des projets solaires PV raccordés au réseau MT nécessite l'obtention au préalable d'une autorisation du ministre chargé de l'énergie et ce après l'approbation des demandes par la commission technique CTER. L'analyse des données relatives aux demandes de projets d'autoconsommation examinées et approuvés par la CTER démontre l'existence de plusieurs projets initiés par des promoteurs appartenant au secteur agricole et aux industries agroalimentaires.

Jusqu'au mois de mai 2019, le nombre de projets solaires PV approuvés par la CTER et appartenant au secteur agricole s'élève à 51 projets. Ces projets totalisent une puissance solaire PV d'environ 3,9 MWc.

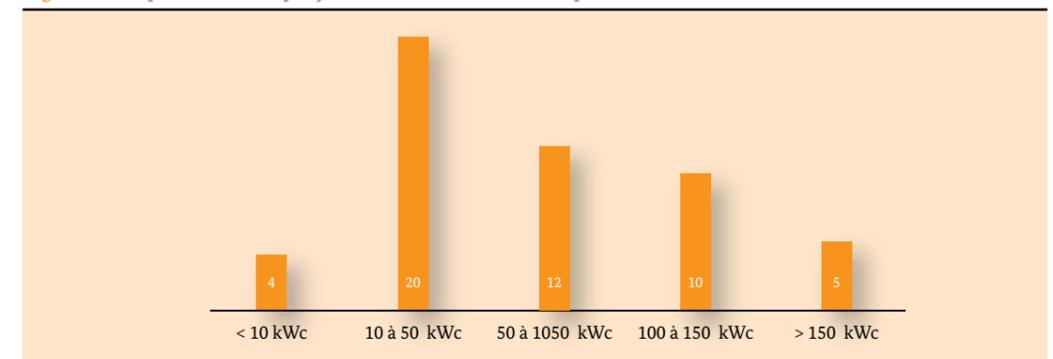
Ces projets sont répartis sur 12 gouvernorats et le nombre le plus important de projets est enregistré à Sfax, comme le montre le tableau suivant indiquant la répartition des projets pour les différents gouvernorats :

Tableau 16 Répartition des installations solaires MT selon les gouvernorats, Source : CTER

Gouvernorat	Nombre d'installations PV en MT	Puissance PV installée (kWc)
Manouba	9	848
Zaghouan	8	722
Nabeul	5	680
Sfax	14	536
Siliana	1	270
Kasserine	5	242
Beja	2	189
Monastir	1	150
Ben Arous	1	80
Gabès	3	70
Jendouba	1	40
Tunis	1	38
Total	51	3 864

Les puissances des projets PV raccordés au réseau MT initiés dans le secteur agricole varient entre 3 kWc et 270 kWc et plus de 70 % des projets sont d'une puissance inférieure à 100 kWc. Le graphique ci-contre illustre la répartition des projets PV-MT selon l'importance de leurs puissances.

Figure 33 Répartition des projets PV en MT selon leurs puissances



5.6.2. Installations PV Non Raccordées au Réseau Électrique

Les installations PV non raccordées au réseau électrique sont utilisées principalement pour le pompage d'eau destinée à l'irrigation au niveau des exploitations agricoles qui ne sont pas connectées au réseau de la STEG. Avec l'amélioration de la compétitivité du PV par rapport au gasoil, le nombre de ces installations en Tunisie ne cesse d'augmenter. Ce développement du PV pour le pompage a été constaté au niveau des puits autorisés ainsi qu'à l'échelle des puits illicites⁴. Les statistiques disponibles lors de l'élaboration de la présente étude ne permettent pas d'évaluer le nombre réel de puits qui sont actuellement alimentés par des systèmes de pompage solaire.

³ La liste des zones de développement régional de groupe 1 et de groupe 2 est annexée au décret n°2017-389

⁴ Les puits illicites ne bénéficient pas de l'autorisation du CRDA pour le pompage d'eau pour l'irrigation.

D'après l'étude élaborée par la GIZ en 2018 « Etude de cas des Systèmes de Pompage Solaires en Tunisie », les installations de pompage solaire en Tunisie pourraient dépasser 1 000 unités dont la part la plus importante équipe des puits illicites.

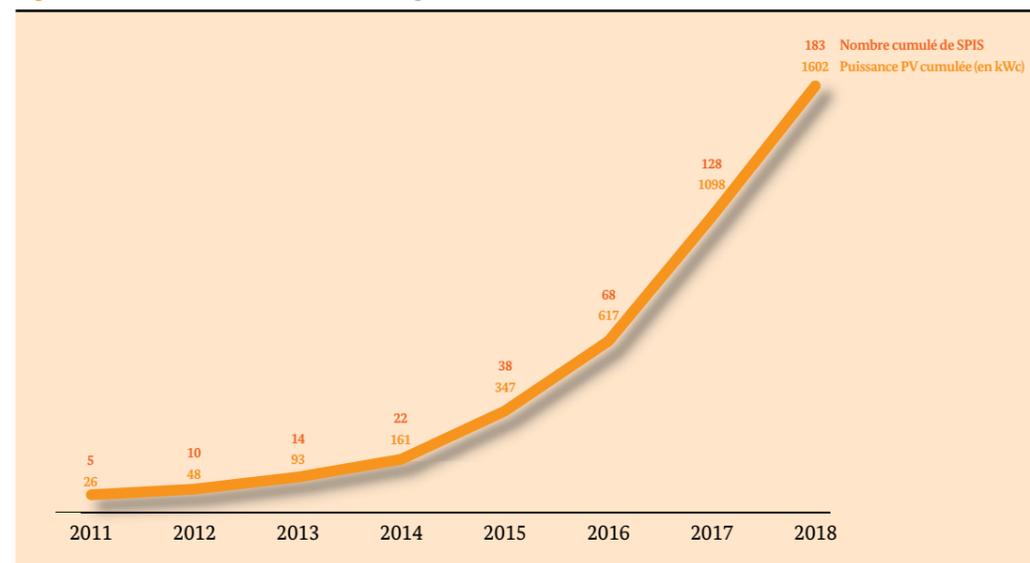
Pour les puits en situation légale, deux bases de données ont été exploitées pour évaluer et analyser les projets de pompage solaire équipant ces puits :

- La base de données de l'ANME relative aux « Systèmes de Pompage et Irrigation Solaire (SPIS) » réalisés et ayant bénéficié des primes allouées par le FTE. Cette base couvre la période 2011-2018 et englobe les données les plus importantes des SPIS installés : nom du bénéficiaire, lieu, puissance du SPIS, société installatrice, date d'installation, coût de l'investissement HTVA et montant de la prime FTE ;
- La base de données de l'APIA relative aux investissements agricoles déclarés et ayant eu l'approbation pour bénéficier des subventions prévues dans le cadre de l'intervention du FTI pour les projets d'énergie renouvelable dans le secteur agricole. Les données collectées de l'APIA couvrent la période 2017-2018 et englobent les informations en relation avec l'identité du promoteur agricole, l'emplacement du projet, les composantes du projet, le coût global d'investissement, le montant global des primes FTI, le coût d'investissement relatif à la composante solaire PV et le montant de la subvention FT spécifique à cette composante.

5.6.2.1 SPIS ayant bénéficié des Primes FTE

En se référant aux données de l'ANME et durant la période 2011-2018, le nombre des SPIS équipant des puits en situation légale s'élève à 183 installations totalisant une puissance PV globale mise en place d'environ 1,6 MWc, soit une capacité PV moyenne de 8.75 kWc par système. Les réalisations dans ce domaine ont connu un rythme de croissance important, notamment à partir de l'année 2014 comme le montre le graphique ci-dessous présentant l'évolution des systèmes de pompage solaire installés durant la période 2011-2018.

Figure 34 Evolution du nombre et de la puissance des SPIS installés, Source : ANME



L'analyse des caractéristiques des SPIS installés montre qu'environ 2/3 de ces systèmes sont équipés d'une puissance PV ne dépassant pas 10 kWc. La répartition des systèmes selon leurs puissances PV est donnée dans le tableau suivant.

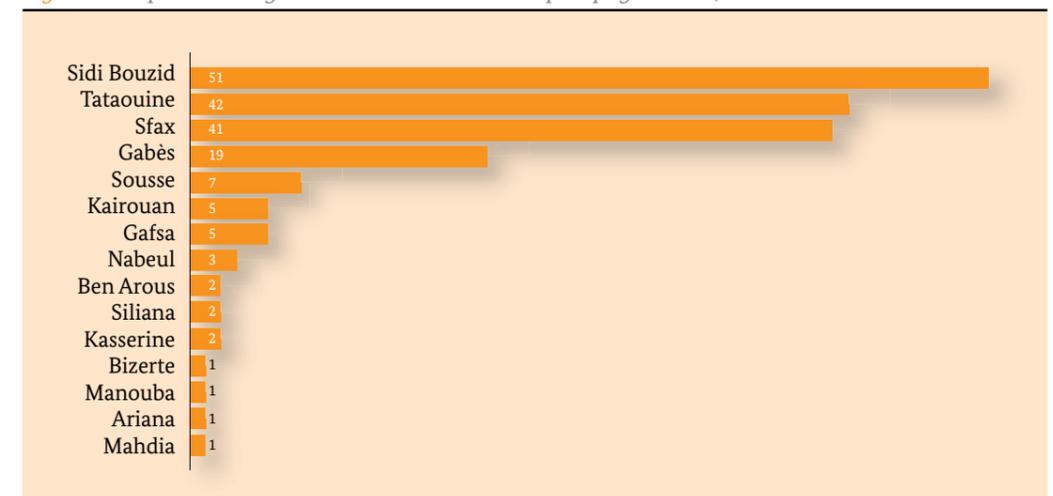
Tableau 17 Répartition des puissances des installations de pompage solaire, Source : ANME

Puissance	Nombre	%
< 5 kW	73	40%
5 - 10 kW	50	27%
10 - 15 kW	24	13%
15 - 20 kW	28	15%
> 20 kW	8	4%
Total	183	100%

D'autre part, les SPIS installés sont concentrés dans les régions du Centre et du Sud, qui accaparent 96 % des systèmes installés. Il à noter dans ce cadre que Sidi Bouzid, Tataouine et Sfax sont les gouvernorats qui ont connu la diffusion la plus importante.

Ces gouvernorats partagent 73 % des systèmes installés au niveau national. Le graphique suivant présente la répartition des systèmes de pompage solaire installés au niveau des différents gouvernorats.

Figure 35 Répartition régionale des installations de pompage solaire, Source : ANME

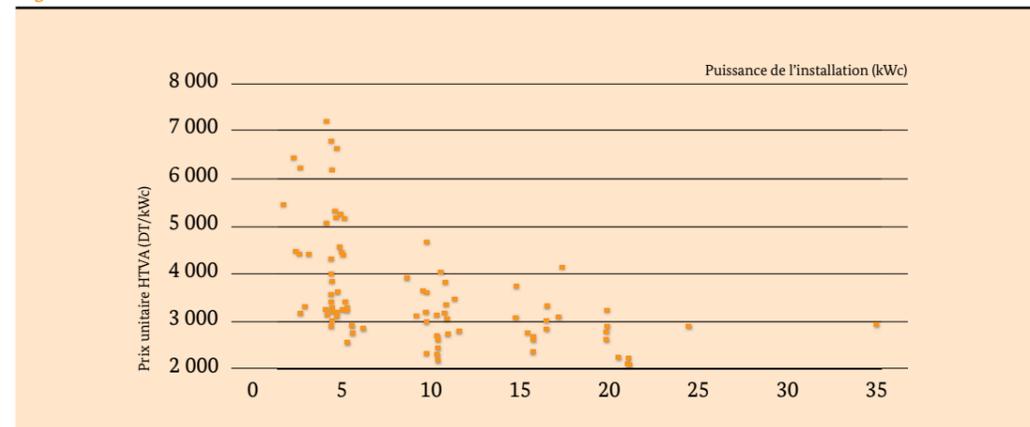


Du point de vue offre, les entreprises agissantes dans la mise en place des SPIS restent limitées en comparaison avec le nombre total des sociétés actives dans la commercialisation et l'installation des systèmes PV en Tunisie : Durant les deux dernières années (2017 et 2018) et sur une centaine d'entreprises actives sur le marché solaire PV tunisien, uniquement 18 sociétés ont participé à la mise en place des SPIS. 66 % de ces systèmes ont été mis en place par uniquement 4 sociétés. Ceci pourrait expliquer, entre

autres, la concentration des systèmes de pompage dans certaines régions plus que d'autres. La dynamique d'installation des SPIS et leur répartition sur les régions sont fortement influencées par la dynamique commerciale des sociétés installatrices et des périmètres de leurs interventions.

D'autre part, l'analyse des données des systèmes mis en place en 2018 montre que la fourchette des prix moyens des SPIS en HTVA varie, selon leurs puissances, de 2 500 à 4 600 DT/kWc. En plus de l'aspect relatif à la taille des installations, cette variation résulte de la différence constatée au niveau des prix pratiqués par les fournisseurs des systèmes ainsi que la nature des équipements et travaux réalisés. Dans plusieurs projets de pompage solaire, les pompes ont été fournies par la société installatrice et leurs coûts ont été intégrés dans les prix des SPIS alors que dans d'autres projets les équipements ont été limités aux installations solaires pour alimenter les pompes qui sont déjà en place. Le graphique suivant donne un aperçu sur la variation des prix des SPIS installés durant la période 2017-2018 et ayant bénéficié des subventions allouées par le FTE.

Figure 36 Prix HTVA des SPIS installés en 2017 et 2018, Source : ANME



L'analyse des prix par intervalle de puissances solaires installées permet de démontrer l'effet de l'économie d'échelle sur les coûts des SPIS. Le tableau suivant présente les prix moyens ainsi que les prix extrêmes des systèmes de pompage installés en 2017-2018 en fonction de leurs puissances.

Tableau 18 Variation des prix des SPIS soumis FTE en fonction de leurs puissances, Source : ANME

Puissance du SPIS	Prix Moyen (DT/ kWc)	Prix Max (DT/kWc)	Prix Min (DT/kWc)
≤ 5 kWc	4 617	7 250	2 537
5 à 10 kWc	2 993	4 667	2 162
10 à 15 kWc	2 976	4 134	2 319
> 15 kWc	2 489	3 222	2 034

5.6.2.2 SPIS ayant bénéficié des Primes FTI

En se référant aux données collectées de l'APIA, le nombre de projets de pompage d'eau destinée à l'irrigation ayant eu l'approbation durant la période 2017-2018 pour bénéficier des incitations accordées dans le cadre de l'intervention du FTI s'élève à 55 projets.

L'analyse de la répartition régionale de ces systèmes confirme pratiquement les mêmes conclusions de l'analyse effectuée pour les SPIS bénéficiant de la prime FTE : Les gouvernorats de Sfax, Gabès et Sidi Bouzid connaissent un rythme important de diffusion des SPIS. D'autre part, il ressort de cette analyse que dans les gouvernorats de Kasserine et Médenine, la prime du FTI a incité l'agriculteur à investir dans le pompage solaire par bénéficier d'une prime plus importante que celle offerte par le FTE. Le tableau suivant présente la répartition entre les gouvernorats des projets de pompage solaire PV approuvés dans le cadre du FTI durant les années 2017 et 2018.

Tableau 19 Nombre de projets de pompage solaire approuvés dans le cadre du FTI aux différents gouvernorats (2017-2018), Source : APIA

Gouvernorat	Nombre de SPIS
Gabès	19
Sfax	10
Kasserine	9
Sidi Bouzid	8
Gafsa	3
Médenine	3
Kairouan	1
Béja	1
Ben Arous	1
Total	55

Faute de disponibilité de toutes les informations relatives à ces installations, il n'était pas possible d'évaluer leur puissance PV totale. Le nombre de SPIS dont les capacités PV sont identifiées se limite à 13, soit environ 24 % du nombre total des systèmes de pompage approuvés en 2017 et 2018. L'analyse des données de ces systèmes montre que la capacité solaire moyenne par SPIS est d'environ 14 kWc.

Comparées aux SPIS soumis au FTE, les prix des systèmes de pompage présentés à l'APIA pour bénéficier des primes du FTI sont considérés plus élevés. Le tableau suivant présente les prix moyens ainsi que les prix extrêmes des SPIS en fonction de leurs puissances.

Tableau 20 Variation des prix des SPIS soumis au FTI en fonction de leurs puissances, Source : APIA

Puissance du SPIS	Prix Moyen (DT/ kWc)	Prix Max (DT/kWc)	Prix Min (DT/kWc)
5 à 10 kWc	4 290	4 800	3 680
10 à 15 kWc	4 660	5 900	3 810
> 15 kWc	3 930	4 650	2 730

VI. Potentiel technique du PV raccordé dans le secteur agricole

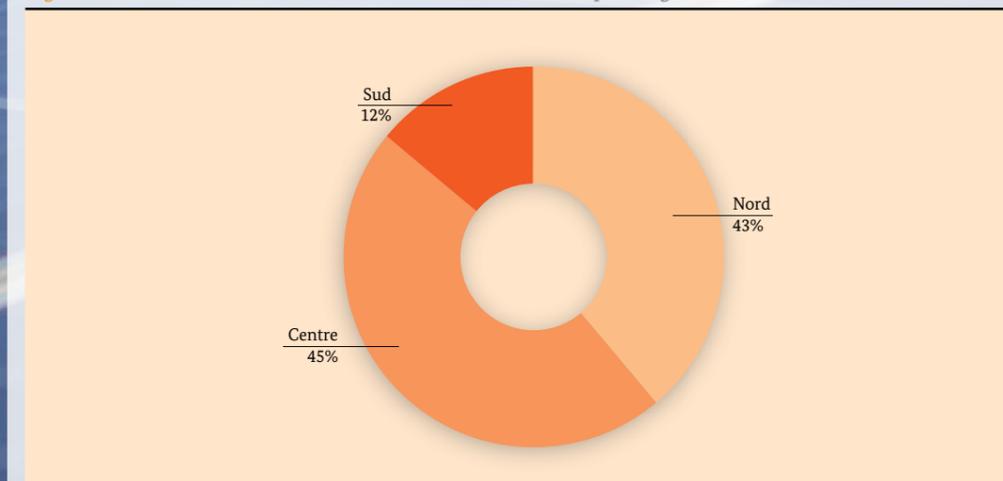
6.1. Potentiel du PV pour l'Autoconsommation Raccordée au Réseau BT

Avec le système de comptage basé sur le Net-Metering, le cadre réglementaire tunisien permet aux abonnés du réseau de la Basse Tension de couvrir la totalité de leurs besoins annuels d'électricité par les projets PV.

En se référant aux données de la consommation du secteur agricole raccordé à la BT (553 GWh), la répartition de cette consommation sur les différents gouvernorats et tenant compte de la productibilité annuelle des systèmes PV dans les différentes régions de la Tunisie, le potentiel global du solaire PV pour le secteur agricole raccordé à la Basse Tension pourrait être estimé à 342 MWc.

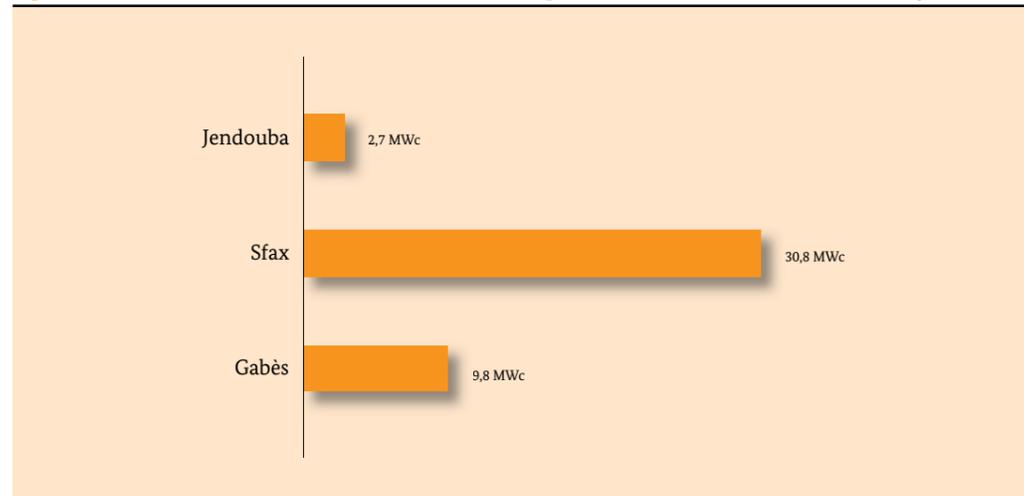
La répartition de ce potentiel selon les régions Sud, Centre et Nord est donnée dans le graphique ci-dessous.

Figure 37 Potentiel du Solaire PV raccordé au réseau BT par Région



Le potentiel relatif aux gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabes totalise 43.3 MWc, ce qui représente environ 13 % du potentiel du PV du secteur agricole raccordé à la Basse Tension.

Figure 38 Potentiel du Solaire PV raccordé au réseau BT pour les 3 Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès



6.2. Potentiel du PV pour l'Autoconsommation Raccordée au Réseau MT

La réglementation tunisienne a fixé une limite de l'excédent de l'électricité des installations d'autoproduction par l'énergie solaire qui pourrait être cédé à la STEG. Le décret n°2016-1123 exige que les excédents vendus à la STEG ne dépassent pas 30% de la production annuelle de l'installation PV. Ainsi, les quantités d'électricité dépassant cette limite seront cédées gratuitement à la STEG.

Le potentiel « réglementaire » du PV désigne la limite de la puissance qui pourrait être réalisée en valorisant la totalité de son productible, autrement-dit en restant dans la limite des excédents de 30% fixés par la réglementation.

Pour estimer ce potentiel, des simulations ont été faites en utilisant le programme de calcul élaboré par la GIZ (PROFITPV_Tunisie_Moyenne_Tension) pour chaque régime tarifaire de la Moyenne Tension (tarif uniforme et tarif à postes horaires) tout en se basant aux hypothèses suivantes :

- Pour le régime à postes horaires : La consommation électrique est répartie selon le profil enregistrée en 2015 pour cette catégorie de consommateurs (voir sous-chapitre consommation électrique du secteur agricole) :
 - Jour : 46.5%
 - Nuit : 47.5%
 - Pointe : 6%
- Pour le régime à tarif uniforme : En absence de profils de consommation électrique typique pour l'ensemble des abonnés du secteur agricole souscrits à ce régime, le profil de la consommation relatif à l'élevage a été pris comme référence pour les simulations de calcul.
- La productibilité annuelle moyenne de référence des systèmes solaires PV a été estimée à 1650 kWh/kWc.

- La limite des excédents a été fixée à 30% de la production annuelle de la production totale des systèmes solaires PV.

En adoptant cette méthodologie, les simulations de calcul ont abouti aux évaluations suivantes du potentiel technique du solaires PV :

Pour le régime tarifaire à postes horaires :

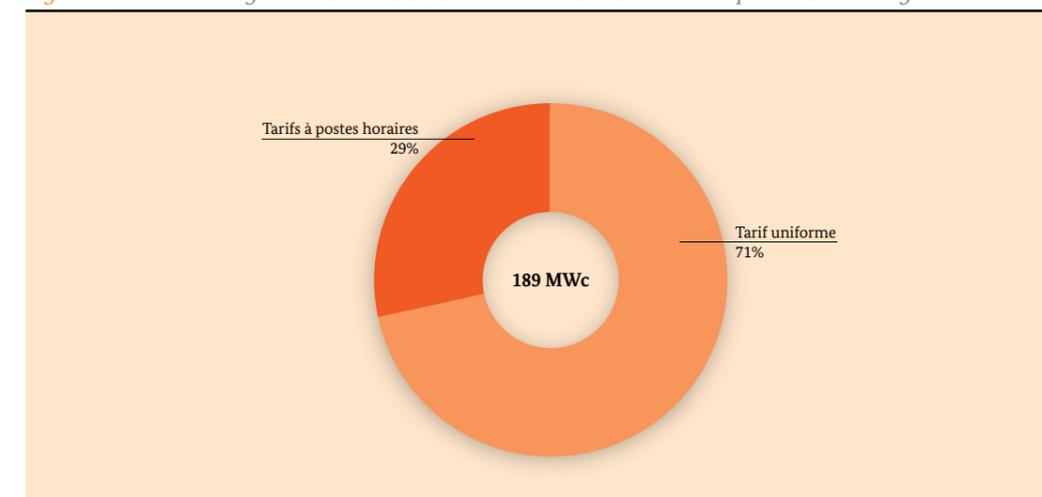
Consommation électrique annuelle	212 GWh
Potentiel solaire PV	54 MWc
Production solaire annuelle	89.1 GWh
Energie solaire autoconsommée	62.4 GWh
Energie solaire vendue en excédents	26.7 GWh
Ratio de couverture des besoins annuels par le solaire	29.4%
Ratio Production PV - consommation	42%

Pour le régime tarifaire à tarif uniforme :

Consommation électrique annuelle	353 GWh
Potentiel solaire PV	135 MWc
Production solaire annuelle	222.7 GWh
Energie solaire autoconsommée	66.3 GWh
Energie solaire vendue en excédents	156.4 GWh
Ratio de couverture des besoins annuels par le solaire	44%
Ratio Production PV - consommation	63%

Ainsi, le potentiel « réglementaire » total du PV raccordé au réseau MT pour le secteur agricole s'élève à 189 MWc.

Figure 39 Potentiel "Réglementaire" du Solaire PV raccordé au réseau MT pour le Secteur Agricole



En absence des données détaillées relatives à la répartition de la consommation électrique par régime tarifaire dans les gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès,

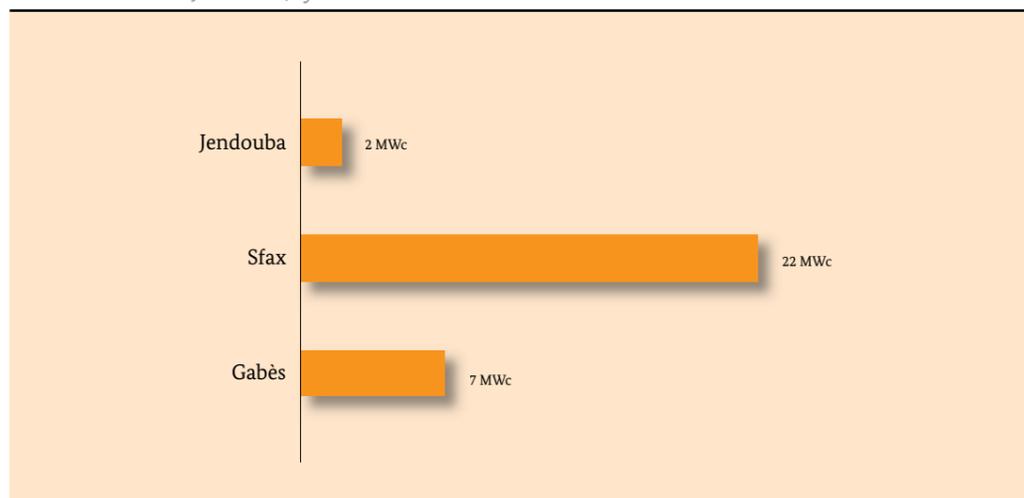
VI.

L'estimation du potentiel PV raccordé au réseau MT dans ces régions a été faite en se référant aux :

- Pourcentage de la consommation du secteur agricole en MT dans chacun de ces gouvernorats par rapport à la consommation électrique nationale agricole en MT ;
- Productivité spécifique des systèmes solaires PV dans ces régions.

L'adoption de cette approche a permis d'estimer le potentiel global du solaire PV pour le secteur agricole pour ces trois gouvernorats à environ 31 MWc. La répartition de cette puissance est donnée dans le graphique suivant.

Figure 40 Potentiel "Réglementaire" du Solaire PV raccordé au réseau MT pour le Secteur Agricole pour les 3 Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès



RÉCAPITULATIF

Potentiel technique réglementaire de l'autoconsommation par le solaire PV dans le secteur agricole 530 MWc

Basse tension 342 MWc

Moyenne Tension 189 MWc

Jendouba 5 MWc

Sfax 53 MWc

Gabès 17 MWc



VII. Potentiel technique du PV raccordé dans le secteur agroalimentaire

Le calcul du potentiel réglementaire du solaire PV dans le secteur des IAA a été effectué selon la même méthodologie adoptée pour le calcul du potentiel du secteur agricole.

Toutefois, il est à signaler que les données disponibles pour les IAA raccordées au réseau MT ne font pas distinction entre les entreprises inscrites au régime à postes horaires et celles abonnées sous le régime à tarif uniforme. Pour surmonter ce manque d'informations, il a été supposé lors des simulations que seuls les entrepôts considérés comme étant grandes consommatrices d'énergie électrique (consommation annuelle égale ou supérieure à 5 GWh/an) sont inscrites au régime à postes horaires et que toutes les autres entreprises font partie des abonnés de la STEG à tarif uniforme.

En adoptant cette hypothèse et la méthodologie qui consiste à superposer les profils de production PV aux profils de la consommation électrique de chaque catégorie des IAA, les résultats de l'évaluation du potentiel PV se présentent comme suit

Pour le régime tarifaire à postes horaires :

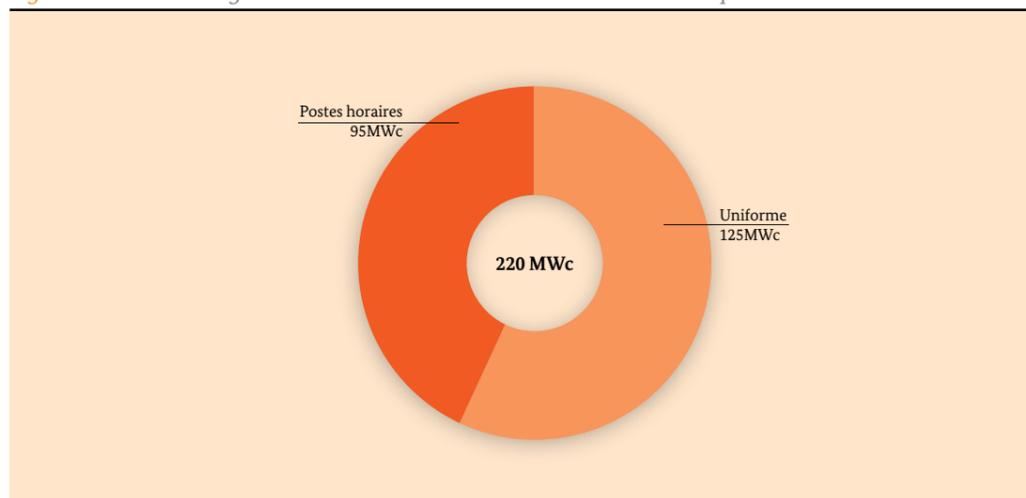
Consommation électrique annuelle	373.6 GWh
Potentiel solaire PV	95 MWc
Production solaire annuelle	156.8 GWh
Energie solaire autoconsommée	110.2 GWh
Energie solaire vendue en excédents	46.6 GWh
Ratio de couverture des besoins annuels par le solaire	30 %
Ratio Production PV – consommation	42%

Pour le régime tarifaire à tarif uniforme :

Consommation électrique annuelle	328.5 GWh
Potentiel solaire PV	125 MWc
Production solaire annuelle	206.3 GWh
Energie solaire autoconsommée	145.1 GWh
Energie solaire vendue en excédents	61.2 GWh
Ratio de couverture des besoins annuels par le solaire	44%
Ratio Production PV – consommation	63%

Ainsi, le potentiel « réglementaire » total du solaire PV raccordé au réseau MT pour le secteur des IAA s'élève à 220 MWc.

Figure 41 Potentiel "Réglementaire" du Solaire PV raccordé au réseau MT pour les IAA



L'estimation du potentiel PV raccordé au réseau MT dans les gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès a été faite en se référant à :

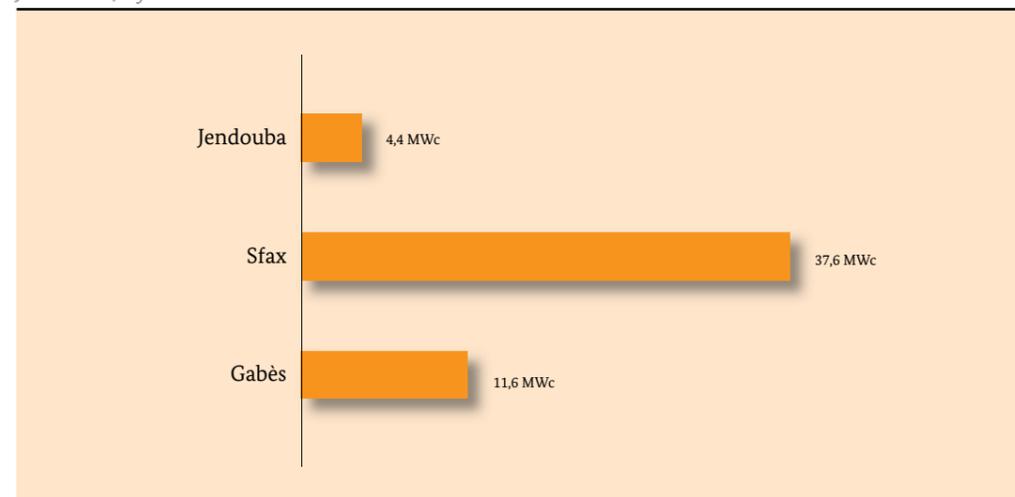
- La base des données de l'ANME relatives aux sociétés grandes consommatrices d'énergie. Cette base a permis d'évaluer la consommation des gros consommateurs du secteur agricole dans chacun des 3 gouvernorats ;
- La répartition de la consommation électrique MT du secteur IAA entre les districts de la STEG ;
- La productivité annuelle moyenne des systèmes solaires PV dans les 3 gouvernorats.

L'adoption de cette approche a permis d'estimer le potentiel global du solaire PV pour le secteur des IAA pour ces trois gouvernorats à environ 54 MWc. La répartition de cette puissance par gouvernorat et par régime tarifaire MT est détaillée dans le suivant.

Tableau 21 Potentiel du Solaire PV Raccordé en MT pour les IAA dans les 3 Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès

Gouvernorat	Potentiel IAA MT Uniforme (MWc)	Potentiel IAA MT Postes Horaires (MWc)	Potentiel Total IAA-MT (MWc)
Jendouba	8,4	3,2	11,6
Sfax	30,2	7,4	37,6
Gabès	3,0	1,4	4,4

Figure 42 Potentiel Total du Solaire PV raccordé en MT pour les IAA dans les 3 Gouvernorats de Jendouba, Sfax et Gabès



Pour les industries agroalimentaires raccordées au réseau BT, les données disponibles ne fournissent qu'une estimation globale de cette consommation : environ 95 GWh en 2016. En adoptant une productivité moyenne annuelle des systèmes PV de 1 650 kWh/kWc, le potentiel pour cette catégorie des IAA pourrait être estimé à environ 58 MWc.

RÉCAPITULATIF

Potentiel réglementaire de l'autoconsommation par le solaire PV dans les IAA 278 MWc

Basse tension 58 MWc

Moyenne Tension 220 MWc

Jendouba 11.6 MWc

Sfax 37.6 MWc

Gabès 4.4 MWc

VIII. Potentiel technique du PV non raccordé dans le secteur agricole

L'application du PV non raccordé au réseau électrique pour le secteur agricole se présente essentiellement au niveau de l'équipement des puits de surface et des forages qui se trouvent éloignés du réseau de la STEG et utilisant actuellement les motopompes fonctionnant au gasoil. Les puits de surface permettent d'irriguer environ 48 % des superficies irriguées alors que les forages profonds et les barrages assurent respectivement 25 % et 21 % de ces superficies. Le reste des superficies, soit 6 %, est approvisionné à partir de sources diverses telles que le pompage sur oueds, les lacs et les barrages collinaires, les eaux usées traitées, etc.⁵. La part des puits de surface équipés en motopompes fonctionnant au gasoil représente environ 44 % des puits équipés à l'échelle nationale⁶.

Pour déterminer le potentiel technique de l'énergie solaire PV dans la substitution des pompes diesel, nous avons procédé à une méthodologie de calcul basée sur les étapes suivantes :

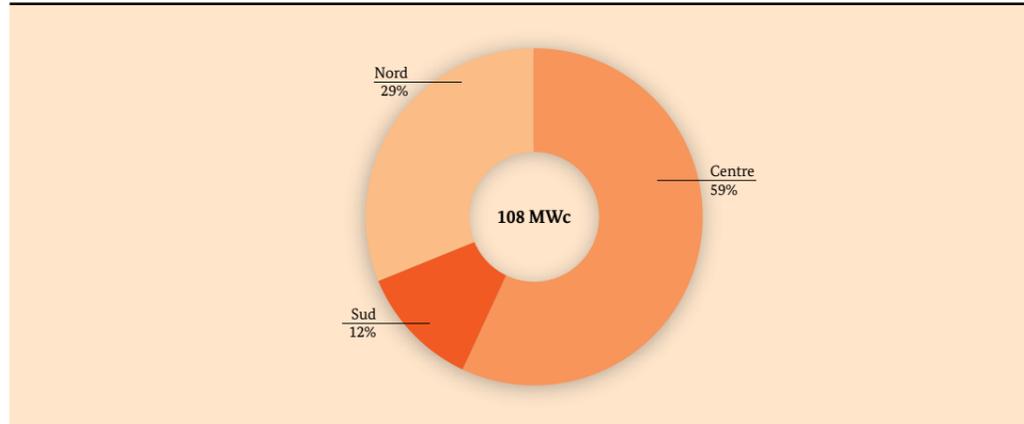
- L'évaluation des prélèvements d'eau effectués à partir de la nappe phréatique au niveau des différents gouvernorats. Cette évaluation a été faite à partir des 24 rapports publiés par le Ministère du Développement et d'investissement et de la Coopération Internationale et portant sur les statistiques de l'année 2017 spécifiques à chaque gouvernorat (Gouvernorat en chiffre 2017) ;
- La détermination des proportions d'eau qui ont été pompées par le diesel à partir des puits de surface au niveau de chaque gouvernorat en se référant aux statistiques de la répartition des superficies irrigables selon le type de pompe et le gouvernorat, publiés par l'enquête sur les structures des exploitations agricoles de 2004/2005 ;
- L'estimation de la consommation énergétique moyenne nécessaire pour le pompage d'eau des puits de surface (exprimée en kWh/m³) en se basant sur la hauteur manométrique totale moyenne pour les différentes zones de la Tunisie, telles que définies dans les annuaires statistiques du MARHP (Nord : 30m ; Centre : 50 m ; Sud : 37 m).
- Le calcul, au niveau de chaque gouvernorat, de la puissance solaire PV permettant de couvrir la totalité des besoins énergétiques nécessaires au pompage des quantités d'eau, telles que évalués dans les étapes précédentes. Ce calcul a été effectué en se basant sur la productivité moyenne du solaire PV spécifique à chaque gouvernorat, calculée par l'outil PVGIS, et en supposant un rendement moyen de l'onduleur/ variateur de 90%.

Les calculs effectués selon cette approche ont permis d'évaluer le potentiel de l'énergie solaire pour le pompage d'eau destinée à l'irrigation et non raccordée au réseau électrique à environ 108 MWh, dont la part la plus importante se trouve dans la région du centre comme le montre le graphique suivant.

⁵ Gestion des ressources en eaux souterraines comme biens communs Cas Tunisie – AFD / SCET Tunisie

⁶ Rapport national du secteur de l'eau, Année 2017 – MARHP

Figure 43 Répartition du potentiel solaire PV non raccordé selon les régions



Nabeul, Sidi Bouzid et Kairouan sont les gouvernorats offrant les potentiels les plus importants et ils totalisent environ 50 % du potentiel PV à l'échelle nationale. Le tableau ci-dessous présente le potentiel du pompage PV en substitution des pompes diesel au niveau de chaque gouvernorat.

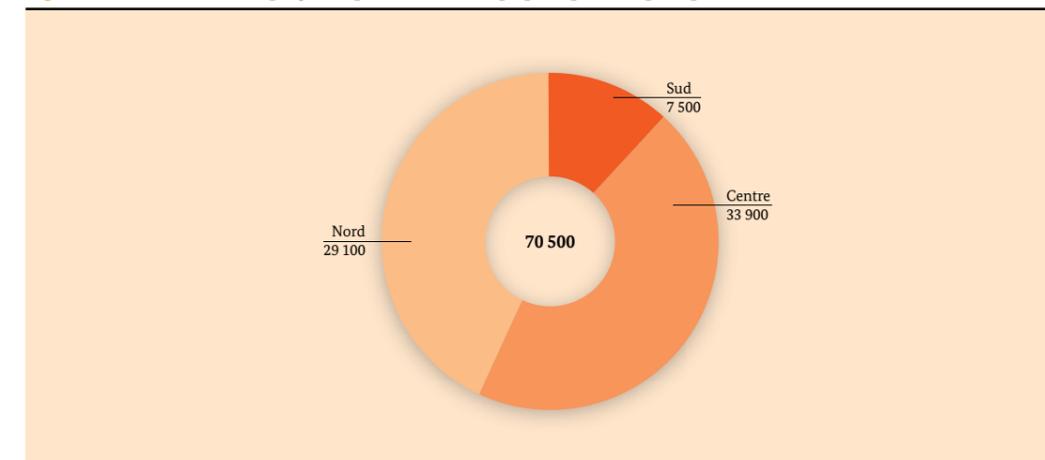
Tableau 22 Répartition du potentiel du pompage solaire non raccordé selon les gouvernorats

Région	Gouvernorat	Potentiel PV (MWc)
Nord	Tunis	0,2
	Ariana	0,3
	Manouba	1,2
	Ben Arous	1
	Nabeul	12,2
	Bizerte	7,1
	Béja	1,5
	Jendouba	1,4
	Le Kef	3,2
	Siliana	2,1
	Zaghouan	1
	Total Nord	31,2
	Centre	Sousse
Monastir		1,3
Mahdia		2,6
Sfax		5,8
Kairouan		21
Kasserine		11
Sidi Bouzid		19,5
Total Centre		63,7
Sud	Gafsa	4
	Gabès	2,5
	Médenine	0,6
	Tozeur	5,2
	Kébili	0,2
	Tataouine	0,5
	Total Sud	13
Total	108	

Du fait que les installations de pompage solaire sont la plupart du temps utilisées au niveau des cultures arboricoles et en se basant une consommation moyenne annuelle d'eau pour ce type de cultures de 6 500 m³/ha pour les régions du Nord et du Centre et de 11 500 m³/ha, le potentiel PV (108 MWc) permettrait de couvrir les besoins en eau d'une superficie irriguée globale à l'échelle nationale d'environ 70 000 ha.

La part la plus importante du potentiel des superficies irriguées pouvant être équipées par le solaire au niveau des terrains agricoles est située dans la région du centre avec une superficie de l'ordre de 34 000 ha. Le graphique suivant présente le potentiel de ces superficies pour les différentes régions :

Figure 44 Potentiel des superficies pouvant être équipées par des pompes solaires PV



IX. Rentabilité économique du PV raccordé au réseau

Le potentiel du PV économiquement réalisable pour le secteur AGR/IAA repose sur la rentabilité des installations solaires PV pour leurs acquéreurs. La rentabilité de ces investissements dépend de plusieurs facteurs, dont on peut citer en particulier les coûts d'investissement nécessaires, l'économie sur la facture de consommation énergétique et son évolution future, les incitations octroyées à ce genre de projets et les conditions de financement possibles.

La rentabilité financière des différents projets PV dans le secteur AGR/IAA a été déterminée à travers l'analyse des flux de trésorerie (cash-flow) et le calcul des principaux indicateurs financiers (Taux de Rentabilité Interne (TRI), temps de retour, Valeur Actualisée Nette (VAN)). Les principaux paramètres techniques et économiques pris comme hypothèses dans cette analyse se présentent comme suit :

- **Productivité annuelle moyenne** : 1 650 kWh/kWc
- **Dégradation des performances** : 0,5% par an
- **Coût moyen de l'investissement** : de 2900 à 4000 DT/kWc selon la taille de l'installation
- **Coût annuel d'exploitation** : 2% du coût de l'investissement initial
- **Renouvellement onduleur** : 12^{ème} année d'exploitation
- **Coût de l'onduleur** : Equivalent à 15% du coût de l'installation PV
- **Période d'exploitation** : 20 ans
- **Ratio d'endettement** : Dépend de la nature du promoteur du projet
- **Subventions accordées** : Primes FTE ou FTI
- **Taux d'inflation** : 7.5%
- **Taux d'actualisation** : 10%
- **Taux de croissance des tarifs d'électricité** : Selon l'historique de l'évolution des tarifs
- **Tarif de l'électricité économisée** : Selon le niveau de tension et le régime tarifaire
- **Temps de retour exigé** : Maximum 7 ans

Etant donné la difficulté d'accès des agriculteurs aux crédits bancaires, les analyses de la rentabilité économique des projets PV ont été effectuées en supposant que les investissements sont financés à travers des fonds propres. Le financement des installations PV à travers des crédits bancaires n'a été pris en considération que pour les investissements réalisés par les entreprises agroalimentaires raccordées au réseau MT.

9.1. Rentabilité Économique du PV raccordé au réseau BT

91.1. Pour le Secteur Agricole

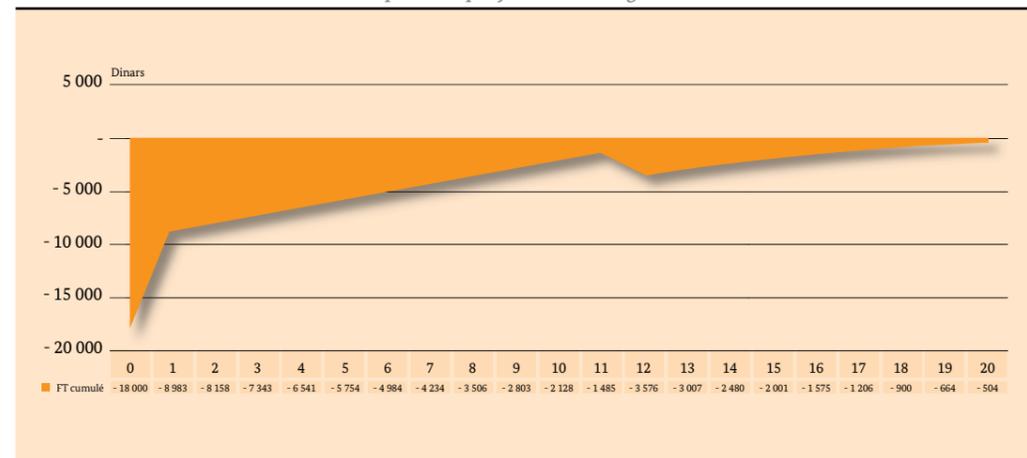
En se référant aux résultats du chapitre « Potentiel technique du solaire PV raccordé au réseau dans le secteur agricole », les installations PV raccordées au réseau BT sont d'une puissance moyenne de l'ordre de 5 kWc. Il s'agit des installations PV qui sont réalisées principalement par des agriculteurs qui utilisent actuellement l'énergie électrique

du réseau pour le pompage d'eau. Les hypothèses relatives à l'analyse de la rentabilité économique des projets pour cette catégorie d'acquéreurs potentiels des systèmes PV se résument comme suit :

- **Coût de l'investissement** : 18 000 DT en TTC (3600 DT/kWc)
- **Financement** : Fonds propres
- **Subventions** : 50% de l'investissement (FTI)
- **Tarif actuel de l'électricité** : 142 mlm (tarif agricole Jour + 5 mlm + TVA 13%)
- **Taux de croissance des tarifs d'électricité** : 2% par an

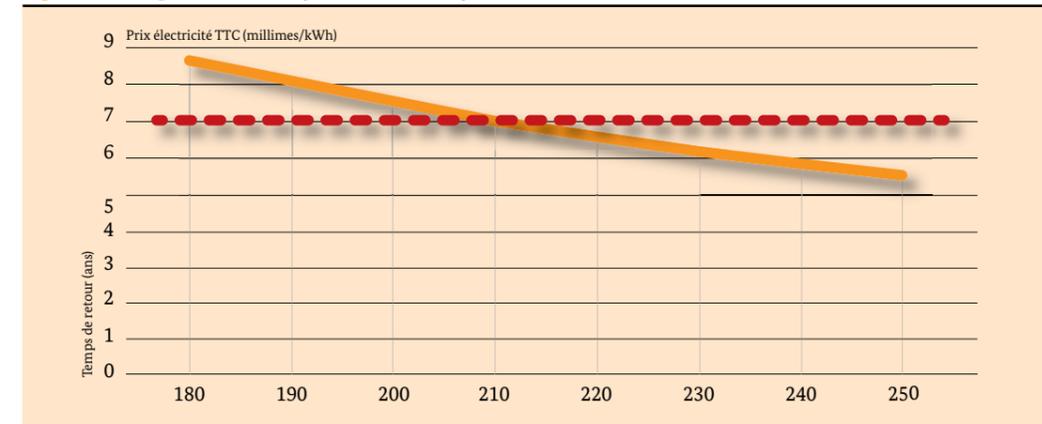
En appliquant ces hypothèses, les projets PV pour les usages de pompage raccordés au réseau BT ne sont pas rentables. L'analyse des flux de trésorerie de ces projets montre que le temps de retour de l'investissement dépasse les 20 ans, comme le montre le graphique suivant.

Tableau 23 Flux de trésorerie cumulée pour les projets solaires agricoles en BT



En faisant l'analyse des flux de trésorerie pour différents tarifs l'électricité tout en fixant les autres hypothèses de calcul, les simulations montrent que ces projets ne pourraient avoir des temps de retour inférieur à 7 ans que lorsque les tarifs TTC de l'électricité de réseau atteindront 210 mlm/kWh.

Figure 45 Temps de retour en fonction des tarifs d'électricité



En se référant à l'historique de l'évolution des tarifs appliqués au secteur agricole BT (taux de croissance annuelle de l'ordre de 2 %), ce niveau ne pourrait être atteint qu'à l'horizon de l'année 2038.

9.1.2. Pour les Industries Agroalimentaires

Les données disponibles ne permettent pas d'estimer le nombre des entreprises du secteur des IAA raccordées au réseau BT pour pouvoir évaluer par la suite la puissance moyenne solaire PV qui pourrait être installée au niveau de chaque entreprise. Afin de résoudre cette contrainte, on s'est référé aux données de la STEG portant sur ses clients en BT actives dans le domaine de l'artisanat et des petites entreprises et qui comprennent aussi les entreprises du secteur des IAA.

En 2015, cette catégorie compte 40 530 abonnés consommant environ 170 GWh, soit une consommation annuelle moyenne d'énergie électrique de l'ordre de 4 200 kWh par abonné.

En supposant que les IAA raccordées au réseau BT ont le même niveau de consommation électrique des petites entreprises, la puissance moyenne des installations PV permettant de couvrir la totalité des besoins électriques d'une entreprise agroalimentaire sera d'environ 2.5 kWc. Cette puissance PV permettra une économie sur la facture électrique de l'entreprise d'environ 1 075 DT. Le tableau suivant présente la répartition de cette économie selon les tranches tarifaires appliquées actuellement par la STEG.

Tableau 24 Répartition des économies réalisables sur les factures électriques des IAA en BT

Item	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3	Tranche 4	Total
	(0-200 kWh/mois)	(201-300 kWh/mois)	(301-500 kWh/mois)	(+ 500 kWh/mois)	
Energie produite (kWh)	2400	1200	600	-	4 200
Prix kWh HT (DT)	0,195	0,240	0,290	0,345	
Prix kWh TTC ⁷ (DT)	0,226	0,277	0,333	0,396	
Economie annuelle (DT)	543	332	200	-	1 075

⁷ Il a été supposé que les entreprises IAA en BT sont soumises au régime forfaitaire et ne récupèrent pas TVA

Les autres données prises comme hypothèses lors de l'analyse de la rentabilité économique pour les projets PV en BT se présentent comme suit :

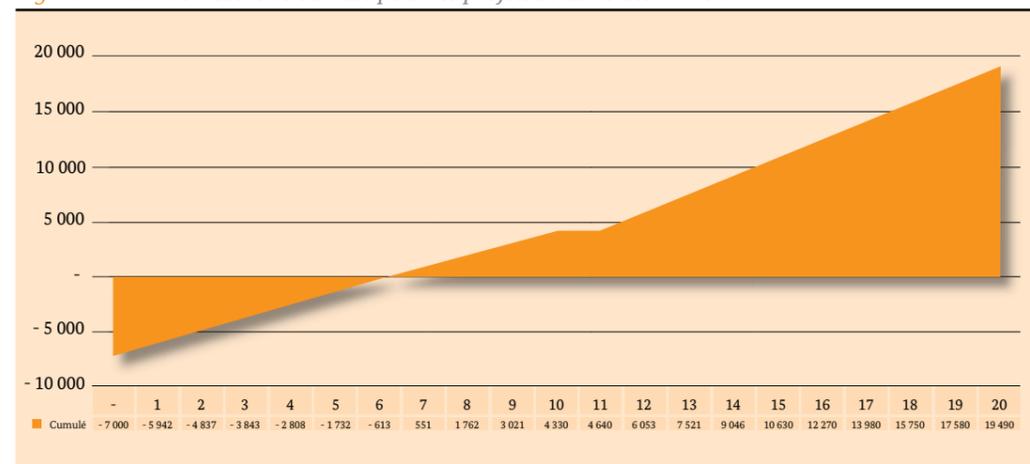
- **Coût de l'investissement** : 10 000 DT en TTC (4000 DT/kWc)
- **Financement** : Fonds propres
- **Subventions** : Subvention FTE de 3 000 DT (1250 DT/kWc*2.5kWc)
- **Taux de croissance des tarifs d'électricité** : 5% par an

Il résulte de l'analyse effectuée que le temps de retour pour ce type d'investissement est de l'ordre de 6,5 ans. La rentabilité de l'investissement est approuvée également par ses indicateurs financiers, la Valeur Actuelle Nette (VAN) et la et le Taux de rentabilité Interne :

- VAN : 2 902 DT (pour un taux d'actualisation de 10%)
- TRI : 15.6%

L'évolution du flux de trésorerie cumulé durant la période d'exploitation de l'installation PV est présentée dans le graphique suivant :

Figure 46 Flux de trésorerie cumulé pour les projets solaires des IAA en BT



Ainsi, le potentiel économique est équivalent à celui identifié dans l'évaluation du potentiel technique de l'autoconsommation par le PV dans le secteur IAA raccordés en BT, à savoir : 58 MWc.

9.2. Rentabilité Économique du PV raccordé au Réseau MT

9.2.1. Rentabilité pour le Secteur Agricole

9.2.1.1. Régime Tarifaire à Postes Horaires

Pour les agriculteurs raccordés au réseau MT et inscrits au réseau à postes horaires, qui sont au nombre de 3 406 en 2015, le potentiel technique global du PV permettant une production électrique annuelle dans la limite d'excédents 30% est estimée à 54 MWc.

La puissance moyenne par installation PV serait par conséquent d'environ 16 kWc. La surface des modules PV correspondant à cette puissance moyenne sera de l'ordre de 130 m². Les exploitations agricoles disposent des superficies relativement importantes et l'implantation des modules ne devra pas poser de problème concernant la disponibilité de la surface nécessaire à la mise en place des champs solaires qui pourraient réalisés au sol.

Les hypothèses du calcul de la rentabilité économique sont les suivantes :

- **Coût de l'investissement** : 56 000 DT en TTC (3500 DT/kWc)
- **Financement** : Fonds propres
- **Subventions** : Subvention FTI (50% du coût de l'investissement)
- **Taux de croissance des tarifs d'électricité** : 6 % par an

L'analyse des flux de trésorerie de ces projets dégage une rentabilité économique moyenne sur les plans des indicateurs financiers :

- VAN : 4 712 DT
- TRI : 11.8 %.

Toutefois, le temps de retour de ces projets est d'environ 15 ans, comme le montre le graphique ci-après.

Figure 47 Flux de trésorerie des projets solaires pour le secteur agricole en MT / Tarif à postes horaires



Avec ce niveau de temps de retour, il sera difficile de garantir l'engagement des agriculteurs pour réaliser des projets PV.

Afin d'améliorer la rentabilité économique des projets solaires PV raccordés au réseau MT pour les agriculteurs inscrits au régime à postes horaires, qui bénéficient des tarifs préférentiels de l'électricité par rapport aux autres abonnés en MT, il sera possible de réduire la puissance PV à installer. Cette approche permet de minimiser la part des excédents de la production vendue à la STEG dont les tarifs actuels de vente sont relativement bas. Même en réduisant la puissance à installer par 50 % (8 kWc au lieu de 16 kWc), le temps de retour de 7 ans exigé par les promoteurs des projets ne pourrait pas être atteint. Le tableau suivant présente les parts des excédents vendus à la STEG et les temps de retour des investissements pour les différentes puissances.

Tableau 25 Evolution des temps de retour en fonction de la puissance solaire installée

Puissance solaire (kWc)	Temps de retour (an)	Part des excédents de production
8	12,1	15%
10	12,3	16%
12	12,7	18%
14	15,1	24%
16	16,4	29%

La taille du marché pour cette catégorie de clientèle agriculteurs raccordés en MT et à postes horaires est estimée à seulement 10 % du potentiel « réglementaire », soit environ 5,4 MWc.

9.2.1.2 Régime Tarifaire Uniforme

En se référant au potentiel technique du PV raccordé au réseau sous le régime à tarif uniforme (135 MWc) et au nombre d'agriculteurs inscrits sous ce régime (874), la puissance moyenne sera d'environ 150 kWc par installation. La surface des modules PV correspondant à cette puissance moyenne sera de l'ordre de 1 200 m², ce qui pourrait poser un problème au niveau de la disponibilité des espaces nécessaires pour l'implantation des champs solaires.

Les hypothèses prises en considération lors du calcul de la rentabilité économique se présentent comme suit :

- **Coût de l'investissement** : 465 000 DT en TTC (3100 DT/kWc)
- **Financement** : Fonds propres
- **Subvention** : Subvention FTI (50% du coût de l'investissement)
- **Taux de croissance des tarifs d'électricité** : 7 % par an

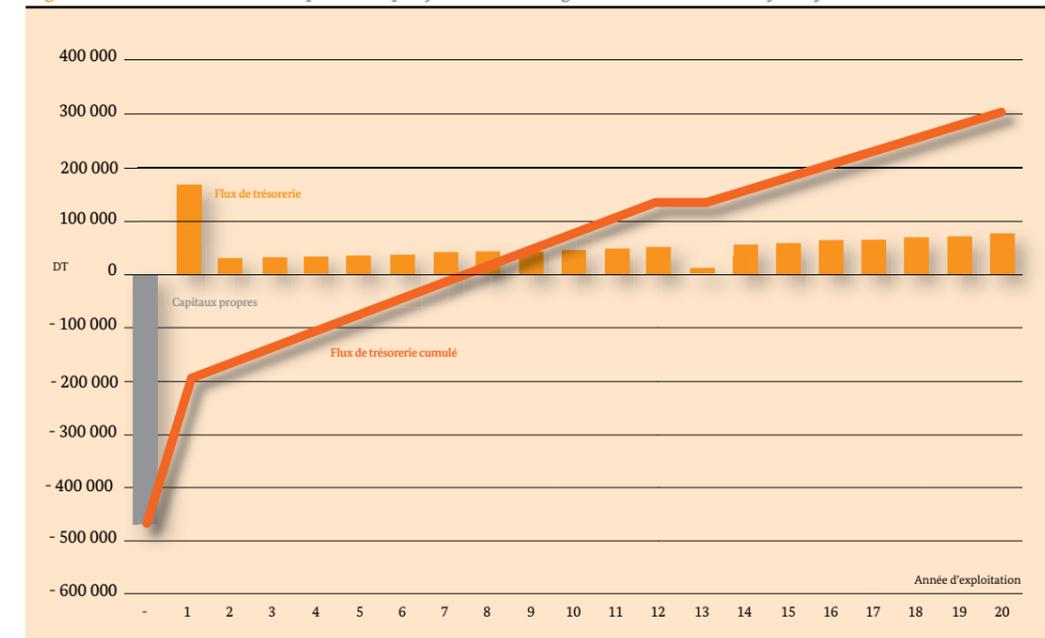
Il est à noter que les agriculteurs inscrits sous le régime de tarif uniforme ne bénéficient pas de tarifs préférentiels pour l'achat de l'énergie électrique.

Les indicateurs financiers qui résultent de l'analyse des flux de trésorerie de ces projets se résument comme suit :

- Temps de retour : 7 ans
- VAN : 294 275 DT (pour un taux d'actualisation de 10%)
- TRI : 20.6 %

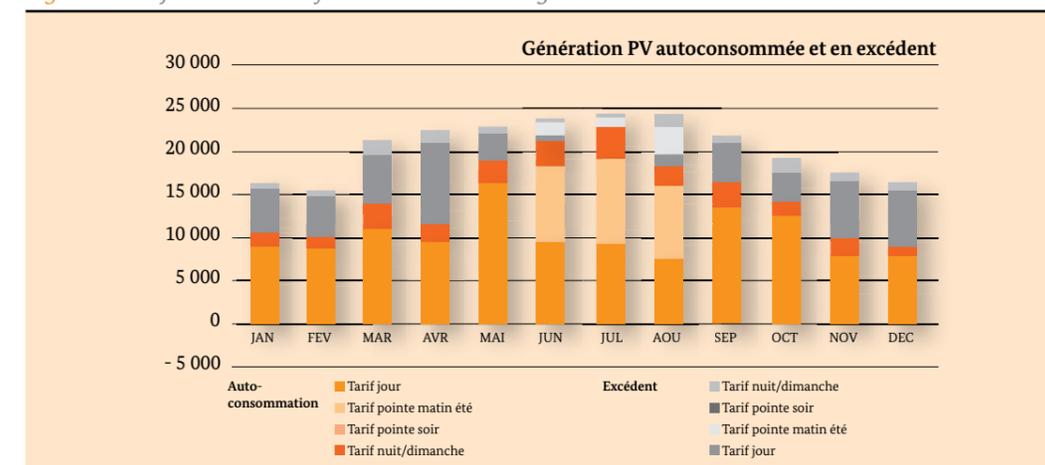
Le graphique suivant illustre l'évolution des flux de trésorerie des projets solaires PV pour les agriculteurs en MT-Tarif Uniforme durant toute la période d'exploitation de ces projets (20 ans).

Figure 48 Flux de trésorerie pour les projets solaires agricoles en MT à tarif uniforme



Il est à noter qu'environ 30% de la production sera vendue à la STEG comme excédents de production. La part la plus importante de ces excédents sera vendue au tarif jour, comme le montre le graphique suivant :

Figure 49 Projets PV MT-Uniforme : Bilan de l'énergie autoconsommée et des excédents



Ainsi, la tranche du marché correspondant aux agriculteurs raccordés en MT et en bénéficiant de tarif uniforme est rentable et se trouve égale au potentiel technique « Réglementaire » soit 135 MWc.

9.2.2 Rentabilité dans le Secteur Agroalimentaire Raccordé en MT

9.2.2.1. Régime Tarifaire à Postes Horaires

La taille moyenne des installations PV pour les entreprises agroalimentaires raccordées en MT sous le régime « postes horaires » est relativement importante et s'élève à environ 2.9 MWc. Cette puissance se justifie par l'importance de la consommation électrique annuelle de ces entreprises qui s'élève en moyenne à environ 11 GWh.

Du fait que ces entreprises ne disposent pas de suffisamment de surface pour implanter les modules PV sur leurs toitures, la seule alternative pour la réalisation des installations solaires de cette taille consiste à implanter les projets PV sur des sites autres que les sites de consommation. La réglementation tunisienne autorise ce genre de configuration de projets d'autoconsommation et donne le droit aux promoteurs de transporter l'électricité produite du site de production jusqu'aux points de consommation en utilisant le réseau de la STEG. Le tarif d'utilisation du réseau est fixé à 7 m/m/kWh.

Les hypothèses du calcul de la rentabilité économique de ces projets d'autoconsommation, avec transport de l'électricité, sont les suivantes :

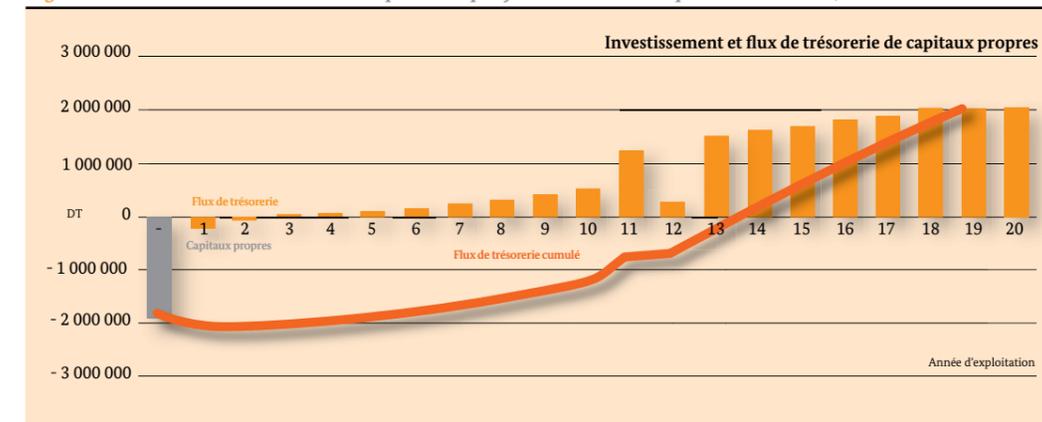
- **Coût de l'investissement** : 8 400 000 DT en TTC (2 900 DT/kWc)
- **Apport en fonds propres** : 20%
- **Taux d'endettement** : 80%
- **Durée des crédits** : 10 ans
- **Taux d'intérêt** : 10%
- **Subventions** : FTI - 15% plafonné à 1 000 000 DT
- **Taux de croissance des tarifs d'électricité** : 7% par an
- **Tarif de transport d'électricité** : 7 m/m/kWh

L'analyse des flux de trésorerie de ces projets donne les indicateurs financiers suivants :

- VAN : 2 387 000DT (pour un taux d'actualisation de 10%)
- TRI sur fonds propres : 16.4 %

Malgré l'importance du taux de rentabilité interne, le temps de retour de l'investissement reste relativement élevé comme le montre le graphique suivant.

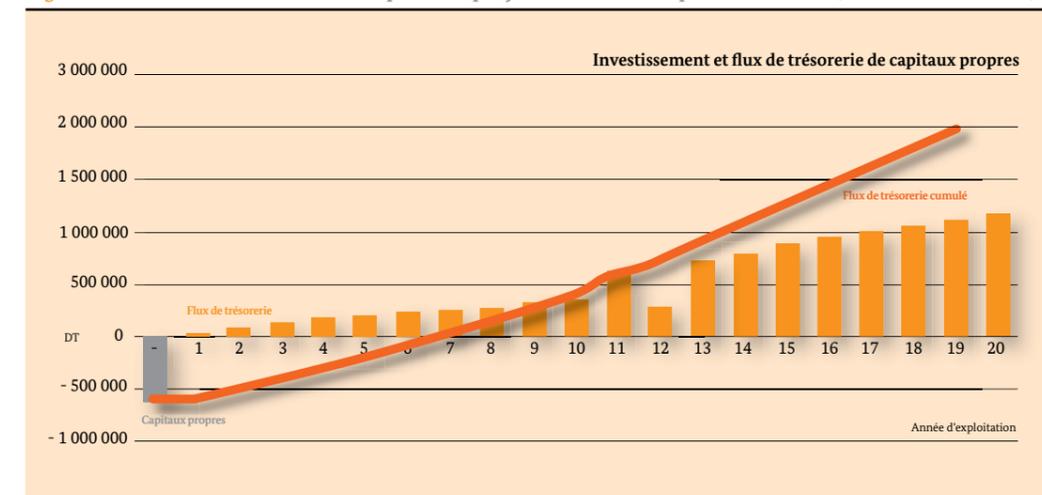
Figure 50 Flux de trésorerie cumulé pour les projets IAA en MT à postes horaires (Puissance : 2.9 MWc)



La réduction de la puissance à installer, par rapport au potentiel réglementaire, permet de réduire les quantités d'excédents de production vendues à la STEG et d'améliorer par conséquent les indicateurs financiers du projet.

En réduisant la puissance à installer par 1 MWc (35-40% de la puissance consommée), le temps de retour de projet est ramené à 7 ans comme le montre le graphique suivant :

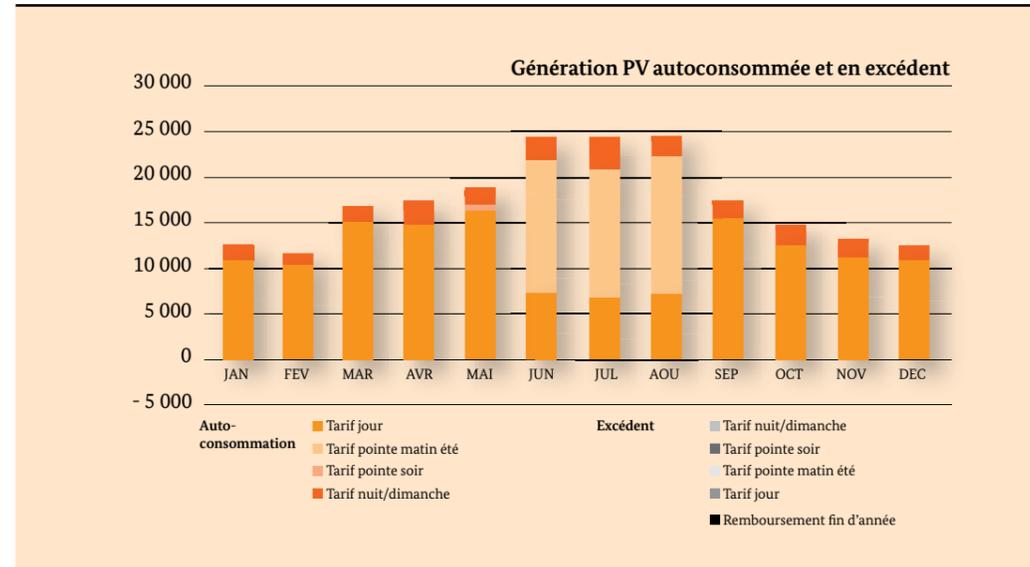
Figure 51 Flux de trésorerie cumulé pour les projets IAA en MT à postes horaires (Puissance : 1 MWc)



Avec cette revue à la baisse de la puissance, la rentabilité économique du projet s'améliore d'une façon considérable et TRI sur fonds propre atteint 28%.

Cette amélioration de la rentabilité s'explique par l'autoconsommation de la totalité de la production centrale solaire PV. Les économies sur la facture électrique les plus importantes sont réalisées durant les mois de la saison d'été comme le montre le graphique suivant.

Figure 52 Bilan de l'énergie autoconsommée et des excédents pour les projets IAA en MT à postes horaires



Ainsi pour cette tranche de marché des IAA raccordées en MT et bénéficiant d'un tarif à poste horaire, la taille du marché est estimée à 30% de celle de la taille « réglementaire » soit environ $95 \text{ MWc} \times 30\% = 28.5 \text{ MWc}$.

9.2.2.2 Pour les IAA Inscrits au Tarif Uniforme

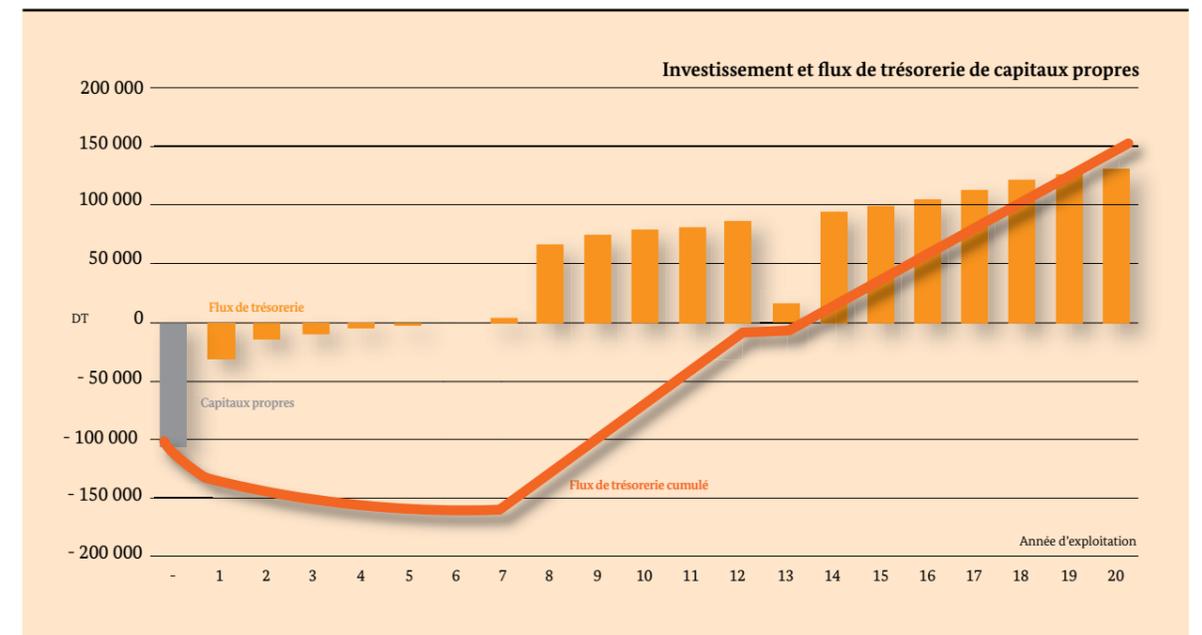
La consommation électrique moyenne des IAA raccordées en MT inscrits au régime de tarif uniforme est d'environ 425 MWh. La puissance moyenne des installations PV qui pourrait être mise en place tout en restant dans la limite des 30 % des excédents sera de l'ordre de 160 kWc. Il n'est pas évident que toutes les entreprises agroalimentaires disposent des surfaces suffisantes pour mettre en place cette puissance.

Le recours à la réalisation des installations PV sur d'autres sites et au transport de l'électricité produite à travers le réseau de la STEG ne pourrait pas être justifié économiquement compte tenu le coût de l'accès au foncier et les frais nécessaires au raccordement électrique. Les hypothèses du calcul de la rentabilité économique des projets d'autoconsommation pour l'IAA soumis au régime du tarif uniforme sont les suivantes :

- **Coût de l'investissement** : 500 000 DT en TTC (3 100 DT/kWc)
- **Apport en fonds propres** : 20%
- **Taux d'endettement** : 80%
- **Durée des crédits** : 7 ans
- **Taux d'intérêt** : 10%
- **Subventions** : FTI - 15% plafonné à 1 000 000 DT
- **Taux de croissance des tarifs d'électricité** : 7% par an
- **Tarif de transport d'électricité** : 7 m/m/kWh

L'analyse des flux de trésorerie, présentée dans le graphique suivant, montre un temps de retour relativement élevé (13 ans) et ce malgré que les autres indicateurs financiers approuvent la rentabilité économique du projet (VAN positive – TRI sur capitaux propres de 16%).

Figure 53 Flux de trésorerie des projets IAA en MT à tarif uniforme



La réduction de la puissance à installer par rapport à la puissance de référence de 160 kWc permet de réduire les ventes des excédents à la STEG et l'amélioration de la rentabilité économique. Etant donné le système de comptage actuel adopté pour les projets d'autoconsommation en MT-Uniforme, il est difficile d'éviter totalement les ventes des excédents à la STEG. En réduisant la puissance à installer à 50 kWc, le taux des excédents sera de l'ordre de 4 % de la production annuelle et le temps de retour sur investissement est ramené à 9 ans. Une réduction plus importante de la puissance à installer par rapport à 50 kWc risque de rendre le projet peu attractif pour les acquéreurs : Le taux de la couverture de sa consommation électrique par le solaire devient non significatif pour le promoteur. Une installation moyenne de 50 kWc ne permet de couvrir qu'environ 20 % de la consommation annuelle de l'acquéreur.

Ainsi, la tranche de clientèle des IAA alimentés en MT et bénéficiant d'un tarif uniforme est estimée à seulement 10% de la taille du marché technique « réglementaire » soit $125 \text{ MWc} \times 10\% = 12.5 \text{ MWc}$.

X. Rentabilité économique du PV non raccordé au réseau

En se basant sur les statistiques des installations de pompage solaire non raccordées au réseau électrique réalisées durant la période 2007-2018 et ayant bénéficié des subventions allouées par le FTI, la plupart de ces systèmes sont d'une puissance PV de l'ordre de 5 kWc (voir sous-chapitre 4.6.2). A partir des niveaux des prix des SPIS soumis aux subventions du FTI et du FTE, le coût TTC d'un SPIS pourrait être évalué à environ 24 000 DT. La prime allouée par le FTI pour ce type d'installation sera alors de l'ordre de 13 000 DT (55 % du coût de l'investissement).

En se référant à la productivité annuelle moyenne des systèmes PV en Tunisie (1 600 kWh/an/kWc), au pouvoir calorifique du gasoil (10 kWh/l) et au rendement moyen d'un groupe électrogène (35 %), la mise en place d'un SPIS d'une puissance de 5 kWc permet à l'agriculteur d'économiser environ 2 300 litres de gasoil durant la première année d'exploitation du SPIS. En appliquant les prix actuellement en vigueur du gasoil (1,57 DT/l), l'économie annuelle engendrée grâce au SPIS sera de l'ordre de 3 600 DT pour la 1^{ère} année.

Les différentes hypothèses relatives à l'analyse de la rentabilité économique de la substitution des motopompes gasoil par des systèmes de pompage solaire PV sont résumées comme suit :

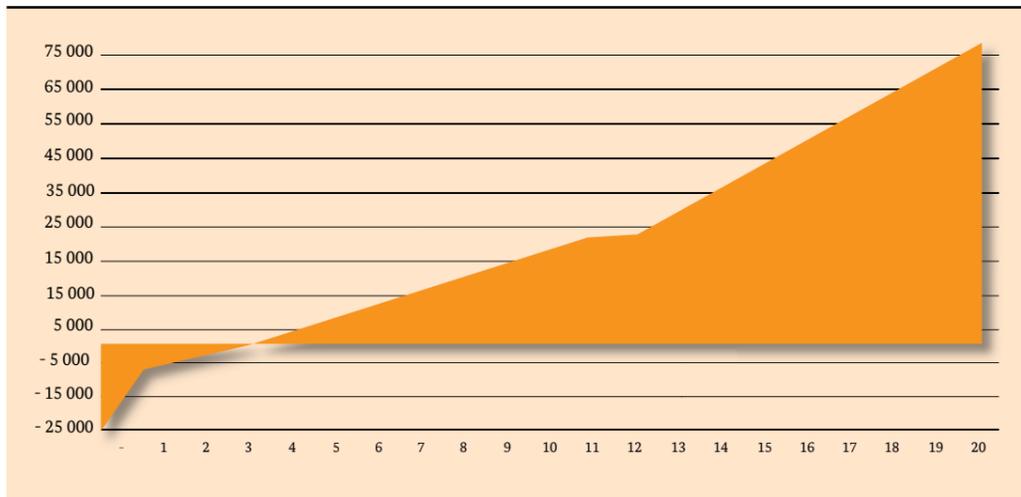
- Puissance de l'installation solaire PV : 5 kWc
- Productivité annuelle moyenne : 1600 kWh/kWc
- Pouvoir calorifique du gasoil : 10 kWh/l
- Rendement global des groupes motopompes : 35%
- Coût de l'investissement : 24 000 DT en TTC
- Financement : Fonds propres
- Subventions : 55% de l'investissement (FTI)
- Prix actuel du gasoil : 1570 mml/litre
- Taux de croissance des prix du gasoil : 5% par an
- Dégradation des performances du système PV : 0.5% par an
- Frais annuel de la maintenance du solaire PV : 2% du coût de l'investissement par an
- Taux d'inflation : 6%
- Taux d'actualisation : 10%
- Année du changement du variateur : 12^{ème} année

En appliquant ces hypothèses, les SPIS non raccordés sont rentables. L'analyse des flux de trésorerie montre que le recours au PV en substitution du gasoil est un investissement très rentable pour l'agriculteur. Les principaux indicateurs financiers pour ce genre de projets se présentent comme suit :

- Temps de Retour : 3,5 ans ;
- VAN : 20 000 DT ;
- TRI : 26%.

Le flux de trésorerie cumulé pour les projets de pompage solaire non raccordés au réseau est donné dans le graphique suivant :

Figure 54 Flux de trésorerie cumulé pour les projets de pompage solaire non raccordés au réseau



RÉCAPITULATIF DU POTENTIEL SOLAIRE PV DANS LE SECTEUR AGRICOLE

Potentiel technique 640MWc

Pompage solaire PV non raccordé au réseau **110MWc**

Applications raccordées au réseau **530MWc**

Potentiel économique 250MWc

Pompage solaire PV non raccordé au réseau **110MWc**

Applications raccordées au réseau **140MWc**



XI. Conclusions et potentiel technico-économique

L'analyse et l'évaluation du marché réalisable en Tunisie pour les systèmes solaires PV dans les secteurs agricole et agroalimentaire permettent de tirer les conclusions suivantes :

11.1. Pour les systèmes non raccordés au réseau de la STEG

- Les installations PV non raccordées au réseau sont utilisées principalement pour équiper les puits et forages utilisant les motopompes fonctionnant au gasoil.
- Ce marché a connu un développement important durant les dernières années mais les statistiques disponibles ne permettent pas d'évaluer le nombre réel de puits qui sont actuellement équipés par des systèmes de pompage solaire.
- Les projets de pompage solaire ayant bénéficié des incitations accordées par le FTE et le FTI jusqu'en 2018 s'élèvent à environ 250 projets mais la technologie PV se développe aussi et d'une manière importante au niveau des puits illicites dont les données ne sont pas disponibles. D'après les fournisseurs des équipements solaires, ce nombre pourrait dépasser 1 000 unités à la fin de 2018.
- Le potentiel du pompage solaire PV non raccordé au réseau est important et avoisine 108 MWc. Cette puissance permettrait de couvrir les besoins énergétiques nécessaires pour le pompage d'eau pour une superficie totale de terrains agricoles d'environ 70 500 ha.
- Le potentiel le plus important se situe au niveau des gouvernorats de la région du Centre.
- L'estimation du potentiel pourrait être améliorée après la publication des données de la nouvelle enquête sur les exploitations agricoles du MARHP, actuellement en cours.
- Avec les incitations offertes par l'Etat tunisien, les SPIS sont très rentables pour les agriculteurs utilisant actuellement le gasoil. Le temps de retour ne dépasse pas 4 ans et le TRI moyen est encourageant pour les agriculteurs (26%).

11.1. Pour les systèmes raccordés au réseau de la STEG

11.1.1. Potentiel Technique

- Sur la base des données disponibles relatives à la consommation électrique des secteurs agricole et agroalimentaire, le potentiel technique global du PV raccordé au réseau pour ces secteurs est estimé à 808 MWc
- Le potentiel technique spécifique au secteur agricole est de l'ordre de 530 MWc, dont 65% au niveau des activités agricoles raccordées à la Basse Tension.
- Le potentiel technique du solaire PV au niveau des industries agroalimentaires est évalué à environ 278 MWc, dont 220 MWc pour la moyenne tension. En absence de données détaillées de la consommation du secteur en la basse tension, le potentiel

spécifique est estimé d'une façon approximative sur la base des données générales publiées par l'ONE.

11.1.2. Potentiel Technique et Économique

- La conversion au PV des installations de pompage raccordées au réseau BT et bénéficiant des tarifs préférentiels de l'irrigation n'est pas rentable dans les conditions actuelles (temps de retour supérieur à 20 ans). L'évolution faible du tarif ne permet de rendre le PV viable qu'à long termes (après l'an 2038).
- La conversion au PV des installations de pompage raccordées au réseau MT et bénéficiant des tarifs préférentiels MT de l'irrigation pourraient être considérées rentables (VAN positive, TRI > taux d'actualisation) mais leurs temps de retour est trop élevé et n'encourage pas les agriculteurs à recourir à l'énergie solaire (temps de retour supérieur à 10 ans).
- Exception faite des agriculteurs bénéficiant des tarifs préférentiels de l'énergie électrique pour l'irrigation agricole, le recours au PV est rentable pour tous les autres usages, raccordés à la Basse Tension. Le potentiel technique et économique des industries agroalimentaires raccordées en BT est estimé à 58 MWc.
- Pour les usages d'énergie électrique en Moyenne Tension ne bénéficiant pas des tarifs préférentiels de la STEG, l'équipement en solaire PV est rentable seulement après optimisation du dimensionnement des systèmes à installer pour éviter les dépassements de la limite de vente des excédents de la production fixée par la réglementation tunisienne (30% de la production annuelle) et afin de réduire les ventes des excédents à la STEG aux faibles tarifs actuels.
 - Cette optimisation nécessite l'élaboration d'études approfondies en se basant sur la courbe de charge de l'auto-producteur.
 - L'approche adoptée actuellement pour le comptage de l'électricité autoconsommée et celle comme excédents vendue à la STEG ainsi que les niveaux actuels des tarifs de vente des excédents limitent le potentiel économiquement rentable pour le PV raccordée à la Moyenne Tension.
 - Pour rentabiliser leurs investissements, les agriculteurs et les entreprises agroalimentaires raccordés en MT ont l'intérêt à minimiser toute vente d'excédents à la STEG ce qui se traduit par une réduction importante de la puissance PV à installer.
- Le potentiel technique et économique du secteur agricole raccordé en MT est estimé à 140 MW dont 135 MWc sont des entreprises inscrites au tarif uniforme.
- Le potentiel technique et économique du secteur des industries agroalimentaires raccordés en MT est estimé à 41 MWc dont 28,5 MWc sont inscrites au tarif à postes horaires.
- Les entreprises grosses consommatrices de l'électricité (consommation annuelle > 5 GWh/an) sont confrontées au problème d'insuffisance des espaces nécessaires à l'implantation des modules PV. Le recours à la réalisation des centrales PV sur d'autres sites et le transport l'électricité produite à travers le réseau de la STEG jusqu'aux sites de consommation est recommandé pour ces entreprises.

Sur ces bases, la présente étude de marché permet de dégager un potentiel technique et économique pour le PV dans les secteurs agricole et agroalimentaire de 347.5 MWc. Les investissements requis pour réaliser ce marché sont estimés à : 1.3 milliard DT. Le FTE sera sollicité pour subventionner un montant de 70 moi. DT. Alors que le FTI sera sollicité pour subventionner un montant de 512 moi. DT. Le secteur privé déboursera la différence soit environ 725 moi. DT.

Publié par :
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Sièges de la société
Bonn et Eschborn, Allemagne

B.P. 753
1080 Tunis-CEDEX, Tunisie
T +216 71 967-220
F +216 71 967-227

E giz-tunesien@giz.de
I www.giz.de

Désignation projet :
Renforcement du Marché Solaire (RMS)

Auteurs :
Hakim Zahar et Abdelkarim Ghezal (GFA), Tunis

Conception :
COM'IN, Tunis

Crédits photos :
GIZ et www.shutterstock.com

Renvois et liens :
Les contenus de sites externes liés relèvent de la responsabilité des fournisseurs ou hébergeurs de ces sites.
La GIZ se démarque expressément de tels contenus.

Sur mandat du
Ministère fédéral allemand de la Coopération économique et du Développement (BMZ)

La GIZ est responsable du contenu de cette publication.

Tunis, Novembre 2019

