

**Étude du potentiel de développement
de l'énergie photovoltaïque
dans les régions de Meknès-Tafilalet,
Oriental et Souss-Massa-Drâa**

**pour la Coopération maroco-allemande
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ)
GmbH**



Version actualisée Avril 2012

**Etude de potentiel régionale pour le développement du photovoltaïque pour les régions de
Meknès Tafilalet, Oriental et Souss-Massa-Drâa**

**Réalisée pour la Coopération maroco-allemande:
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

**Projet: Promotion des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique pour un
Développement durable au Maroc (PEREN)**

Projet N° : 06.2167.2

**Avec le partenaire „Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables et de
l'Efficacité Energétique »**



Auteure:

Judith Jäger, Géo-écologue, Consultante

Traduction :

Hélène Carrasco-Nabih, Trad. Dipl. (ISIT)

sous la supervision de Dipl.-Ing. Dieter Uh, Conseiller Technique Principal du Projet PEREN

Avertissement:

1. Toutes les données, chiffres et résultats avancés dans la présente étude ont été élaborés et vérifiés avec le plus grand soin par l'auteure. Elle peut cependant contenir certaines erreurs. En conséquence, la GIZ et l'auteure se dégagent de leurs responsabilités quant à toutes plaintes, pertes ou dommages résultant directement ou indirectement de l'utilisation ou de l'exploitation des informations contenues dans cette étude, ou résultant directement ou indirectement de toutes fautes, imprécisions ou omissions parmi les informations contenues dans cette étude.
2. Toute duplication ou reproduction de tout ou partie de la présente étude (y compris la transmission sur support de données) et toute distribution à des fins non commerciales sont autorisées sous réserve de mentionner la GIZ comme source. Toutes autres utilisations, incluant la reproduction et la distribution de tout ou partie de la présente étude à des fins commerciales, nécessitent l'autorisation écrite de la GIZ.

Nous demandons aux lecteurs de faire parvenir à la GIZ toutes suggestions, indications complémentaires et corrections. Merci de vous adresser à: Katharina.Hay@giz.de.

Avant-propos

Le projet « Promotion des Energies Renouvelables et de l’Efficacité Energétique » travaille depuis début 2008 dans le cadre de la coopération au développement maroco-allemande en partenariat avec le « Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) » (désormais „Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables et de l’Efficacité Energétique» (ADEREE) pour analyser en détails les potentiels en énergies renouvelables dans trois régions sélectionnées (Oriental, Meknès-Tafilalet et Souss-Massa-Draâ).

Les recherches ont pour objectif de fournir aux acteurs locaux et régionaux des informations sur les projets intéressants et économiquement réalisables en matière d’énergies renouvelables et d’efficacité énergétique et de mettre en évidence leurs possibilités d’exploitation pratique.

La présente étude s’inscrit dans cette perspective; sous un angle nouveau, inhabituel, elle explore les possibilités de réévaluer l’option photovoltaïque réputée „chère“ dans un pays émergent selon différentes considérations économiques. Elle s’éloigne des modèles de pensée habituels relatifs au „tarif de rachat garanti“ largement adopté ces dernières décennies dans le monde et constate, de façon assez surprenante, que le développement énorme du photovoltaïque sur les marchés internationaux ces dernières années, et la baisse correspondante des prix des systèmes photovoltaïques (PV), ouvrent de nouvelles possibilités – notamment selon un mode d’utilisation fortement décentralisé, mais connecté au réseau.

Moi personnellement - après lecture de cette étude - j’ai l’impression qu’une transformation fondamentale des systèmes de production d’électricité s’annonce pour les vingt prochaines années: vu la spécificité du PV, technologie électronique et modulaire, la fiabilité de cette technologie et la confiance des investisseurs sur les marchés mondiaux, le PV atteindra à partir de 2015/2020 - grâce au progrès technologique et à l’augmentation de la production mondiale - la compétitivité économique avec la production d’électricité à partir des énergies fossiles et nucléaires. D’autre part, le PV nécessite un système complémentaire, que soit de stockage ou de réglage de production: un défi majeur pour la recherche pendant la prochaine décennie. Mais même dans ce domaine, le Maroc dispose d’un avantage: la topologie du pays lui permet la construction de STEP supplémentaires pour le stockage... Au Maroc de valoriser tous ses atouts pour exploiter cette manne, l’énergie solaire photovoltaïque !

Dipl.-Ing. Dieter Uh

Conseiller Technique Principal du projet PEREN

SOMMAIRE

Sommaire	I
Tables des Illustrations	V
Liste des Tableaux	VIII
Table des Abbréviations	IX
Résumé de l'étude.....	XI
1 Introduction.....	1
2 Photovoltaïque – Aperçu des technologies.....	3
2.1 Technologie mono- et polycristalline	3
2.2 Technologies des couches minces.....	4
2.3 Cellules solaires à colorant.....	5
2.4 Cellules solaires organiques	5
2.5 Cellules solaires de types III-V	5
2.6 Cellules solaires multi-jonctions.....	6
2.7 Systèmes à concentration	6
2.8 Technique systémique photovoltaïque	7
3 Potentiels – Définitions, études préalables et méthodes	10
3.1 Définitions de potentiels dans la littérature spécialisée	10
3.2 Détermination des potentiels à l'aide de modèles urbains digitalisés	11
3.3 Détermination des données sur la surface de toiture pour le photovoltaïque en fonction du PIB	13
3.4 Détermination de potentiels selon l'étude de la GTZ	14
3.4.1 Potentiel d'espaces libres selon l'étude de la GTZ.....	15
3.4.2 Potentiel de surfaces de toiture selon l'étude de la GTZ	15
3.5 Discussion sur les pistes de réflexion proposées	16
4 Potentiels par „approche selon les besoins“.....	17
4.1 Potentiels pour applications isolées.....	19
4.1.1 Potentiel technique des applications isolées	20
4.1.2 Potentiel économique des applications isolées	20
4.2 Potentiels connectés au réseau	21
4.2.1 Potentiel technique des applications connectées au réseau	21

4.2.1.1	Calculs de rendements	22
4.2.1.2	Disponibilité des surfaces à prendre en compte pour le potentiel technique.....	24
4.2.2	Potentiel économique des applications connectées au réseau	28
4.2.2.1	Tarifs de l'ONE	28
4.2.2.2	Tarifs et prix effectifs d'achat de l'électricité en basse tension.....	29
4.2.2.3	Prix d'achat de l'électricité en moyenne tension.....	31
4.2.2.4	Approches sur l'évolution des prix d'achat de l'électricité jusqu'en 2030	32
4.2.2.5	Coûts actuels de production de l'électricité photovoltaïque au maroc.....	32
4.2.2.6	Evolution des coûts de production de l'électricité jusqu'en 2020	34
5	Approches sur l'évolution des besoins en électricité.....	37
5.1	Paramètres d'évolution des scénarios	37
5.2	Consommation d'électricité actuelle	39
5.3	Approches sur l'évolution de la consommation d'électricité.....	39
5.4	Besoins en électricité de la région de Meknès-Tafilalet jusqu'en 2030	39
5.5	Besoins en électricité de la région de l'Oriental jusqu'en 2030.....	41
5.6	Besoins en électricité de la région du Souss-Massa-Drâa jusqu'en 2030	42
6	Potentiels de la région de Meknès-Tafilalet.....	43
6.1	Potentiel théorique de la région de Meknès-Tafilalet	44
6.2	Potentiel technique des applications isolées	44
6.3	Potentiel économique des applications isolées	45
6.4	Potentiel technique des applications connectées au réseau	45
6.5	Potentiel économique des applications connectées au réseau	46
6.5.1	Parité réseau des différentes classes tarifaires dans le secteur résidentiel	47
6.5.2	Parité réseau dans les secteurs de l'éclairage et de la Force motrice en basse tension...	50
6.5.3	Parité réseau en moyenne tension	50
6.5.4	Potentiel économique des applications connectées au réseau dans la région de Meknès-Tafilalet.....	51
7	Potentiels de la région de l'Oriental.....	54
7.1	Potentiel théorique de la région de l'Oriental	55
7.2	Potentiel technique des applications isolées	55
7.3	Potentiel économique des applications isolées	56

7.4	Potentiel technique des installations connectées au réseau	56
7.5	Potentiel économique des installations connectées au réseau	58
7.5.1	Parité réseau des différentes classes tarifaires dans le secteur résidentiel	59
7.5.2	Parité réseau dans les secteurs de l'éclairage et de la Force motrice en basse tension...	61
7.5.3	Parité réseau en moyenne tension	62
7.5.4	Potentiel économique des installations connectées au réseau dans la région de l'Oriental	62
8	Potentiels de la région du Souss-Massa-Drâa	65
8.1	Potentiel théorique de la région du Souss-Massa-Drâa.....	66
8.2	Potentiel technique des applications isolées	66
8.3	Potentiel économique des applications isolées	67
8.4	Potentiel technique des installations connectées au réseau.....	67
8.5	Potentiel économique des installations connectées au réseau.....	68
8.5.1	Parité réseau des différentes classes tarifaires dans le secteur résidentiel	69
8.5.2	Parité réseau dans les secteurs de l'éclairage et de la Force motrice en basse tension...	72
8.5.3	Parité réseau en moyenne tension	72
8.5.4	Potentiel économique des applications connectées au réseau dans la région du Souss-Massa-Drâa.....	73
9	Faisabilité de l'approche	76
9.1	Situation financière des ménages marocains.....	76
9.2	Projections sur l'évolution de la consommation des ménages.....	77
9.3	Projections sur l'équipement des ménages en photovoltaïque	78
9.4	Évaluation: Potentiel d'économies et période d'amortissement d'une installation photovoltaïque	79
9.5	Faisabilité du photovoltaïque dans les trois régions.....	81
10	Évolutions possibles par la mise en œuvre du potentiel économique	84
10.1	Évolution du marché	85
10.2	Emplois	86
10.3	Apport du mécanisme de développement propre (MDP) dans le financement d'une stratégie d'introduction du photovoltaïque.....	87
11	Remarques et questions subsidiaires.....	90

12	Bibliographie.....	X
	ANNEXES.....	XV

TABLES DES ILLUSTRATIONS

Figure 1: Rayonnement sur une surface inclinée à 30°
Figure 2: Potentiel technique des applications raccordées au réseau [M-T]	XIII
Figure 3: Prix effectifs d'achat de l'électricité (en bleu) des différents groupes tarifaires du secteur résidentiel	XIII
Figure 4: Evolution des prix d'achat de l'électricité jusqu'en 2020 dans le secteur résidentiel	XIV
Figure 5: Evolution des coûts de production de l'électricité photovoltaïque jusqu'en 2020 (SGK = CPE)	XV
Figure 6: Parité réseau du PV dans le secteur résidentiel (M-T)	XVI
Figure 7 : Parité réseau du PV dans le secteur de force motrice, éclairage patenté, administratif et public	XVII
Figure 8 : Parité réseau du PV dans le secteur de la moyenne tension (M-T)	XVIII
Figure 9: Potentiel économique „maximal“ de la région de Meknès-Tafilalet	XIX
Figure 10: Comparaison entre les potentiels économiques „minimal“ et „maximal“ [M-T]	XIX
Figure 11 : Potentiel économique „maximal“ des trois régions et à l'échelle nationale (estimation) .	XX
Figure 12: Évolution possible du volume du marché en cas de réalisation du potentiel économique	XXI
Figure 13: Évolution possible de l'emploi en cas de réalisation du potentiel économique.....	XXII
Figure 14: Evolution de la période d'amortissement et du bénéfice d'une installation PV	XXIII
Figure 15: Taux de rendement énergétique de différentes cellules à concentration.....	6
Figure 16: Représentation schématique d'un système isolé	7
Figure 17: Représentation schématique d'une installation PV raccordée au réseau selon un système de tarif de rachat.....	8
Figure 18 : Représentation schématique d'une installation PV raccordée au réseau selon un système de facturation nette	8
Figure 19: Représentation schématique (a) et (b) d'une installation reliée au réseau selon un système de net-metering	9
Figure 20: Représentation des différents potentiels selon l'étude de la GTZ.....	11
Figure 21: Image en 3D avec bâti et végétation environnantes	12
Figure 22: Réduction du rayonnement due à l'ombrage	12
Figure 23: Somme de rayonnement global annuel.....	12
Figure 24: Corrélation entre le PIB par tête et la surface de toiture par tête.....	14
Figure 25: Courbe journalière des besoins en électricité et de la production d'électricité PV (deux exemples)	18
Figure 26: Le rayonnement solaire au Maroc	23
Figure 27: Répartition par types de logement	25
Figure 28: Répartition des types de logement par nombre d'étages (ET)	26
Figure 29: Tarifs de l'ONE et prix effectifs d'achat de l'électricité dans le domaine domestique en 2010	30

Figure 30: Prix effectifs d'achat de l'électricité pour l'industrie, l'agriculture (AG) et les clients industriels en basse tension en 2010	31
Figure 31: Périodes de charge en hiver et en été.....	31
Figure 32: Evolution des prix effectifs d'achat de l'électricité jusqu'en 2030 dans le secteur résidentiel.....	32
Figure 33: Evolution des coûts des systèmes, compte tenu d'une baisse annuelle de 7,5% (TVA incl.)	36
Figure 34: Différents scénarios sur l'évolution de la consommation d'électricité.....	37
Figure 35: Corrélation entre la consommation d'électricité pat tête et la PPA par tête (Maroc)	38
Figure 36: Besoins en électricité de la région de Meknès-Tafilalet en basse et moyenne tension jusqu'en 2030	40
Figure 37: Contribution des catégories de consommateurs à la basse tension.....	40
Figure 38: Besoins en électricité de la région de l'Oriental en moyenne et basse tension jusqu'en 2030	41
Figure 39: Contribution des catégories de consommateurs à la basse tension.....	41
Figure 40: Besoins en électricité de la région du Souss-Massa-Drâa en moyenne et basse tension jusqu'en 2030	42
Figure 41: Contribution des catégories de consommateurs à la basse tension.....	42
Figure 42: Potentiel technique des applications connectées au réseau [M-T]	46
Figure 43: Parité réseau des différentes classes tarifaires (CT) dans le secteur résidentiel [M-T]	48
Figure 44: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2010 dans le secteur résidentiel [M-T]	49
Figure 45: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2012 dans le secteur résidentiel [M-T]	49
Figure 46: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2014 dans le secteur résidentiel [M-T]	49
Figure 47: Parité réseau dans les secteurs de l'éclairage et de la force motrice en basse tension [M-T]	50
Figure 48: Parité réseau en moyenne tension [M-T]	51
Figure 49: Potentiel économique „minimal“ d'installations connectées au réseau [M-T]	52
Figure 50: Potentiel économique „maximal“ d'installations connectées au réseau [M-T]	52
Figure 51: Comparaison entre les potentiels économiques „minimal“ et „maximal“ [M-T]	53
Figure 52: Potentiel technique des installations connectées au réseau	57
Figure 53: Parité réseau des différentes classes tarifaires dans le secteur résidentiel [O]	59
Figure 54: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2010 dans le secteur résidentiel [O]	60

Figure 55: Représentation des tarifs, prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2012 dans le secteur résidentiel [O].....	60
Figure 56: Représentation des tarifs, prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2014 dans le secteur résidentiel [O].....	61
Figure 57: Parité réseau dans les secteurs de l'éclairage et de la force motrice en basse tension [O]	61
Figure 58: Parité réseau en moyenne tension [O]	62
Figure 59: Potentiel économique „minimal“ d'installations connectées au réseau [O]	63
Figure 60: Potentiel économique „maximal„ d'installations connectées au réseau [O]	63
Figure 61: Comparaison du potentiel économique „minimal“ et „maximal“ [O]	64
Figure 62: Potentiel technique des installations connectées au réseau [SMD].....	68
Figure 63: Parité réseau des différentes classes tarifaires dans le secteur résidentiel [SMD]	70
Figure 64: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2010 dans le secteur résidentiel [SMD].....	71
Figure 65: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2012 dans le secteur résidentiel [SMD].....	71
Figure 66: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2013 dans le secteur résidentiel [SMD].....	71
Figure 67: Parité réseau dans les secteurs de l'éclairage et de la force motrice en basse tension [SMD]	72
Figure 68: Parité réseau en moyenne tension [SMD]	73
Figure 69: Potentiel économique „minimal“ d'installations connectées au réseau [SMD]	74
Figure 70: Potentiel économique „maximal“ d'installations connectées au réseau [SMD]	74
Figure 71: Comparaison entre les potentiels économiques „minimal“ et „maximal“ [SMD]	75
Figure 72: Hypothèse sur l'évolution de l'équipement en installations de climatisation au Maroc	78
Figure 73: Période d'amortissement et bénéfice selon différents modèles de financement pour une installation de 1,5 kW _c	80
Figure 74: Faisabilité du PV dans les trois régions	81
Figure 75: Courbes de charge types en Allemagne, en France, au Maroc et en Espagne	82
Figure 76: Courbe de charge du Maroc entre 2002 et 2006	83
Figure 77: Evaluation de l'évolution du potentiel économique	85
Figure 78: Volume de marché annuel des trois régions jusqu'en 2030	86
Figure 79: Création d'emplois dans les secteurs Installation (I) et Opération et Maintenance (OM) ..	87
Figure 80: Parité réseau des différentes classes tarifaires dans le secteur résidentiel [MT] et développement des CPE grâce au MDP	89

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Paramètres pour l'examen de la disponibilité des surfaces.....	24
Tableau 2: Surfaces de base selon les types de logement (IH – Immeuble d'habitation)	26
Tableau 3: Paramètres des bâtiments pour vérification de la disponibilité des surfaces.....	27
Tableau 4: Montant de la taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national (TPPAN) selon la consommation d'électricité en 2010.....	29
Tableau 5: Tarifs d'électricité selon les classes de consommation mensuelle d'électricité dans le secteur résidentiel en 2010	29
Tableau 6: Tarif de l'électricité et TPPAN des autres catégories de clients en basse tension en 2010	30
Tableau 7: Tarifs d'électricité en moyenne tension en fonction des heures de charge (incl. TVA à 14%)	31
Tableau 8: Evaluation du rendement moyen d'un module PV/an pour la région de Meknès-Tafilalet	44
Tableau 9: Potentiel technique des applications connectées au réseau en moyenne et basse tension [M-T]	46
Tableau 10: Consommation moyenne mensuelle d'électricité par catégorie de client / unité / prix effectifs d'achat de l'électricité	47
Tableau 11: Valeurs de rayonnement sur une surface inclinée (30°) dans la région de l'Oriental selon RETScreen	55
Tableau 12: Ménages éloignés du réseau dans la région de l'Oriental.....	56
Tableau 13: Potentiel technique des installations connectées au réseau dans le domaine de la moyenne et basse tension [O].....	58
Tableau 14: Consommation moyenne mensuelle d'électricité par client et prix effectifs d'achat de l'électricité correspondants [O].....	58
Tableau 15: Détermination du rendement moyen du PV pour la région du Souss-Massa-Drâa.....	66
Tableau 16: Potentiel technique des installations connectées au réseau dans le domaine de la moyenne et basse tension [SMD].....	68
Tableau 17: Consommation d'électricité mensuelle moyenne par client et prix effectifs correspondants d'acquisition de l'électricité [SMD]	69
Tableau 18: Evolution de la moyenne annuelle des dépenses des ménages selon le lieu de résidence entre 1985 et 2007 (en Dh)]	76
Tableau 19: Moyenne annuelle des dépenses des ménages par personne (Dh) par déciles et par lieu de résidence.....	77
Tableau 20: Emplois dans les secteurs Installation (I) et Opération et Maintenance (OM)	86

TABLE DES ABBREVIATIONS

ADEREE	Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique
AFD	Agence Française de Développement
PIB	Produit intérieur brut
MDP	Mécanisme de développement propre
REC	Réductions d'émissions certifiées
CO ₂	Dioxyde de carbone
CSP	Solaire à concentration
DWD	Centre allemand de météorologie (Deutscher Wetterdienst)
RdC	Rez-de-chaussée
CIDE	Commerce international des droits d'émissions
GTZ	Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (Coopération Technique Allemande)
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
HCP	Haut Commissariat au Plan
MOC	Mise en œuvre conjointe (Joint Implementation /JI)
MENA	Middle-East and North Africa
MMM	Maison Marocaine Moderne
MMT	Maison Marocaine Traditionnelle
MT	Moyenne tension
M-T	Meknès-Taïlalet
BT	Basse tension
O	Oriental
ONE	Office National de l'Electricité
PERG	Programme d'Electrification Rurale Global
CP	Coefficient de performance
PV	Photovoltaïque
RADEM	Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Electricité – Meknès
CPE	Coûts de production d'électricité
SMD	Souss-Massa-Drâa
CT	Classe tarifaire
TPPAN	Taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national

Unités

Dh	Dirham
€	Euro
\$	United-States Dollar
ct.	Cent
Mio.	Million
Mrd.	Milliard
j	Jour
an	An
μm	Micromètre
m	Mètre
m^2	Mètre carré
ha	Hectare
KVA	Kilovolt-ampère
kW	Kilowatt
MW	Mégawatt
GW	Gigawatt
kWh	Kilowatt-heure
MWh	Mégawatt-heure
GWh	Gigawatt-heure
TWh	Térawatt-heure
kW_c/MW_c	Puissance de crête : $\text{kW}_c/\text{MW}_c = \text{kW}/\text{MW}$ peak : kW_p/MW_p

RESUME DE L'ETUDE

Le développement durable est depuis 2009 un leitmotiv de la politique marocaine. Les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique sont de plus en plus présentes dans la discussion politique au Maroc. Dans un contexte de hausse du prix du pétrole, avec un impact considérable sur la balance commerciale, elles représentent l'alternative la plus intéressante pour réduire la vulnérabilité économique du pays dans le secteur énergétique: elles constituent une richesse immense, presque inexploitée jusqu'à présent, pour le pays.

Les études de potentiel élaborées jusqu'ici dans le domaine de l'énergie solaire au Maroc déterminent, sur la base de la surface, le potentiel national théorique et technique, qui est immense en raison de l'intensité du rayonnement solaire et de la disponibilité de grands espaces: une étude de la GTZ (actuellement GIZ) de l'année 2008 évalue en chiffres le potentiel technique pour la production d'électricité à partir d'énergie solaire à environ 40.000 TWh par an – ce qui correspond à environ 1.500 fois la consommation actuelle en électricité et indique – compte tenu d'une compétitivité accrue des technologies – l'énorme importance stratégique de l'énergie solaire pour le Maroc.

Dans le cadre du projet GIZ-PEREN et conjointement avec l'ADEREE, l'accent a été mis sur l'évaluation précise des potentiels en énergies renouvelables dans trois régions: Meknès-Tafilalet, Oriental et Souss-Massa-Drâa. L'objectif de ces études de potentiel est de mettre à disposition des acteurs régionaux et locaux des informations sur certains projets d'investissement concrets avec des indications sur leurs marges de manœuvre. Leur enjeu est ainsi de présenter les potentiels **techniques**, mais aussi **économiques**. Jusqu'à présent le Maroc ne dispose pas d'un système de tarif de rachat ou d'autres outils d'incitation pour la promotion du photovoltaïque. La recherche de potentiels photovoltaïques économiquement viables devrait amener à un changement de système – en passant d'une logique de tarifs de rachat garantis à une logique de „net-metering“.

Etude de potentiel photovoltaïque par „approche selon les besoins“

Selon une analyse **économique** du modèle de „net-metering“ (facturation nette), le prix de référence pour l'évaluation des coûts de production d'électricité photovoltaïque **est le prix de l'électricité pour le client/consommateur final**. Comme ce prix est toujours supérieur au prix de gros, la compétitivité (parité réseau) est atteinte plus rapidement selon une perspective de courbe de réduction des coûts du photovoltaïque.

Techniquement, la conséquence en est que les systèmes sont plus petits et **doivent être installés à proximité du consommateur**. Les surfaces de toiture et celles de l'infrastructure d'un territoire donné représentent un potentiel de surface conséquent et, ainsi, une „centrale de production d'énergie répartie dans l'espace“. Il s'agit donc en premier lieu d'une philosophie d'auto approvisionnement du consommateur, à cet important détail près: les installations doivent être raccordées au réseau des consommateurs finaux (et donc indirectement, techniquement, au réseau national).

Définition de potentiel par approche « selon les besoins »

Par l'approche « selon les besoins », le **potentiel technique** est évalué en partant du principe d'une **couverture totale des besoins en électricité** des clients en moyenne et basse tension (d'une région donnée) grâce à des installations photovoltaïques **installées à proximité des consommateurs**.

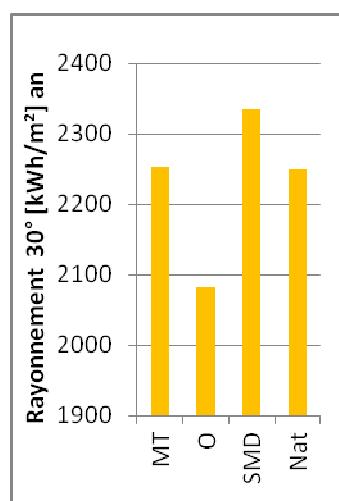
Le **potentiel économique** est évalué une fois atteint le seuil de rentabilité de telles installations photovoltaïques installées à proximité du consommateur, du point de vue de "l'investisseur" – en l'occurrence, le client qui achète de l'électricité. Selon le modèle du net-metering, c'est le cas une fois atteinte la „parité réseau“ du photovoltaïque.

Résultats de l'étude de potentiel

Les résultats de cette étude diffèrent légèrement selon les régions, du fait de différences d'ensoleillement. Ainsi, la région de l'Oriental présente les valeurs de rayonnement les plus basses, et la région du Souss-Massa-Drâa les plus élevées. Les valeurs de rayonnement de Meknès-Taïlalet se situent entre les deux autres régions et correspondent à la moyenne nationale, raison pour laquelle cette région a été choisie pour présenter en détails les résultats de l'étude.

En outre, dans le cadre d'une vérification de la disponibilité des surfaces pour la couverture des besoins en électricité des ménages¹ par des installations photovoltaïques à proximité des consommateurs, il a été constaté sur la base de moyennes statistiques que le Maroc ne présente aucun problème en termes de surfaces de toiture disponibles.

Figure 1: Rayonnement sur une surface inclinée à 30°

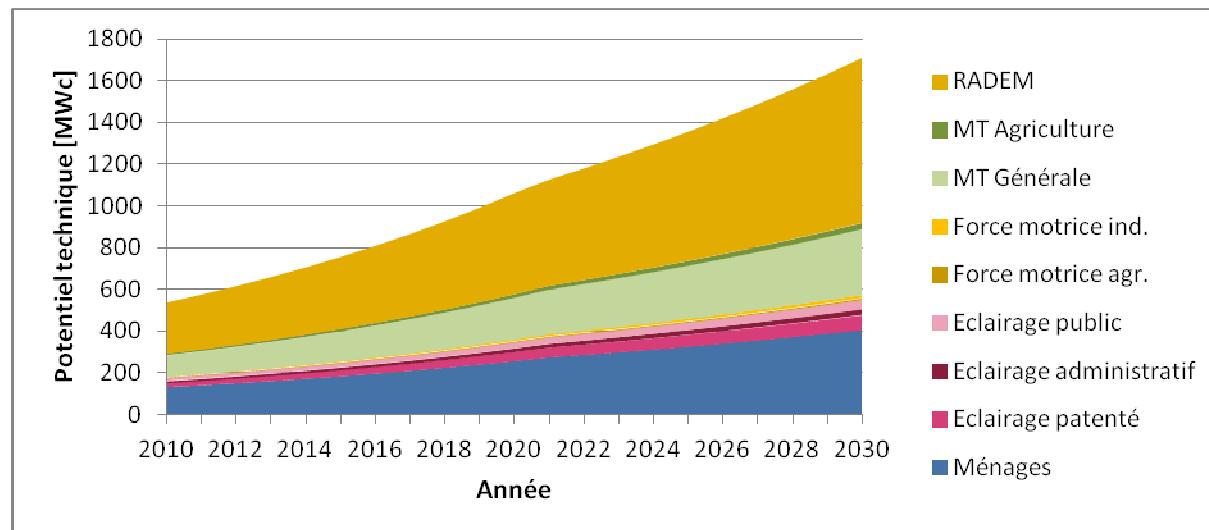


Potentiel technique de la région de Meknès-Taïlalet [M-T]

Pour **couvrir** avec de l'énergie photovoltaïque **l'ensemble des besoins en électricité en basse et moyenne tension**, s'élevant à 973 GWh en 2010, une puissance de 540 MW_c photovoltaïque est nécessaire. En se basant sur une augmentation des besoins en électricité de 7% jusqu'en 2020 et de 4,5% jusqu'en 2030, on évalue des besoins en électricité de 3.077 GWh en 2030. Pour la couverture de ces besoins, une capacité photovoltaïque de 1.707 MW_c serait nécessaire. Dans la logique de l'approche selon les besoins, le potentiel **technique** des installations photovoltaïques raccordées au réseau se développe en proportion de l'augmentation des besoins en électricité, de 540 MW_c en 2010 à une puissance installée de 1.707 MW_c en 2030.

¹ Pour l'évaluation de la disponibilité des surfaces dans les autres secteurs, nous ne disposons pas de données, raison pour laquelle nous nous limitons à l'étude du secteur résidentiel.

Figure 2: Potentiel technique des applications raccordées au réseau [M-T]



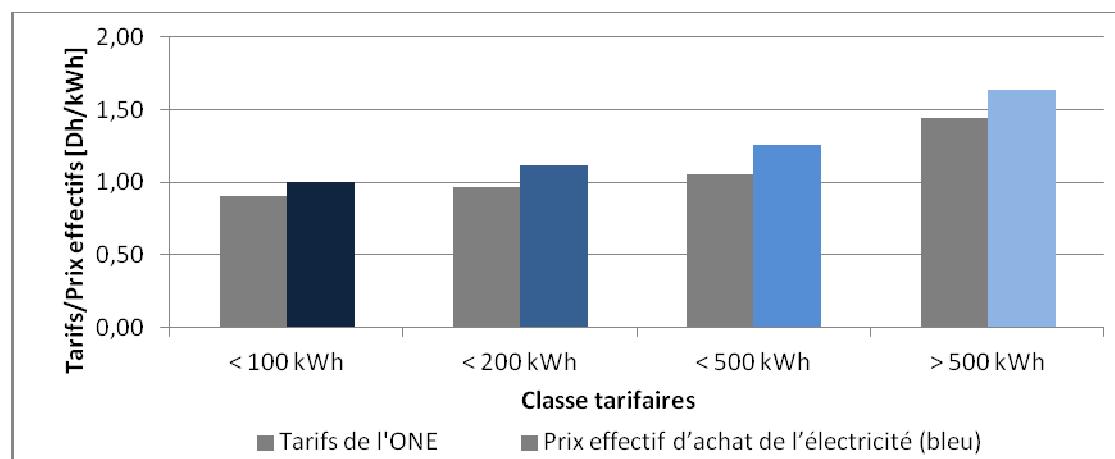
Conditions de la détermination du potentiel économique de la région de Meknès Tafilet

L'évaluation de la „parité réseau“ est indispensable pour l'évaluation du potentiel économique. Pour ce faire, différents paramètres sont étudiés:

1. Prix effectif d'achat de l'électricité au Maroc

Au Maroc, aux tarifs de l'électricité fixés par voie ministérielle s'ajoute la TVA (14%) et une taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national (TPPAN). Selon la consommation mensuelle d'électricité, celle-ci se situe entre 0,1 et 0,2 Dh/kWh. Figure 3 représente les prix effectifs d'achat de l'électricité pour les différentes classes tarifaires des ménages.

Figure 3: Prix effectifs d'achat de l'électricité (en bleu) des différents groupes tarifaires du secteur résidentiel

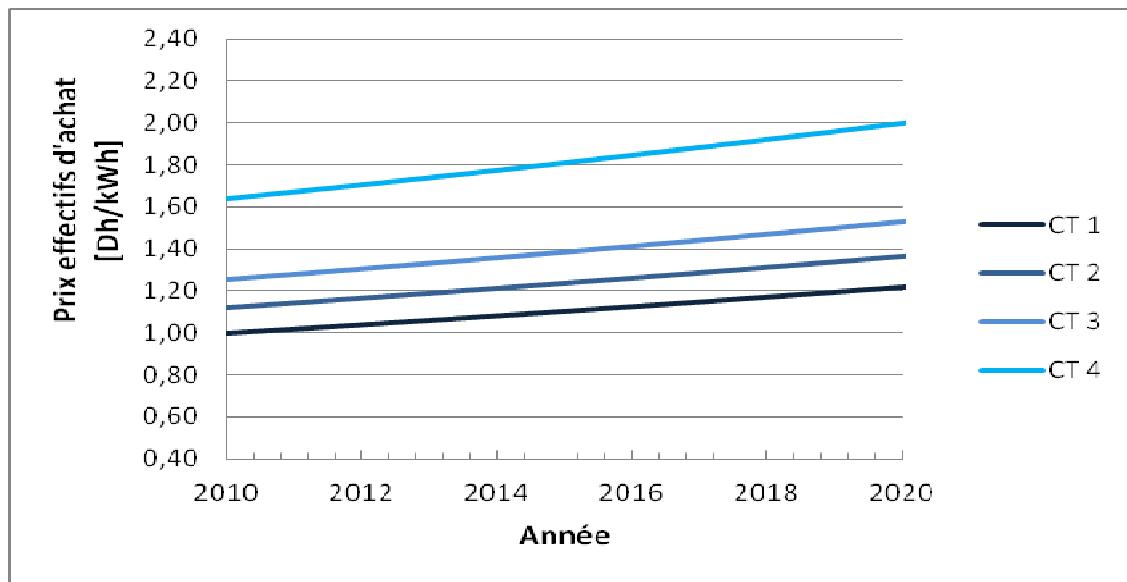


Pour les calculs effectués dans la suite de l'étude jusqu'en 2030, on se base sur une augmentation des prix de 2% par an, une évaluation conservative² du seul point de vue du taux d'inflation de 3,9% en 2008³.

² (Uh, 20.11.2008, p. 4)

³ (Ministère de l'Economie et des Finances, 2009).

Figure 4: Evolution des prix d'achat de l'électricité jusqu'en 2020 dans le secteur résidentiel



2. Coûts de production de l'électricité photovoltaïque

Pour le calcul des coûts de production de l'électricité d'une installation photovoltaïque, on se base sur les hypothèses suivantes:

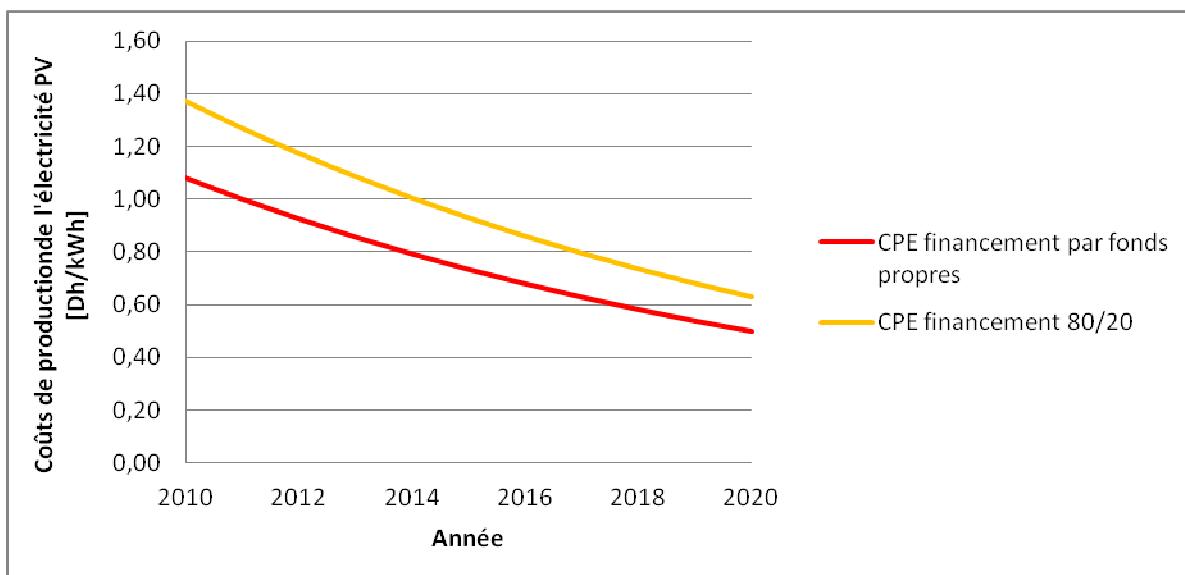
- Prix net des systèmes en 2010: 2,850 €/W_c (petites installations), 2,347 €/W_c (installations plus grandes, > 50 kW_c)
- Taxe sur la valeur ajoutée: 20%
- Coûts de financement: ils ont une grande influence sur les coûts de production de l'électricité. La présente étude examine deux modèles de financement représentés par des scénarios „minimal“ et „maximal“:
 - a) Le client paie son investissement en espèces; ce modèle correspond à un financement avec crédit sans intérêt. Ce modèle est considéré dans le cadre de petites installations pour la couverture des besoins propres (et produit le « scénario maximal »).
 - b) Le financement est réalisé à partir de 20% de capitaux propres et de 80% de crédit. 7,5% d'intérêts sont prélevés sur le crédit pour une durée de 10 ans. Un taux d'intérêt de 8% est indexé sur les capitaux propres. Ce modèle correspond plutôt à des installations plus grandes (jusqu'à 100 kW_c), car elles exigent un volume d'investissement plus conséquent et sont plutôt financées par voie bancaire⁴ (scénario minimal).
- Coûts d'exploitation: annuellement, 1% des coûts d'investissement
- Rayonnement solaire: variable régionalement, entre 2.082 et 2.335 kWh/ (m²*an) sur une surface inclinée à 30°
- Taux de performance : 0,8; on en déduit un rendement entre 1.665 et 1.868 kWh/kW_c
- Dégradation: 0,3% annuellement
- Durée de vie calculée de l'installation: 25 ans (durée de vie réelle : > 35 ans)

⁴ La prise en compte de différentes tailles de systèmes repose sur la baisse des prix des systèmes en proportion de l'augmentation de la taille des installations pour le PV.

- Baisse des prix des systèmes photovoltaïques selon l'approche de la courbe d'apprentissage, soit de 7,5% jusqu'en 2020.

Pour la région de Meknès-Tafilalet, on évalue des coûts de production de l'électricité de 1,08 Dh/kWh actuellement pour des petits systèmes autofinancés et de 1,36 Dh/kWh pour des systèmes de taille moyenne avec une part importante de capitaux extérieurs et des taux d'intérêt indexés sur les capitaux propres investis. Jusqu'en 2020, les coûts de production de l'électricité devraient chuter pour atteindre 0,5, voire 0,63 Dh/kWh et ainsi s'aligner sur le niveau des prix du marché de gros de l'électricité au Maroc (voir Figure 5).

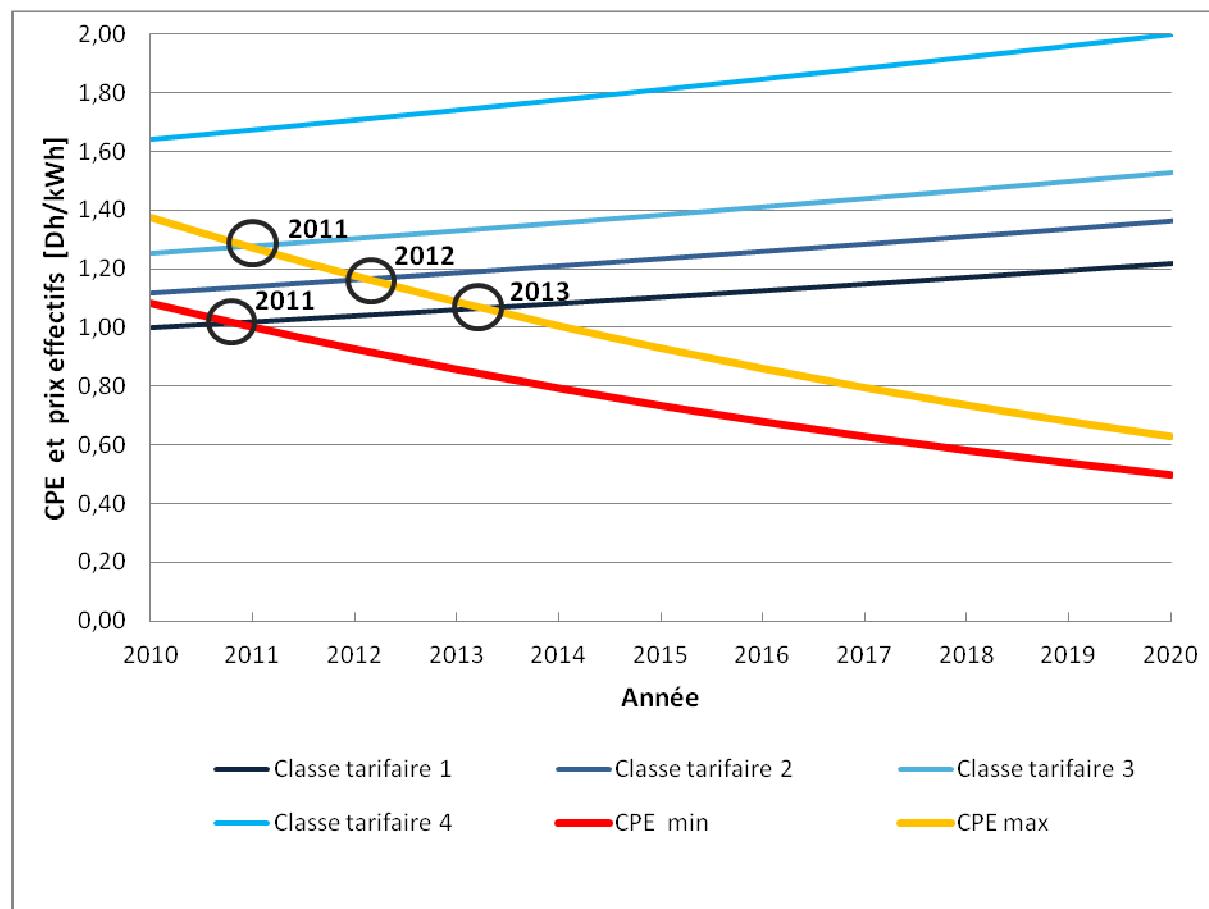
Figure 5: Evolution des coûts de production de l'électricité photovoltaïque jusqu'en 2020 (SGK = CPE)



Parité réseau

Le seuil d'atteinte de la parité réseau dans le **secteur résidentiel** est évalué au point d'intersection entre les prix effectifs d'achat de l'électricité selon la consommation et donc la classe tarifaire, et les courbes des coûts de production de l'électricité selon les différents modèles de financement.

Figure 6: Parité réseau du PV dans le secteur résidentiel (M-T)



Ces calculs montrent que, dans le cas d'un **financement propre à 100%**, tous les groupes de tarifs ont déjà atteint la parité réseau **dans le secteur résidentiel**.

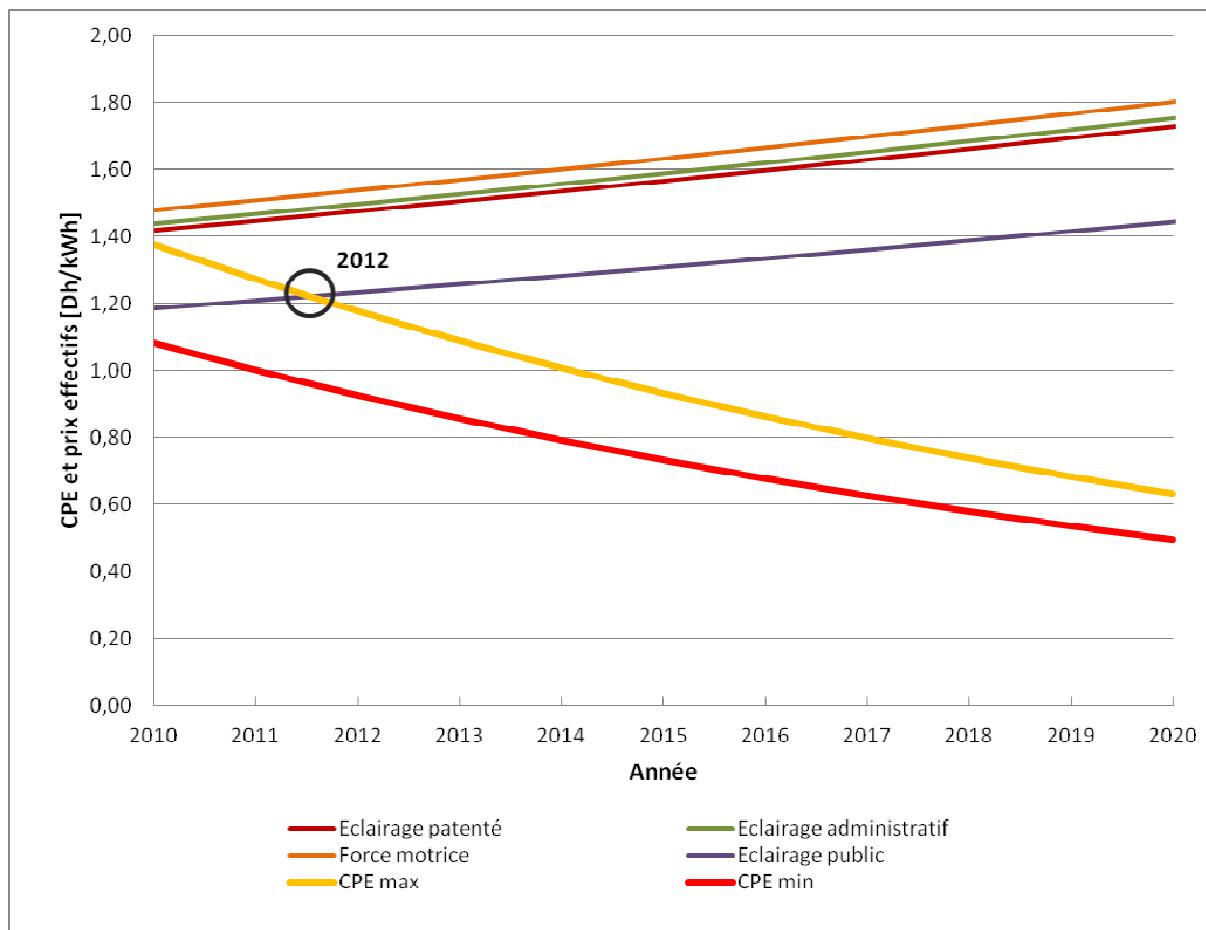
Dans l'évaluation des **coûts maxima de production de l'électricité** (selon le modèle de financement externe) on distingue les différentes classes tarifaires:

La **classe tarifaire 4**, avec la consommation mensuelle la plus élevée, a **atteint la parité réseau après tous les autres modèles de financement**. La **classe tarifaire 3** atteint la parité réseau en **2011**, la **classe tarifaire 2** suit en **2012** et la **classe tarifaire 1** atteint la parité réseau en **2013**.

De même, tous les autres secteurs en basse tension – **force motrice, éclairage patenté, administratif et public** – ont **atteint la parité réseau** selon les deux modèles de financement, avec une exception.

Dans le cas d'un financement externe à 80%, le secteur de l'**éclairage public** n'atteint la parité réseau qu'en **2012**.

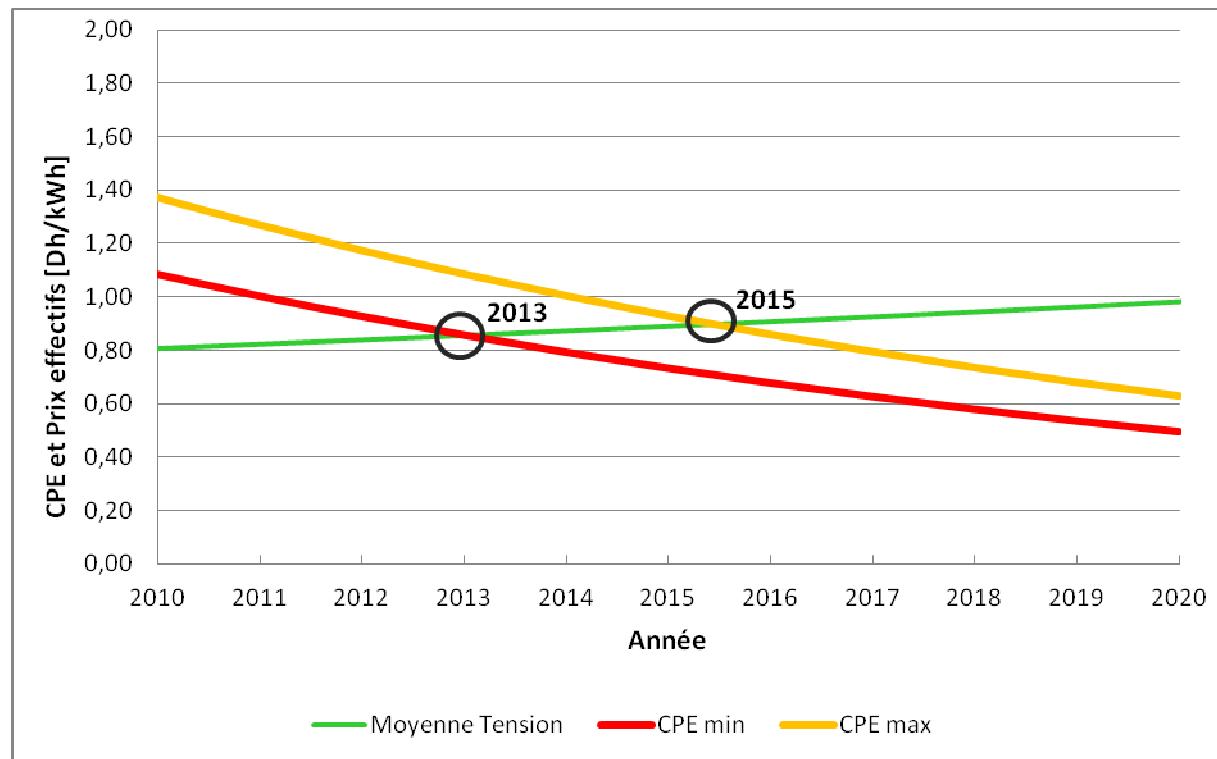
Figure 7 : Parité réseau du PV dans le secteur de force motrice, éclairage patenté, administratif et public



Moyenne tension

Du fait du tarif journalier plus bas (et du non-respect de la puissance appelée selon les calculs), le secteur de la moyenne tension atteint la parité réseau plus tard que le secteur de la basse tension. Selon le modèle de financement, la parité réseau est atteinte entre 2013 et 2015.

Figure 8 : Parité réseau du PV dans le secteur de la moyenne tension (M-T)



Les résultats sont comparables dans les autres régions; du fait des différences dans les valeurs de rayonnement, la parité réseau est décalée d'un an dans quelques secteurs.

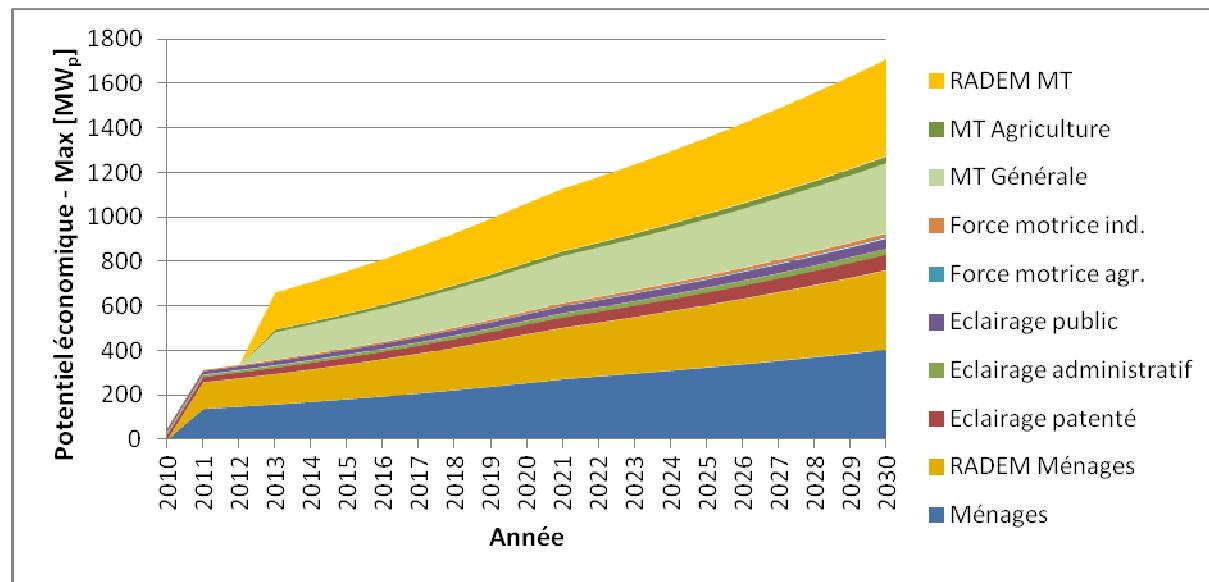
Potentiel économique de la région de Meknès Tafilalet

Le potentiel économique est évalué selon une couverture totale des besoins grâce au photovoltaïque une fois atteinte la parité réseau. La présente étude évalue un potentiel économique „minimal“ et „maximal“ des installations connectées au réseau.

Le potentiel économique „minimal“ des applications connectées au réseau est le potentiel économiquement réalisable une fois atteinte la parité réseau, qui résulte d'un modèle de financement avec des taux d'intérêt de 8% indexés sur les capitaux propres et une part de 80% de capitaux extérieurs avec 7,5% d'intérêts. Le potentiel économique est „minimal“ car, les coûts de production d'électricité étant plus élevés selon ce modèle de financement, la parité réseau de la plupart des ménages n'est atteinte qu'à partir de 2013 et, en moyenne tension, seulement à partir de 2016. Le potentiel économique „minimal“ devient significatif une fois atteinte la parité réseau des ménages à partir de 2013 et de la moyenne tension à partir de 2016. Il évolue de 39 MW_c en 2010 à 360 MW_c en 2013, est de 412 MW_c en 2015 et atteint à la fin de la période considérée, soit 2030, 1.707 MW_c.

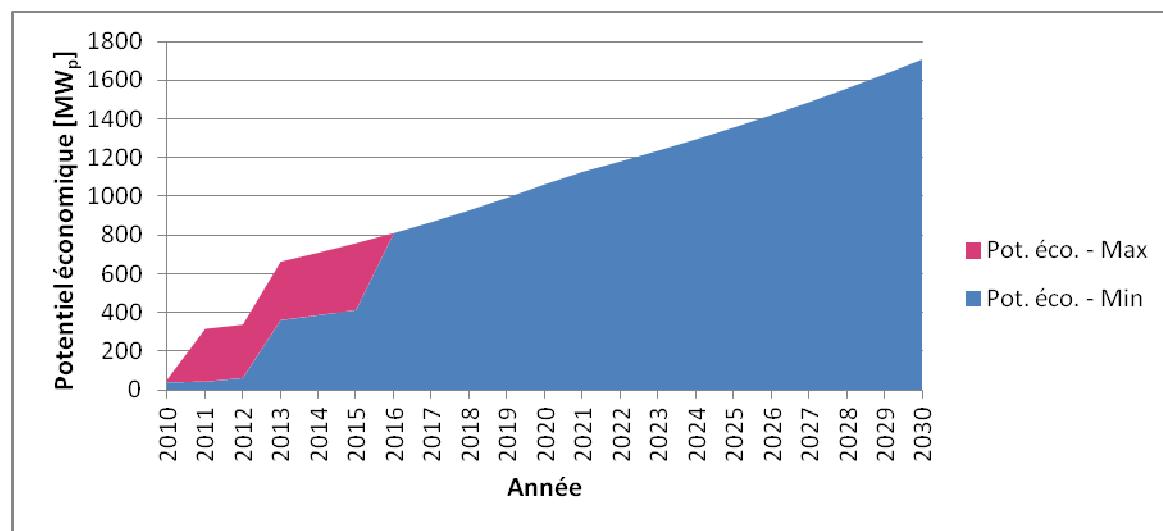
Le potentiel économique „maximal“ des installations connectées au réseau repose sur la détermination de la parité réseau avec les coûts de production de l'électricité et leur évolution future, qui se base sur un autofinancement – ce qui correspond à une variante de financement avec un crédit sans intérêt. Le potentiel économique „maximal“ des applications connectées au réseau dans les secteurs de la basse et moyenne tension s'élève déjà en 2012 à 336 MW_c. En 2013, il est de 661 MW_c, en 2015 de 757 MW_c pour atteindre en 2030 également 1.707 MW_c.

Figure 9: Potentiel économique „maximal“ de la région de Meknès-Taïlalet



En comparant les potentiels économiques “minimal” et “maximal”, on ne constate de différences que durant la période jusqu’en 2015. A partir de 2015, tous les secteurs ont atteint la parité réseau et les potentiels concordent (voir Figure 10).

Figure 10: Comparaison entre les potentiels économiques „minimal“ et „maximal“ [M-T]



Ce constat est une bonne indication sur la façon dont le développement du photovoltaïque au Maroc peut être accéléré ces prochaines années grâce à un programme de promotion adapté.⁵ Un programme promotionnel – par exemple via des subventions à l’investissement ou des conditions de crédit favorables – a pour conséquence une baisse des coûts de production de l’électricité. Selon la forme de financement choisie – notamment dans la période jusqu’en 2015 – la mise en valeur du potentiel économique peut ainsi être accélérée.

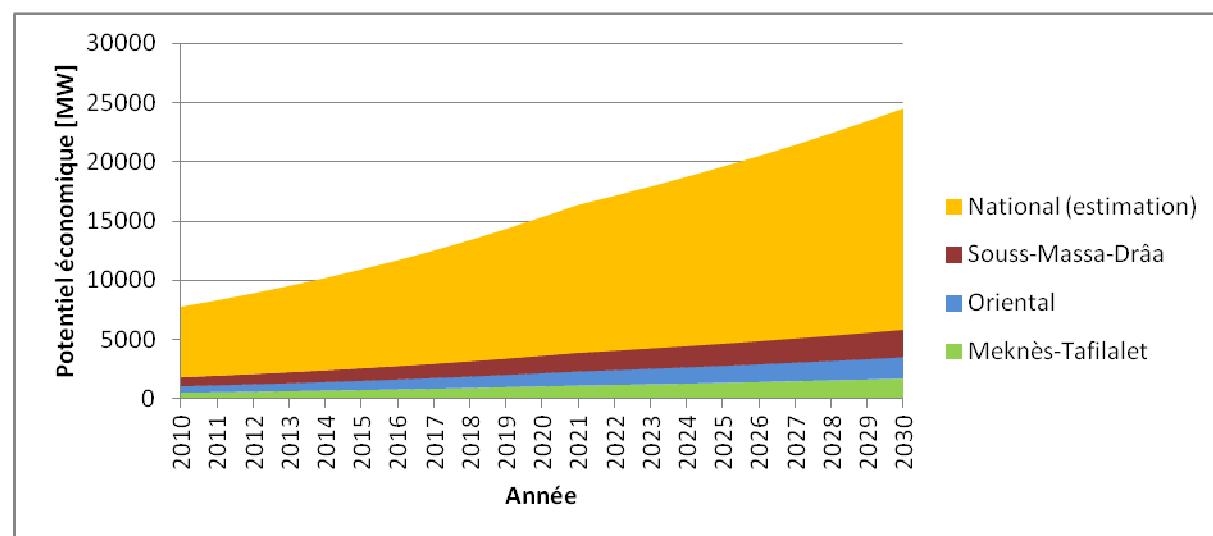
⁵ Les opportunités qu’offre un programme promotionnel sont étudiées dans le mémoire de fin d’études de Sidki, Wafaa (2011): „Considérations techniques et économiques sur le développement de le photovoltaïque au Maroc“ (Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko). L’étude d’IDE-E (en cours de finalisation): “ La marge de manœuvre et les opportunités des acteurs locaux (notamment des autorités régionales, provinciales et communales) relatives à la promotion des énergies renouvelables et de l’efficacité énergétique au Maroc“ présente les possibilités d’action des décideurs régionaux à locaux.

Le potentiel économique des trois régions et à l'échelle nationale

Les trois régions réunies représentent en 2011 un potentiel de 826 MW. Celui-ci s'accroît en 2014 à 2.455 MW et à 3.685 MW en 2020, pour atteindre en 2030 5.878 MW. Pour passer de l'examen détaillé au niveau des trois régions à une évaluation à l'échelle nationale, on se base d'abord sur une hypothèse simple. Comme la détermination du potentiel a été réalisée en fonction du nombre de ménages et d'habitants et sur la base de la consommation, une extrapolation sur les chiffres de la population suffit dans un premier temps pour la détermination du potentiel national.

L'évaluation du potentiel national est obtenue par une estimation – en fonction de la portion de la population, selon un facteur 4,2 – du potentiel des trois régions. Il augmente de 3.448 MW en 2011 à 24.554 MW en 2030 – ce qui correspond à quatre fois la puissance installée actuellement. Cette puissance serait obtenue exclusivement par l'investissement privé des ménages et des petites et moyennes entreprises. En même temps, une capacité qui contribue à la stabilisation du réseau est mise à la disposition du système électrique marocain, du fait de la répartition spatiale des installations, faute de quoi de lourds investissements de la part de l'ONE seraient nécessaires.

Figure 11 : Potentiel économique „maximal“ des trois régions et à l'échelle nationale (estimation)



Le potentiel économique s'avère énorme. Sa réalisation aurait des répercussions pour le Maroc à l'échelle macro- et micro-économique:

A. Effets macro-économiques

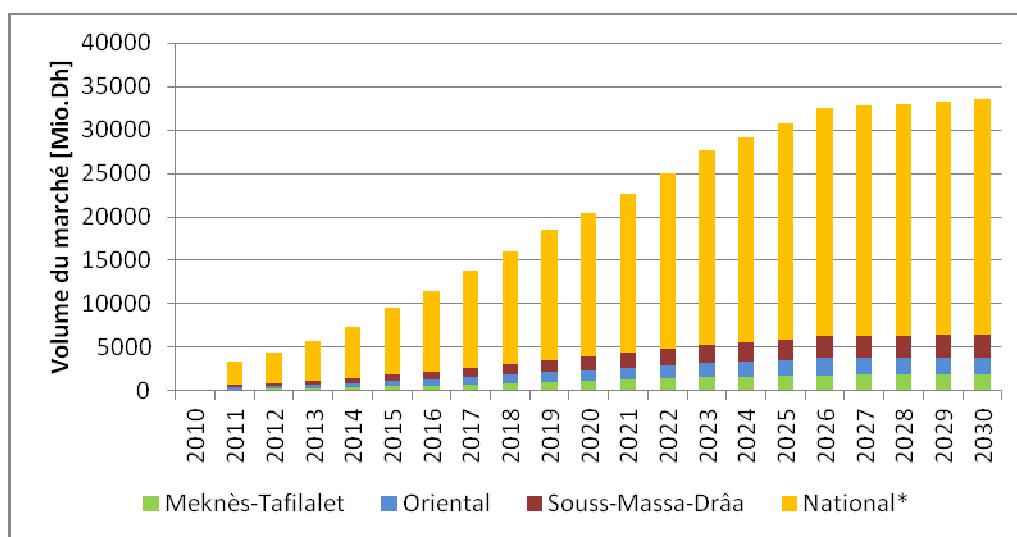
a. Volume potentiel du marché par la réalisation du potentiel économique

Si l'on se base sur une réalisation du potentiel économique jusqu'en 2030, on obtient un **volume du marché** pour les trois régions par la multiplication de la puissance annuelle installée en MW_c par le prix au MW_c évalué pour chaque année. Le marché des installations PV, uniquement pour des petits systèmes installés à proximité du lieu de consommation, augmente pour les trois régions⁶, passant d'un volume de 656 Mio.Dh en 2011 à 6.480 Mio.Dh en 2030. Pour l'ensemble du Maroc, le volume du marché augmente de 2.741 Mio.Dh en 2011 à 27.067 Mio.Dh en 2030.

⁶ Les valeurs nationales sont obtenues par une évaluation du potentiel des trois régions selon la couche de population. Voir aussi *National** dans les illustrations.

La compétitivité par rapport au prix de gros dans le système de l'ONE, qui devrait déjà être atteinte en 2020, par des projets PV financés classiquement par voie bancaire, devrait, au plus tard vers cette période, créer un effet d'entraînement pour la multiplication d'installations à grande échelle. Cela développera d'autres potentiels économiques pour la mise à disposition d'électricité d'origine photovoltaïque. Dans son développement, ce marché suivra des logiques totalement différentes (mise à disposition d'une charge de pointe à la mi-journée, exportations vers l'Europe, etc.). Parallèlement, garantir des capacités de stockage suffisantes constituera une nécessité accrue. D'autres études spécialisées devraient examiner dans quelle mesure la mobilité solaire jouera dès lors un rôle comme nouveau segment de consommation et en tant que capacité de stockage décentralisée.

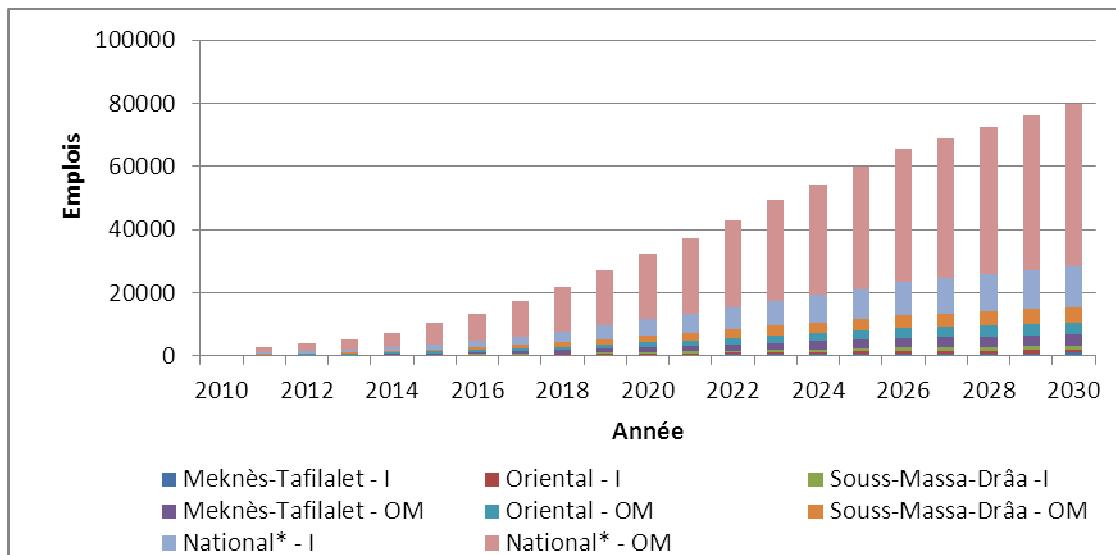
Figure 12: Évolution possible du volume du marché en cas de réalisation du potentiel économique



b. Opportunités d'emplois par la réalisation du potentiel économique

La réalisation du potentiel économique permet la création de 4,9 emplois par MW photovoltaïque nouvellement installé (I). Les emplois dans le secteur de l'Opération et de la Maintenance (OM) - 2,1 emplois par MW – se réfèrent au potentiel économique déjà réalisé. Le nombre d'emplois augmente dans les trois régions (et au niveau national), passant de 515 emplois (3 régions) / 2.151 (niv. nat.) en 2010 à 15.421 emplois (3 régions) / 64.415 (niv. nat.) en 2030. Un élargissement de la chaîne de valeur ajoutée au stade préliminaire de la fabrication de composants de systèmes multiplie encore (environ par 5) ce potentiel d'emplois (jusqu'à 35 emplois/an par MW) pour atteindre environ 300.000 emplois en 2030.

Figure 13: Évolution possible de l'emploi en cas de réalisation du potentiel économique



B. Effets micro-économiques: réduction de la facture d'électricité des ménages par une installation photovoltaïque sur le toit

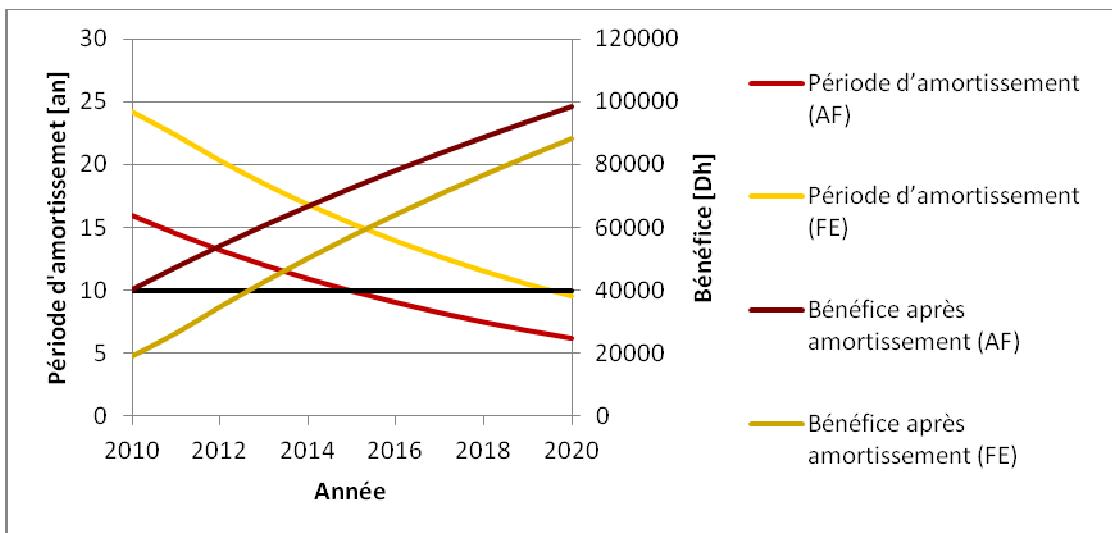
En moyenne nationale, 1,5 kW_c produisent 2.700 kWh par an au Maroc, ce qui induit une épargne annuelle et une réduction de la facture d'électricité allant jusqu'à 4.428 Dh⁷ en 2010. La période d'amortissement se réduit au fil du temps en proportion de la baisse des prix des systèmes et de la hausse concomitante des prix de l'électricité. Le bénéfice qui se dégage pour l'investisseur d'une installation photovoltaïque après sa période d'amortissement augmente en proportion de la baisse de la période d'amortissement.

Ainsi, en 2010, selon le modèle de financement choisi, les **périodes d'amortissement** se situent entre la valeur „minimale“ d'une installation autofinancée de 15,9 ans et une période „maximale“ de 24,2 ans. Dès 2015 une installation autofinancée atteint une période d'amortissement de 10 ans. Dans le cas d'une installation avec une part de capitaux extérieurs de 80%, la période d'amortissement est encore de 15 ans en 2015. Il faut noter que l'installation réalise déjà dans ce cas des rendements annuels.

Le **bénéfice** tiré d'une installation photovoltaïque après sa période d'amortissement augmente en proportion de la baisse de la période d'amortissement. Dans le cas d'une installation autofinancée de 1,5 kW_c, il se situe à environ 40.000 Dh (dans le cas d'une installation réalisée en 2010) et s'accroît pour atteindre tout juste 100.000 Dh, si l'installation est réalisée en 2020. Selon le modèle d'un financement avec des capitaux extérieurs importants et des taux de rendement sur les capitaux propres, le rendement réalisé est calculé sur les bénéfices de l'installation après son amortissement et sur les taux de rendement. Il se situe en 2010 à environ 19.000 Dh et atteint en 2020 environ 88.000 Dh.

⁷ Pour calculer les économies réalisées, on part du principe que le photovoltaïque est installée dans une première phase par les ménages aisés qui présentent une forte consommation d'électricité. L'électricité photovoltaïque produite remplace en premier lieu la quantité d'électricité correspondant à la plus haute catégorie tarifaire, avec des prix effectifs d'électricité s'élevant à 1,64 Dh/kWh.

Figure 14: Evolution de la période d'amortissement et du bénéfice d'une installation PV



Questions subsidiaires

A. Création de conditions favorables, incitations, mesures d'accompagnement

La création de **conditions législatives de promotion** telles que l'intégration de la basse tension dans la Loi 13-09 par un décret /arrêté et des procédures administratives simples sont des conditions préalables indispensables pour la réalisation du potentiel existant.

Certes, l'ampleur du volume d'investissement initial, comparativement aux possibilités d'investissement dont dispose la majeure partie de la population marocaine, constitue une barrière non négligeable pour la réalisation de l'auto approvisionnement des ménages par le photovoltaïque au Maroc.

Dans ce contexte, pour accélérer l'introduction du photovoltaïque, il est indispensable de proposer des **incitations** - par exemple sous la forme de subventions à l'investissement, la baisse de la taxe sur la valeur ajoutée ou l'octroi de conditions de crédit favorables - pour une période limitée, ainsi que d'autres **mesures d'accompagnement** (apprentissage et formation continue, mesures de marketing pour la sensibilisation de la population, soutien à la création d'entreprises/ au renforcement du tissu industriel...).

B. Energie de réserve et de régulation

Il est à noter que d'autres options de production d'électricité normalement présentes dans une région (éolien, hydraulique, biomasse, centrales alimentées par des combustibles fossiles) devraient être maintenues, mais conservées à l'avenir (de plus en plus) comme énergies de réserve ou de régulation durant les phases de rayonnement solaire inexistant ou insuffisant (de nuit, par temps couvert). Dans ce sens, le potentiel photovoltaïque représente, dans une optique d'approche selon les besoins, une valeur maximale pour une production d'électricité proche du consommateur, qui ne doit pas automatiquement être utilisé, mais rester disponible pour des besoins croissants. Cette question doit être approfondie dans le cadre de scénarios plus détaillés.

C. Répercussions sur le réseau d'électricité national

Avec la hausse du nombre d'installations photovoltaïques à l'échelle mondiale, se pose de façon accrue la question de l'aptitude de cette technologie à une intégration dans le réseau de distribution et de transmission. Le photovoltaïque fournit de l'électricité pendant la journée en fonction de

l'intensité du rayonnement solaire. Pour une utilisation par une approche selon les besoins, telle qu'elle est abordée dans cette étude, le photovoltaïque permet d'opérer un délestage pendant la journée: elle est liée à la charge de pointe de la mi-journée qui s'accentuera à l'avenir en raison de l'installation massive de climatiseurs et des besoins accrus de l'industrie. Pour couvrir le pic de consommation en soirée si typique du Maroc, le photovoltaïque n'apporte aucune réponse – du moins à première vue. Le problème ne peut être résolu qu'au niveau de l'ensemble du système électrique (gestion des centrales et du réseau, Demand Side Management/DSM, systèmes de stockage /STEP).

La présente étude n'approfondit pas la question de l'intégration au réseau du photovoltaïque, elle laisse au lecteur le soin de se référer aux nombreuses études réalisées en Europe à ce sujet. Pour une évaluation qualitative et quantitative de cet aspect pour le Maroc, une étude approfondie du réseau serait indispensable.

1 INTRODUCTION

Les énergies renouvelables sont de plus en plus au cœur des conversations et du débat politique au Maroc. Dans un contexte de hausse des prix du pétrole, avec un lourd impact sur la balance commerciale du Maroc, elles représentent l'alternative la plus intéressante pour réduire la vulnérabilité économique du pays dans le secteur énergétique: elles constituent une richesse immense, pratiquement inexploitée jusqu'ici.

Une étude de la GTZ (aujourd'hui GIZ) de l'année 2008 évalue le potentiel technique de production d'électricité à partir de l'énergie solaire à environ 40.000 TWh par an⁸, ce qui correspond à 1.500 fois la consommation actuelle d'électricité, et illustre – face à la compétitivité accrue des diverses technologies – l'énorme importance stratégique des énergies renouvelables pour le Maroc.

Dans ses discours et dans les „Hautes Orientations Royales“, Sa Majesté le Roi Mohamed VI a attribué aux énergies régénératives et à l'efficacité énergétique une place majeure⁹. Lors des „Assises de l'Energie“ de 2009, le gouvernement a fixé une part de 8% d'énergies régénératives dans la consommation d'énergie primaire et de 18% des besoins en électricité pour 2012. Le programme national dans le secteur de l'énergie solaire (Projet intégré de production d'électricité solaire - 2.000 MW à l'horizon 2020) a été présenté en Novembre 2009, le programme éolien, également de 2.000 MW, en Juillet 2010. Sur le plan institutionnel, les bases essentielles pour la réalisation de ces programmes ont été posées: pour la mise en œuvre du projet solaire, la „ Moroccan Agency for Solar Energy“ (MASEN) a été fondée. Le „Centre de Développement des Energies renouvelables“ (CDER) est transformé en une « Agence pour le Développement des Energies renouvelables et de l'Efficacité énergétique » (ADEREE), ce qui permet d'intégrer l'efficacité énergétique dans le portefeuille de cette agence nationale.

Un fonds global de 1 Mrd. \$, auquel ont contribué l'Arabie saoudite, les Emirats arabes unis et le Fonds Hassan II, doit soutenir en premier lieu la promotion des énergies régénératives et de l'efficacité énergétique, à parts égales pour des projets rentables et les projets de subvention. Pour le soutien de projets dits „rentables“ a été fondée la „Société d'Investissement Énergétique“, une société semi-publique qui doit soutenir des projets pour l'exploitation des énergies renouvelables (dont la biomasse) de même que la création d'entreprises grâce à des capitaux participatifs. Le „Fonds de Développement Energétique“ soutient des projets dits non rentables tels que les études, la recherche et le développement, mais aussi par exemple la recapitalisation de l'ONE.

Un autre processus politique en cours actuellement au Maroc est la régionalisation, dont l'importance a été rehaussée par SM le Roi Mohamed VI en Juillet 2009¹⁰. Ce processus est d'une grande importance pour les énergies renouvelables, dans la mesure où, comparativement aux centrales à combustibles fossiles, elles doivent être nettement plus décentralisées ; cela signifie que beaucoup plus d'acteurs – y compris le secteur privé et les particuliers – sont impliqués dans des décisions sur leur exploitation et la production d'électricité.

⁸ (Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2007).

⁹ Sa Majesté le Roi Mohammed VI (2009) p. 2 et suiv.

¹⁰ Discours Royal, Juillet 2009.

L’“Etude de potentiel sur l’énergie solaire photovoltaïque pour les régions de Meknès-Tafilalet, Oriental et Souss-Massa-Drâa” a pour objectif de répertorier les potentiels en photovoltaïque au niveau de ces régions, et de pouvoir donner aux acteurs régionaux et locaux un aperçu sur les possibilités qui en résultent à l’échelle régionale en termes d’investissements, de valeur ajoutée et d’emplois. En outre, elle offre une estimation de ces potentiels à l’échelle nationale.

Structure de l’étude

La présente étude commence par un aperçu technologique sur le photovoltaïque et sur les études de potentiel réalisées jusqu’ici sur les technologies électro-solaires. L’approche « selon les besoins » est ensuite introduite, les potentiels définis et commentés un par un (Chapitre 4). Avec les hypothèses énoncées au Chapitre 5 sur les besoins actuels et futurs en électricité, sont décrits et définis tous les paramètres pour calculer les différents potentiels pour les trois régions (Chapitres 6 à 8). Comme une réalisation totale du potentiel économique semble peu vraisemblable, nous nous sommes efforcés d’évaluer la faisabilité du potentiel économique. „S’efforcer“ indique qu’il ne peut s’agir que d’une évaluation aussi plausible que possible, car en l’absence de valeurs de référence sur l’expérience du photovoltaïque connectée au réseau, nous avons souvent dû nous contenter d’émettre des hypothèses. Par la suite, l’étude argumente sur les débouchés possibles en termes de développement du marché et de création d’emplois par une mise en œuvre du potentiel économique. Enfin, elle éclaircit les questions de l’intégration du photovoltaïque au réseau électrique marocain et du soutien financier par le Mécanisme de Développement Propre.

2 PHOTOVOLTAÏQUE – APERCU DES TECHNOLOGIES

Les cellules solaires photovoltaïques convertissent directement l'énergie solaire en énergie électrique. Plus de 90% des modules photovoltaïques se basent sur le silicium cristallin.¹¹ Le reste, soit à peine 10%, est constitué de modules à couches minces et d'autres nouvelles technologies.

Le marché photovoltaïque a augmenté en moyenne de 50% sur la dernière décennie. Ce développement a longtemps été systématiquement sous-estimé. Selon un article de la publication PHOTON, sur 40 études scientifiques, 38 ont sous-évalué les capacités de production de même que la dynamique du marché pour le PV, ou sous-estimé les prévisions. Le photovoltaïque fait partie des technologies sur lesquelles un cadre législatif axé sur une politique promotionnelle exerce une influence très nette.¹² Avec un marché en forte croissance, les technologies photovoltaïques se sont rapidement diversifiées. La particularité du photovoltaïque est – parallèlement au mécanisme physique de la transformation de lumière en courant continu – sa prodigieuse modularité: elle est utilisable selon tous les ordres de grandeur, du Milliwatt sous forme de cellule à des installations de centaines de MW.

En 2010, le volume d'installation du photovoltaïque à l'échelle mondiale s'élevait, selon l'entreprise de prospection de marché IMS Research, à 17,5 GW avec une progression de 130% en comparaison avec l'année précédente. Pour l'année 2011, une capacité d'installation de 20,5 GW est prévue, ce qui augmenterait la puissance totale installée au niveau mondial à 58 GW jusqu'à la fin 2011.¹³

2.1 TECHNOLOGIE MONO- ET POLYCRYSTALLINE

Le silicium est depuis des dizaines d'années le composant essentiel des cellules solaires. Les cellules solaires produites actuellement ont pour matériau de base le mono- (50%) et le poly-cristallin (50%). Les exigences de pureté pour le silicium sont très élevées. Sur 1 Mrd. d'atomes de silicium on compte seulement 1 atome d'impureté.

Sa fabrication est analogue à celle des puces électroniques. Les cellules de silicium mono-cristallines sont fabriquées selon le procédé de Czochralski, avec extraction d'un „lingot“ massif à partir d'un bain de silicium fondu, puis de découpage en fines plaques (wafers). Le silicium poly-cristallin est fondu et lentement refroidi. Ce processus permet la formation de la structure typique en cristaux ; ce procédé simplifié réduit les coûts de fabrication¹⁴. L'inconvénient du silicium poly-cristallin est de présenter davantage de contaminations et de défauts tels que des joints de grains et des mutations, ce qui nuit au taux d'efficacité. Pour conserver un taux de rendement énergétique d'efficacité élevé, des getters et des processus de passivation spécifiques doivent être réalisés.¹⁵

¹¹ (EU PV Technology Platform, 2007a, p. 18).

¹² (Podewils, Juni 2009, p. 12).

¹³ (IMS Research, 2011).

¹⁴ (EU PV Technology Platform, 2007b).

¹⁵ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2007, p. 3).

Les cellules de silicium présentaient encore en 1990 une épaisseur de 400 µm, tandis qu'aujourd'hui elles ont en général une épaisseur de 200 µm.¹⁶ L'Institut Fraunhofer a élaboré une cellule solaire avec une épaisseur de 40 µm seulement pour un taux d'efficacité de 20%.¹⁷ Le taux de rendement énergétique s'est élevé, passant de 10% au départ à 14 à 16 % en moyenne¹⁸ pour les cellules polycristallines et de 17 à 20 % pour les cellules monocristallines.

La demande en silicium a très nettement augmenté. Longtemps, les cellules solaires ont été produites à partir de résidus de la production de puces électroniques. En commençant avec des quantités de production annuelles de 1 à 5 MW_c dans les années 1990, les quantités produites sont passées à plusieurs centaines de MW_c. Après une phase de rareté dans les années qui ont suivi 2003³²⁵, les capacités de production de silicium ont été augmentées à l'échelle mondiale, mais des innovations technologiques ont aussi été développées: parallèlement au développement d'un silicium „de grade solaire“ spécifique (qui présente un degré de pureté moindre), le développement de cellules plus fines (voir plus haut) a été encouragé et les technologies en couches minces ont connu un véritable essor.

2.2 TECHNOLOGIES DES COUCHES MINCES

La catégorie des technologies en couches minces comprend différents types de matériaux. Elles présentent l'avantage de pouvoir être 100 fois plus fines que les cellules de silicium standard. Les technologies en couches minces les plus connues se basent sur le silicium amorphe, le cuivre - indium- di-séléniure (CIS) et le cadmium-tellurure (CdTd).¹⁹

Le silicium amorphe (a-Si) est composé d'atomes de silicium non ordonnés qui sont vaporisés sur un substrat. Sa haute capacité d'absorption permet d'obtenir des épaisseurs de couches particulièrement minces de 3 µm²⁰ à 20 µm. Du reste, il présente le défaut d'avoir un taux d'efficacité commercial de 6 à 8% seulement. Pour augmenter ce taux, plusieurs couches sont combinées, en utilisant des alliages de silicium-germanium (a-SiGe) ou des couches micro-morphes (μ c-Si).

Les avantages des cellules en couches minces sont :

- une faible sensibilité à la température et à l'opacité,
- la possibilité de les appliquer sur des matériaux flexibles tels que des plaques en acier, voire des feuilles de plastique,
- de même que leur bonne sensibilité à la lumière diffuse ou faible.

Les semi-conducteurs composés II-VI- cadmium-tellurure (CdTe) et cuivre-indium-di-séléniure (CIS, CuInSe2), aujourd'hui le plus souvent utilisés pour les technologies en couches minces, ont déjà atteint de nettes réductions de prix. Ainsi, en décembre 2010, les prix des modules variaient entre 1,22 et 1,38 €/W_c.²¹

¹⁶ (EU PV Technology Platform, 2007b, p. 10).

¹⁷ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2007, p. 3).

¹⁸ (EU PV Technology Platform, 2007b, p. 10).

¹⁹ (EU PV Technology Platform, 2007a, p. 25).

²⁰ (EU PV Technology Platform, 2007b, p. 12).

²¹ (Solarserver, 2010).

Les taux de rendement énergétique dans le commerce se situent entre 8 et 12%. La valeur maximale de laboratoire pour une cellule CdTe se situe à 16,5%. Du fait de sa toxicité, de nombreux fabricants de cellules CIS remplacent le di-sélénium par du disulfure, ou rajoutent du gallium (CIGS).²² Pour les modules en couches minces CIGS, un taux de rendement énergétique de 15,1% a été publié par Avancis le 31.01.2011.²³ Le spectre de la configuration de cellules fait l'objet de recherches intensives à l'échelle mondiale ; on peut évaluer approximativement jusqu'à 2020 dans quelle mesure les « bonds technologiques » - y compris en termes d'optimisation de la production – vont continuer à faire baisser les prix du photovoltaïque, mais cette évolution présumée n'exclut pas totalement des concepts totalement innovants.

2.3 CELLULES SOLAIRES A COLORANT

Dans le cas des cellules solaires à colorant, aussi appelées cellules de Grätzel, un colorant organique transforme la lumière solaire en énergie électrique.²⁴ La fabrication se produit selon un simple procédé de sérigraphie, ce qui permet d'atteindre de faibles coûts de production et offre différentes possibilités de configuration. Les cellules solaires peuvent par exemple être utilisées pour des façades ou des supports publicitaires. Les cellules solaires à colorant peuvent exploiter une lumière diffuse. Des taux de rendement énergétique de 8% ont été atteints à l'Institut Fraunhofer.²⁵

2.4 CELLULES SOLAIRES ORGANIQUES

Les cellules solaires organiques sont une jeune gamme de technologie. Le prix Nobel de 2001 a été attribué pour la découverte de matériaux semi-conducteurs organiques à partir d'un nanocomposant. Elles peuvent fabriquer de l'électricité à partir de feuilles, voire de textiles. Actuellement, leur taux de rendement énergétique est de l'ordre de 3 à 5%. Une faible consommation en matériaux de base et l'utilisation de technologies de production efficaces offrent un fort potentiel pour une production à moindre coût. Pour accroître leur efficacité et permettre une fabrication à prix concurrentiel, de grands efforts de recherche sont encore indispensables.²⁶

2.5 CELLULES SOLAIRES DE TYPES III-V

Les cellules solaires en couches minces les plus performantes jusqu'ici sont les semi-conducteurs composés des 3° et 5° groupes du système de périodes. Il existe une variété de possibilités de combinaisons dont le prix augmente proportionnellement au taux de rendement énergétique: la combinaison la plus connue est l'arsénure de gallium (GaAs), utilisé pour l'approvisionnement en électricité des satellites. Diverses combinaisons de matériaux permettent de produire des cellules solaires qui convertissent en électricité différents domaines du spectre solaire. Bien qu'elles aient déjà été largement prospectées, les possibilités de cette branche sont encore loin d'être épuisées.²⁷

²² (Weber, 2008, p. 40).

²³ (Photon, 01.02.2011).

²⁴ (Weber, 2008, p. 40).

²⁵ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2007, p. 5).

²⁶ (EU PV Technology Platform, 2007b, p. 43).

²⁷ (EU PV Technology Platform, 2007a, p. 51 et suiv.).

2.6 CELLULES SOLAIRES MULTI-JONCTIONS

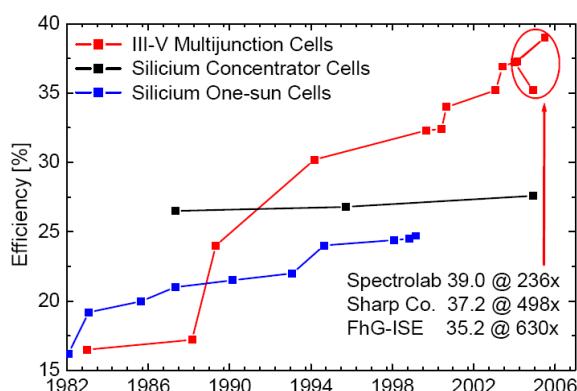
Les cellules solaires multi-jonctions exploitent les propriétés d'absorption de différents spectres lumineux des cellules solaires III-V. La cellule supérieure possède les plus fortes propriétés d'absorption du spectre solaire. Tout ce qui est supérieur d'un point de vue énergétique est converti en chaleur, tandis que l'énergie de moindre degré touche la couche inférieure de la cellule.

Les cellules qui se superposent sont reliées en série. Sous une lumière concentrée, elles peuvent atteindre un taux de rendement énergétique allant jusqu'à 40%. D'autres dénominations pour les cellules solaires multi-jonctions sont les cellules en tandem, triples, en cascade ou multiples.²⁸

2.7 SYSTEMES A CONCENTRATION

Les systèmes à concentration consistent dans un assemblage de lentilles ou de miroirs qui concentrent la lumière solaire sur de très petites cellules solaires. Les cellules à concentration nécessitent un rayonnement solaire direct, aussi doivent-elles être orientées suivant la course du soleil. Parallèlement aux cellules de silicium hautement efficaces, les cellules de piles III-V sont utilisées en premier lieu, car elles permettent d'atteindre le plus haut taux de rendement énergétique.²⁹

Figure 15: Taux de rendement énergétique de différentes cellules à concentration



Source: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2009).

L'Institut Fraunhofer pour les systèmes d'énergie solaire (ISE) a, selon un communiqué de presse de janvier 2009, atteint un taux de rendement énergétique de 41,1%. La lumière solaire est concentrée 454 fois sur une cellule solaire de 5 mm^2 multicouches de semi-conducteurs III-V- gallium-indium-phosphure / gallium-indium-arsénure/germanium.³⁰ Cette cellule de concentrateur est conçue de façon à s'adapter exactement au courant du spectre solaire terrestre.³¹

Concentrix Solar (aujourd'hui : Soitec SA) produit depuis septembre 2008 dans une unité industrielle complètement automatisée avec une capacité annuelle de production de 25 MW des modules avec

²⁸ (Luther, 2007, p. 40).

²⁹ (EU PV Technology Platform, 2007a, p. 51).

³⁰ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2009).

³¹ Animation digitalisée sur la construction et le mode de fonctionnement des centrales FLATCON[®]. (Concentrix Solar GmbH, 2008b).

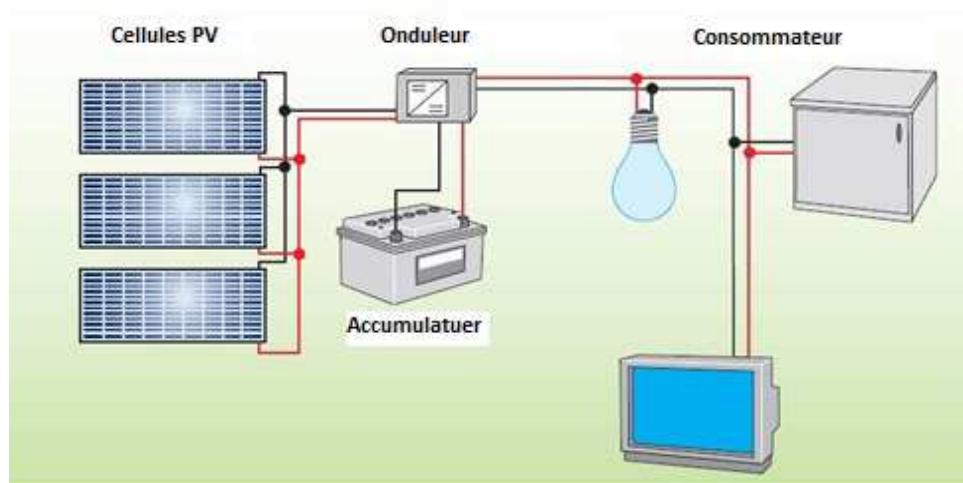
des cellules à concentration (technologie de Flatcon).³² Cependant, d'autres entreprises font des recherches et/ou de la production à un stade pré-industriel (Isofoton et équiv.).

2.8 TECHNIQUE SYSTEMIQUE PHOTOVOLTAÏQUE

L'unité de base d'une installation photovoltaïque est le module solaire auquel sont reliées électriquement une multitude de cellules solaires, également connectées entre elles. Plusieurs modules sont reliés à un générateur solaire.

Il faut différencier par principe les installations isolées des installations connectées au réseau. Les installations isolées stockent le courant dans des batteries (accumulateurs), tandis que les installations connectées au réseau injectent l'électricité produite dans un réseau de distribution.

Figure 16: Représentation schématique d'un système isolé³³



Dans le cas d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau, le courant continu produit par les cellules solaires est transformé par un onduleur en courant alternatif qui est injecté dans le réseau interne du client ou dans le réseau de distribution électrique à travers un (ou deux) compteur(s).

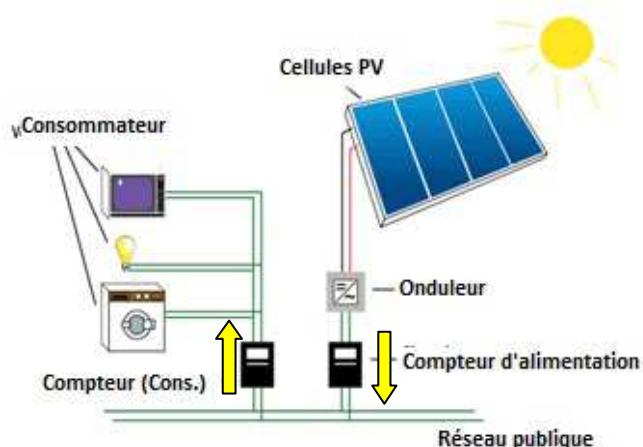
On distingue deux variantes de couplage, qui ont des conséquences économiques pour l'investisseur (que ce soit un particulier, une entreprise ou un développeur de projet):

1. Selon un système de « tarif de rachat garanti » (avec des tarifs majorés, fixés par l'Etat), tel qu'il se présente dans plus de 40 pays, la totalité de l'électricité produite par l'installation photovoltaïque est injectée dans le réseau. La quantité injectée est mesurée par un « compteur d'injection » pour déterminer la quantité d'électricité à rémunérer. Le producteur se fait payer par l'opérateur du réseau l'électricité à un tarif majoré, et finance par ce biais son investissement. La quantité consommée par le consommateur est évaluée par un autre « compteur de fourniture » (Figure 17) et le client paie sa consommation selon les conditions tarifaires habituelles.

³² (Concentrix Solar GmbH, 2008a).

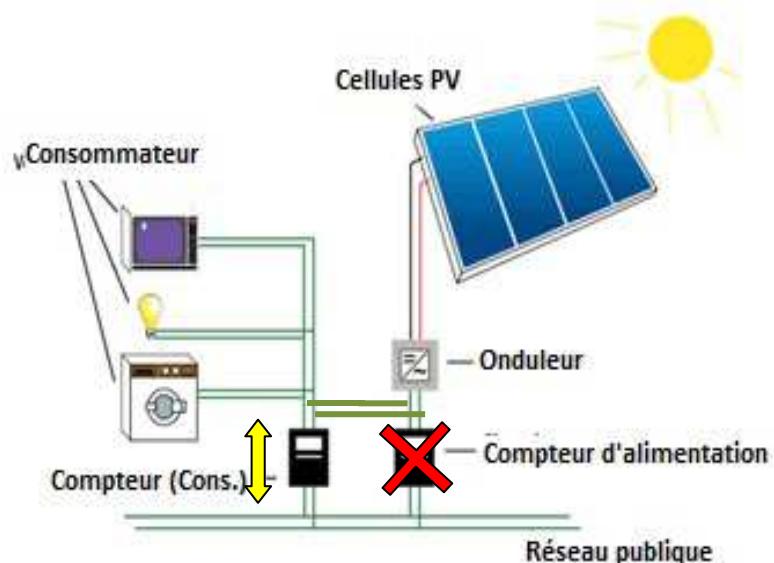
³³ (Technologie environnementale autrichienne (ACT), 2011).

Figure 17: Représentation schématique d'une installation PV raccordée au réseau selon un système de tarif de rachat



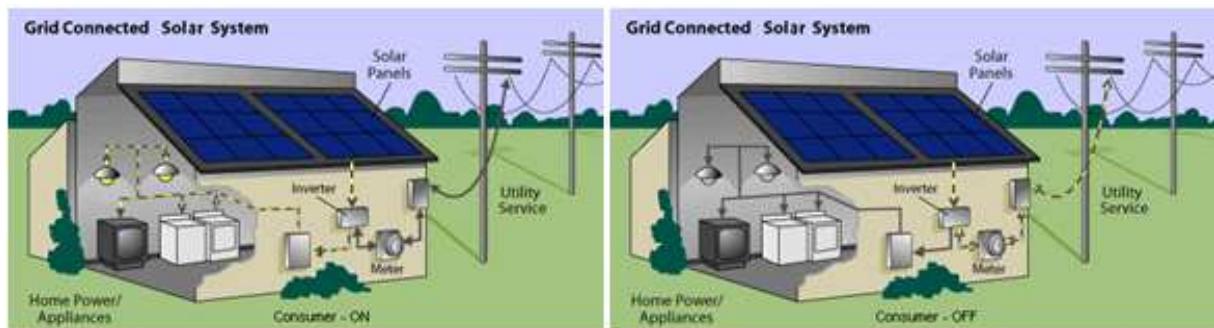
2. Selon un **système de facturation nette**, l'installation est raccordée au réseau interne du consommateur et l'électricité produite couvre avant tout ses besoins personnels.

Figure 18 : Représentation schématique d'une installation PV raccordée au réseau selon un système de facturation nette



Si la production de l'installation photovoltaïque est supérieure aux besoins du consommateur, l'excédent est injecté dans le réseau ; si elle est inférieure, le consommateur prélève de l'électricité dans le réseau. Pour la réalisation de ce système, il suffit d'un simple compteur, mais il doit pouvoir mesurer le flux d'électricité dans les deux sens.

Figure 19: Représentation schématique (a) et (b) d'une installation reliée au réseau selon un système de net-metering³⁴



(a) L'électricité produite sert à couvrir la consommation personnelle.

(b) En l'absence de besoin propre, l'électricité produite est injectée dans le réseau.

³⁴ (Représentation du net-metering, 2010).

3 POTENTIELS – DEFINITIONS, ETUDES PREALABLES ET METHODES

La plupart des études de potentiels dans le domaine de l'énergie solaire reposent sur la détermination du potentiel de surface, puisque le rayonnement solaire entre en contact avec la surface de la terre avec une intensité variable selon les endroits, et ne peut donc être répertorié que selon des ordres de grandeur liés à la surface. Même les systèmes de conversion techniques sont, avec leurs indicateurs de puissance, directement liés à la surface réceptrice. Sur la base des surfaces et des paramètres techniques de chaque technologie solaire, on peut déterminer les différentes sortes de potentiels. Chapitre 3.1 présente les définitions de potentiels tirées de la littérature spécialisée ; Chapitres 3.2 à 3.4 exposent les méthodologies et études existantes pour évaluer les potentiels.

3.1 DEFINITIONS DE POTENTIELS DANS LA LITTERATURE SPECIALISEE

Le **potentiel théorique** décrit l'offre énergétique physiquement exploitable d'une région, compte tenu de structures géographiques qui excluent l'exploitation de sources d'énergie. En fonction de restrictions techniques, écologiques, structurelles et administratives, ce potentiel ne peut jamais être totalement épuisé.

Le **potentiel technique** décrit la part du potentiel théorique que l'on peut atteindre selon l'état actuel de la technologie et en fonction d'une exploitation totale de la surface disponible. Des restrictions structurelles et écologiques sont ici prises en compte.³⁵

Le **potentiel économique** décrit le potentiel réalisable selon un scénario Business-As-Usual. Il est calculé en fonction d'une approche à moindre coût, qui compare plusieurs technologies à différents coûts pour trouver la solution la moins chère.³⁶ Selon ce principe, des centrales solaires par ex. sont installées dès qu'elles sont économiquement concurrentielles. Le potentiel économique peut être considéré comme la limite inférieure du potentiel exploitable.

Le potentiel „réalisable“ se situe entre les potentiels technique et économique. Il tient compte de barrières ou de facteurs qui influencent le développement des énergies régénératives et accélèrent ou retardent l'épuisement du potentiel technique – y compris sur le plan temporel. Des facteurs structurels, législatifs, économiques, sociaux et psychologiques y contribuent, de même que la comparaison avec les modes conventionnels d'approvisionnement en énergie et les prévisions sur l'évolution des prix pour chaque technologie, et toutes formes d'incitations financières. Figure 20 illustre très clairement que les potentiels „réalisables“ sont réduits par différentes barrières, mais peuvent aussi être augmentés par différents multiplicateurs ; les hypothèses sur ces facteurs peuvent donc fortement influencer les évaluations.³⁷ Il est très important de tenir compte de ces éléments, car ainsi les potentiels „réalisables“ ne correspondent plus à des données fixes, mais sont variables

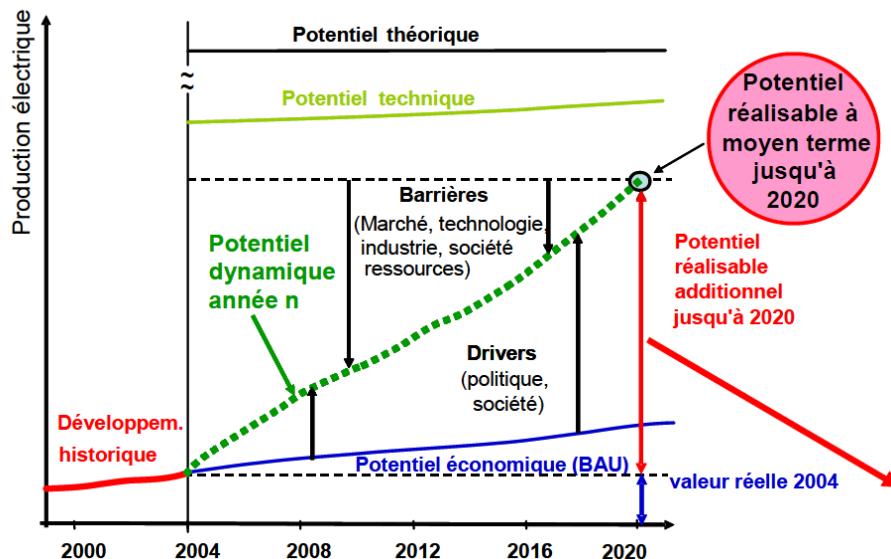
³⁵ (Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2007, p. 53).

³⁶ (Asian Development Bank, 2010).

³⁷ (Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2007, p. 53).

selon les incitations politiques, le développement de la recherche, l'évolution des marchés et des coûts, etc.

Figure 20: Représentation des différents potentiels selon l'étude de la GTZ



3.2 DETERMINATION DES POTENTIELS A L'AIDE DE MODELES URBAINS DIGITALISES

En Allemagne, des méthodes ont été développées par des instituts et des bureaux d'ingénierie pour quantifier le potentiel de surface de toiture grâce à des données scannées au laser et des modèles urbains digitalisés. Les résultats visualisés sont accessibles au public sur une page Internet.³⁸ Dans ce cas précis, l'analyse de potentiel se base sur une modélisation tridimensionnelle du bâtiment étudié, de son environnement et du potentiel de rayonnement local. Cinq facteurs sont pris en compte:

- la taille des surfaces de toiture
- l'orientation
- l'inclinaison des surfaces de toiture
- l'ombrage des bâtiments environnants sur les surfaces de toiture
- le rayonnement moyen, spécifique au lieu, du rayonnement solaire sur une surface plane.

Les données permettant d'évaluer les quatre premiers facteurs sont transmises par des prises de vues aériennes.³⁹ Sur la base des trois premiers points est réalisé un modèle en 3D qui reproduit le bâtiment avec le bâti et la végétation environnantes (voir Fig. 1).

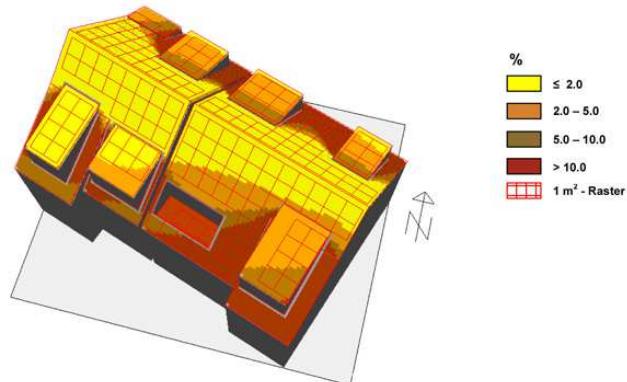
³⁸ (Solaranlagen-Portal, 2010b), (Freiburg im Breisgau, 2011).

³⁹ (AEROWEST, 2010).

Figure 21: Image en 3D avec bâti et végétation environnantes

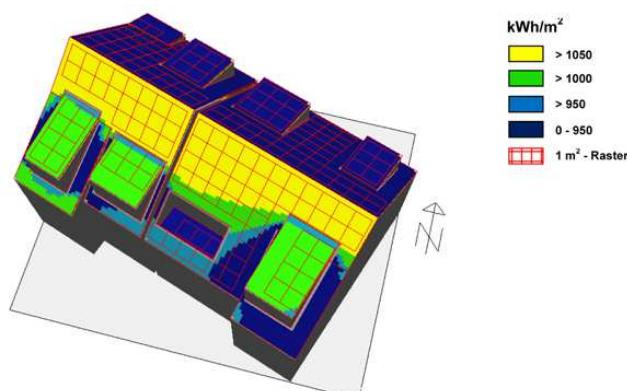
Source: Aerowest 2010

L'ombrage du bâti environnant, des arbres et du relief du terrain est restitué selon une résolution temporelle de 2 minutes et une résolution spatiale de $0,04\text{m}^2$, ce qui permet un zonage du toit selon l'intensité de la réduction du rayonnement due à l'ombrage (Fig.22).

Figure 22: Réduction du rayonnement due à l'ombrage

Source: AEROWEST 2010

La somme de rayonnement global annuelle peut être évaluée sur la base des données du Service Météorologique Allemand (DWD). La combinaison des cinq facteurs permet de calculer les quantités annuelles de rayonnement sur le toit objet de l'étude (Fig.).

Figure 23: Somme de rayonnement global annuel

Source: AEROWEST 2010

La combinaison entre le rayonnement et la réduction du rayonnement par l'ombrage induit un zonage du toit avec la détermination d'une surface de rayonnement optimal A_{eff} (surface jaune sur Figure 23).⁴⁰ L'électricité produite ou le rendement de la surface disposant du meilleur ensoleillement par une installation photovoltaïque sont calculés selon la formule suivante :

$$E_f [\text{kWh/an}] = A_{\text{eff}} [\text{m}^2] * I_\alpha [\text{kWh}/(\text{m}^2*\text{an})] * PR$$

avec:

E_f ... Rendement électrique d'une installation photovoltaïque sur la surface A_{eff} [kWh/an]

A_{eff} ... Surface de toiture exploitable

I_α ... Rayonnement sur la surface inclinée [kWh/(m²*an)]

α ... Angle d'inclinaison

PR... Taux de performance

Le **potentiel technique** en kWc pour un(e) ville/région/pays est calculé selon la formule suivante :

$$P_{\text{te}}[\text{kW}_c] = P_M [\text{kW}_c/\text{m}^2] * A_{\text{eff-ges}} [\text{m}^2]$$

avec

P_{te} ... Potentiel technique de la surface $A_{\text{eff-ges}}$ [kW_c]

P_M ... Puissance modulaire nominale [kW_c/m²]

$A_{\text{eff-ges}}$ Surface exploitable d'un(e) ville/région/pays

3.3 DETERMINATION DES DONNEES SUR LA SURFACE DE TOITURE POUR LE PHOTOVOLTAIQUE EN FONCTION DU PIB

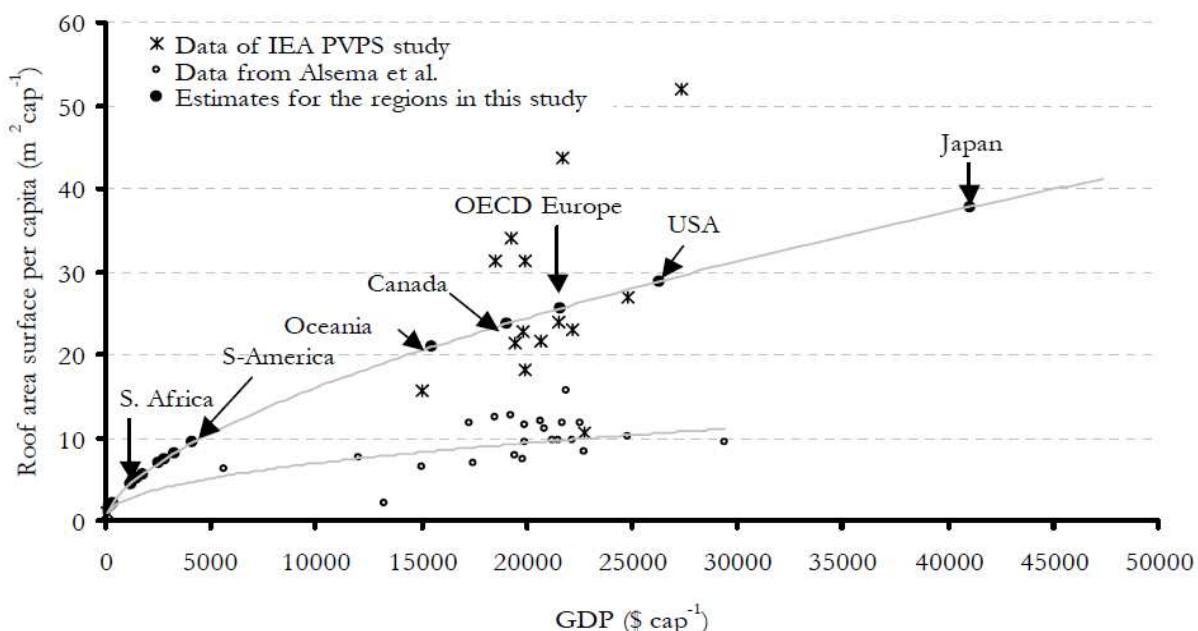
D'après une étude de Hoogwijk, le potentiel de surface pour le photovoltaïque et/ou les centrales solaires thermiques peut être calculé en fonction du produit intérieur brut par tête (PIB_t). L'auteure part du principe que l'élévation du niveau de vie induit une augmentation du nombre et de la taille des agglomérations. Deux études invoquées pour corroborer cette thèse⁴¹ ont évalué la surface de toiture par tête dans différents pays et continents. Leurs résultats ont été corrélés avec le PIB dans les pays étudiés. La corrélation entre le PIB et la disponibilité de toiture par personne est illustrée en Figure 24.⁴² Il faut noter que l'étude se base sur les données du PIB de l'année 1995.

⁴⁰ (AEROWEST, 2010).

⁴¹ (Alsema & Brummelen, 1993); (IEA/OECD, 2001).

⁴² (Hoogwijk, 2004, p. 162).

Figure 24: Corrélation entre le PIB par tête et la surface de toiture par tête



Source: Hoogwijk (2004). Chiffres concernant le Maroc : cf : notes en bas de page 34 et 36.⁴³

La formule développée par Hoogwijk pour le calcul de la surface de toiture disponible par personne pour une exploitation photovoltaïque ($R_{c,i}$) est la suivante⁴⁴:

$$R_{c,i} = 0,06 * \text{PIB}_i^{0,6}$$

La surface de toiture pour utilisation du photovoltaïque dans une région ($R_{c,reg}$) est déterminée selon cette formule.

$$\begin{aligned} R_{c,reg} &= R_{c,i} * \text{Nombre d'habitants} \\ &= 0,06 * \text{PIB}_{i/reg}^{0,6} * \text{Nombre d'habitants dans la région} \end{aligned} \quad ^{45}$$

3.4 DETERMINATION DE POTENTIELS SELON L'ETUDE DE LA GTZ

L'étude de la GTZ "Etude sur le cadre organisationnel, institutionnel et législatif pour la promotion des Énergies Renouvelables" évalue un potentiel d'espaces libres et de surfaces de toitures pour le photovoltaïque.

Pour le calcul du potentiel de production d'électricité, on tient compte des hypothèses suivantes:

- un rayonnement annuel horizontal de 2.030 kWh/m²;
- un taux de rendement énergétique du module photovoltaïque de 15%;
- une orientation au Sud et un angle d'inclinaison de 30° des modules;
- un taux de performance = 0,7;

⁴³ Grâce à la formule de calcul de la surface de toiture par personne pour le PV, on calcule pour le Maroc en 1995 une surface de 4 m² environ par personne. La base de référence est le PIB de l'année 1995, Fig. 6 se basant aussi sur cette donnée. Le PIB par personne (prix constants, 2000), était de 1161 \$ par personne (Université de Sherbrooke, 2010). Selon Fig 24, le Maroc se situe à un niveau comparable à l'Afrique du Sud.

⁴⁴ (Hoogwijk, 2004, p. 163).

⁴⁵ Actuellement, cette formule donne pour le Maroc un PIB de 2770 \$/tête en 2009 avec 31,5 Mio. d'habitants, pour un potentiel de surface de toiture de 220 km². (Banque mondiale, 15.12.2010).

Les besoins en surface pour le photovoltaïque sont indiqués en moyenne avec 10 m^2 par kW_c (pour les modules cristallins : $8 \text{ m}^2/\text{kW}_c$ et pour les modules à couches minces : $14 \text{ m}^2/\text{kW}_c$).

3.4.1 POTENTIEL D'ESPACES LIBRES SELON L'ETUDE DE LA GTZ

Le calcul des surfaces exploitables pour le photovoltaïque sur les espaces libres se base sur des données de la SIG⁴⁶. Certaines structures géographiques considérées dans cette étude comme impropre à l'exploitation photovoltaïque et CSP sont exclues et soustraites de la surface totale du Maroc. Les surfaces dotées d'une inclinaison supérieure à 2° à une altitude de plus de 2.000 m sont exclues. Sont exclues également les surfaces telles que les lacs, forêts, maquis ou broussaille en milieu mixte, ou régulièrement exposées aux inondations.⁴⁷ Pour le potentiel d'espaces libres, une surface de 508.604 km^2 pour le photovoltaïque a été calculée avec un **potentiel théorique** pour la production d'électricité de 37.450 TWh/an.

3.4.2 POTENTIEL DE SURFACES DE TOITURE SELON L'ETUDE DE LA GTZ

Pour le calcul des potentiels de surface de toiture, la formule de Hoogwijk est utilisée ou légèrement modifiée. Les auteurs de l'étude de la GTZ ne multiplient pas les surfaces de toiture disponibles pour le photovoltaïque par le nombre total d'habitants, mais par la part de la population active qui contribue au PIB.

On évalue le **potentiel théorique de surface de toiture** à 133 km^2 , ce qui permet de tabler sur une production d'électricité à partir d'installations photovoltaïques sur les toits s'élevant à 21,2 TWh.

Pour l'évaluation du **potentiel technique de surface de toiture**, on suppose que seulement la moitié de la surface de toiture théoriquement disponible est accessible pour des installations solaires, dans la mesure où ces surfaces sont aussi exploitées pour d'autres utilisations ou installations. On part en outre du principe que la surface restante est répartie entre les collecteurs solaires thermiques pour la mise à disposition d'eau chaude et le photovoltaïque. Pour chacune de ces utilisations, du point de vue du potentiel technique, il reste 33 km^2 .⁴⁸ Sur une surface de toiture correspondant à 33 km^2 , restant à disposition pour le PV, le potentiel technique de surface de toiture s'élève à 5,28 TWh environ, ce qui correspond bien à 20% de la consommation d'électricité au Maroc pour l'année 2008.

Pour l'évaluation du **potentiel réalisable**, on a observé l'évolution chronologique, avec un volume d'installation de systèmes isolés de photovoltaïque de 6 MW_c dans le cadre du programme PERG pour l'électrification rurale. L'étude de la GTZ se base sur une croissance modérée de $10 \text{ MW}_c/\text{an}$, permettant d'atteindre 35 MW_c à l'horizon 2010. En partant d'une croissance du marché annuelle de 50%, qui peut se maintenir, compte tenu du contexte de la politique énergétique et de mesures de promotion favorables, le potentiel réalisable à l'horizon 2012 correspondrait à une puissance installée de 80 MW_c ; à l'horizon 2020, une puissance installée cumulée allant jusqu'à 2.000 MW_c PV pourrait être atteinte.⁴⁹

⁴⁶ Système d'information géographique (SIG).

⁴⁷ (Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2007, p. 52 et suiv.).

⁴⁸ (Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2007, p. 62).

⁴⁹ (Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2007, p. 68).

3.5 DISCUSSION SUR LES PISTES DE REFLEXION PROPOSEES

La présentation des potentiels sur la base de modèles urbains digitalisés constitue une analyse de potentiel très précise, parcellaire, orientée vers l'utilisation. Pour des zones plus étendues (régions, pays) elle est cependant très coûteuse. Ceci est particulièrement valable pour le Maroc. Contrairement à l'Allemagne, l'orientation et l'inclinaison des toitures au Maroc ne joue aucun rôle, du fait de la construction majoritairement en toits terrasses, ce qui justifie d'autant moins le choix de cette méthode onéreuse.

En revanche, la méthode de Hoogwijk constitue une étude de potentiel très globale et générale. Elle a été développée pour évaluer des potentiels à l'échelle mondiale.⁵⁰ Elle est utile pour donner une vue d'ensemble, mais inadaptée pour une évaluation des potentiels plus précise au niveau local. Même constat pour l'étude de la GTZ, qui repose sur la méthode de Hoogwijk. En outre, il faut remarquer concernant l'étude de la GTZ que pour le calcul de la surface disponible, les mêmes hypothèses ont été formulées pour le CSP et le photovoltaïque. C'est problématique, notamment quand il s'agit d'exclure toutes les surfaces libres présentant une inclinaison de plus de 2%, puisque le photovoltaïque peut aussi être installé sans problème sur des surfaces avec une plus forte inclinaison. Le potentiel théorique de l'étude de la GTZ pour le photovoltaïque constitue donc un potentiel évalué sur un mode plutôt « conservatif ».

⁵⁰ (Hoogwijk, 2004)

4 POTENTIELS PAR „APPROCHE SELON LES BESOINS“

Les définitions de potentiels par « approche selon les besoins » s'alignent sur les définitions de potentiels et la détermination de potentiels de l'étude de la GTZ. Cette approche tient compte du fait que le potentiel solaire spécifiquement pour le photovoltaïque ne peut pas être réalisé uniquement sur des „surfaces“ au sens large, mais que les surfaces de toiture et les surfaces dédiées à l'infrastructure d'un territoire donné constituent un potentiel de surfaces considérable, et par là même une „centrale électrique répartie spatialement“. Pour des raisons économiques notamment, il faudrait opter en premier lieu et en priorité pour le potentiel consommable immédiatement. Comme en général le potentiel théorique, voire le potentiel technique, du photovoltaïque dépasse très nettement les besoins (dans un espace donné), il semble évident de se pencher au préalable sur la question de l'ampleur du potentiel de photovoltaïque „consommable immédiatement“ dans ces applications. Sous le terme de „consommable immédiatement“, on entend ici les installations photovoltaïques qui produisent directement, par auto-production, de l'électricité utilisée quasiment sur place (philosophie „smart grid“): les installations photovoltaïques sur les toits des maisons, les toitures de supermarchés, les hangars industriels ou autres supports d'infrastructures (par ex. les murs antibruit d'autoroutes/de chemins de fer ou les toitures pour parkings) constituent un potentiel considérable de production de courant pour la consommation d'électricité dans ces bâtiments ou à proximité. « L'approche selon les besoins » se base donc sur cette question: la consommation d'électricité dans une zone définie peut-elle être couverte grâce au potentiel disponible sur ce type de surfaces, ou bien uniquement grâce à la prise en compte de surfaces additionnelles „éloignées du lieu de consommation“? Normalement, une région donnée dispose d'autres options de production d'électricité (éolien, hydraulique, biomasse, centrales à combustible fossile), qui ont leur importance comme énergies de réserve ou de régulation, précisément durant les phases de rayonnement solaire inexistant ou insuffisant (de nuit, par temps couvert). Dans ce sens, par l'approche selon les besoins, le potentiel de photovoltaïque représente une valeur maximale pour une production d'électricité à proximité du lieu de consommation, qui ne doit pas être impérativement exploitée d'emblée, mais qui reste au contraire à disposition pour des besoins croissants.

Comme déjà présenté au Chapitre 3.1, le **potentiel théorique** est calculé à partir de „l'offre énergétique physiquement exploitable d'une région, compte tenu de structures géographiques qui excluent l'utilisation de cette source d'énergie“. L'étude de la GTZ calcule pour le Maroc un potentiel théorique dans le domaine du photovoltaïque de 37.450 TWh/an.⁵¹ Pour évaluer les valeurs régionales, le potentiel national est calculé en fonction des parts de surface des régions. Pour Meknès-Taïilalet, par exemple, on obtient selon cette approche un potentiel théorique pour le photovoltaïque de 4.173 TWh/an. Les besoins en électricité pour l'année 2009 dans la région de Meknès-Taïilalet étaient d'environ 1,5 TWh.⁵² Si l'on compare le potentiel théorique et la

⁵¹ (Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2007).

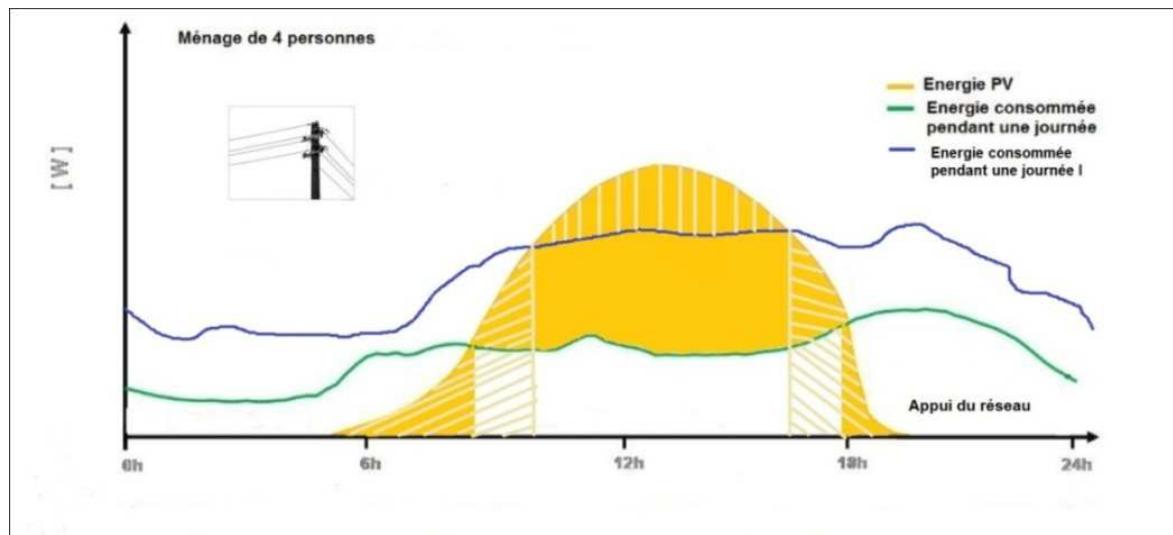
⁵² (Office National de l'Electricité (ONE), 2010d).

consommation annuelle d'électricité de la région, on peut constater que les besoins de la région, uniquement par le calcul, pourraient être couverts environ 2.800 fois avec le photovoltaïque. Cela signifie que la question de la rentabilité de la production d'électricité à partir du photovoltaïque en comparaison avec le prix de gros (grandes installations sans système de tarifs de rachat / feed-in-system) et/ou avec le prix au consommateur final (net-metering) définit un potentiel économique, mais aussi – lors d'une première phase jusqu'à l'obtention de la rentabilité du photovoltaïque, même pour des grandes installations avec des frais de financement – un potentiel technique. L'hypothèse d'une production d'énergie solaire proche du lieu de consommation – „l'approche selon les besoins“ – présente l'avantage que le seuil de rentabilité est atteint plus tôt par rapport au prix au consommateur final que par rapport au prix de gros. Il n'est donc plus indispensable pour promouvoir le photovoltaïque d'établir un système de tarifs de rachat avec la répartition des coûts supplémentaires sur les tarifs d'électricité qui prévalait jusqu'ici. Même quand la valeur absolue de la conversion du tarif de rachat est très réduite en phase initiale, un tel mécanisme promotionnel pose un considérable problème politique et social pour un pays comme le Maroc, au vu de la faiblesse des revenus et des prix de l'électricité déjà ressentis comme élevés.

Par ailleurs, compte tenu de l'énorme potentiel qui peut être réalisé une fois atteint le seuil de rentabilité des grandes installations par rapport au prix de gros sur les surfaces libres, une option raisonnable est, pour commencer, d'examiner l'introduction du photovoltaïque selon une approche de net-metering d'autoconsommation.

Compte tenu de ces données, le potentiel technique et économique est défini dans la présente étude en fonction de « l'approche selon les besoins ». La base de cette hypothèse est le modèle technico-économique du net-metering (facturation nette). Le net-metering suit un modèle d'autoproduction: la production électrique d'une installation photovoltaïque sert donc en priorité à la couverture des besoins propres du consommateur. En cas de production périodiquement plus élevée de l'installation photovoltaïque par rapport aux besoins momentanés, le surplus est injecté dans le réseau ; dans le cas contraire, le consommateur prélève momentanément son électricité du réseau. Le net-metering nécessite donc la proximité spatiale immédiate de la production PV - et de la consommation - d'électricité.

Figure 25: Courbe journalière des besoins en électricité et de la production d'électricité PV (deux exemples)



L'approche selon les besoins permet d'évaluer le **potentiel technique** en supposant la couverture totale des besoins en moyenne et basse tension dans une région donnée par des installations photovoltaïques installées sur les toits. Si l'on parle d'installations installées sur les toits, on se demande s'il y a suffisamment de surfaces de toitures à disposition pour couvrir ces besoins complètement. Dans les secteurs de l'éclairage public et commercial, de l'agriculture et de l'industrie en moyenne et basse tension, nous ne disposons d'aucune donnée sur la surface construite ou les surfaces de toitures. Dans le secteur des foyers domestiques, en revanche, la disponibilité des surfaces sur les toits est étudiée plus précisément (voir Chapitre 4.2.1.2).

Le **potentiel économique** de cette étude s'aligne dans sa définition à l'étude de la GTZ, c.-à-d. que le potentiel évalué correspond au potentiel qui sera réalisable une fois atteinte la rentabilité.

Dans les Chapitres 4.1 et 4.2 suivants, les définitions de potentiels de l'approche selon les besoins pour des applications photovoltaïques isolées, puis connectées au réseau sont appliquées au Maroc et explicitées.

4.1 POTENTIELS POUR APPLICATIONS ISOLEES

Pour évaluer les potentiels d'applications isolées, la présente étude ne tient compte que des foyers domestiques, car ils constituent quantitativement le groupe le plus important en termes de besoins dans l'espace rural et que, dans le cadre des recherches sur cette étude, il n'était pas possible de collecter des informations sur les écoles non électrifiées ou sur les bâtiments publics.

Deux approches sont utilisées pour calculer le potentiel technique et économique dans le domaine de l'électrification éloignée du réseau grâce au photovoltaïque. Chacune d'elles présente un potentiel minimal et un potentiel maximal.

- Potentiel minimal des applications isolées „PERG⁵³-Solar“

La détermination de potentiels s'oriente sur les tailles des kits photovoltaïques installés par le passé dans le cadre du programme d'électrification rurale PERG-Solar. La taille dominante est de 75 W_c, qui fournissent pour un ménage l'éclairage, deux heures de télévision en noir et blanc par jour et une prise pour recharge de téléphone mobile. Les ménages qui veulent en outre utiliser un réfrigérateur ont besoin d'un kit photovoltaïque d'une puissance de 200 W_c.⁵⁴ Selon un expert d'Isofoton, moins de 1% des ménages équipés dans le cadre du programme solaire PERG ont demandé le kit photovoltaïque de 200 W_c.⁵⁵ Pour le calcul de la limite inférieure du potentiel des applications isolées, on tient compte d'un taux d'équipement du programme PERG de 75 W_c par ménage.

- Potentiel maximal des applications isolées : approche selon le „niveau de vie“

La détermination de potentiels selon cette hypothèse part du principe que chaque foyer dispose journallement pour parvenir à un niveau de vie satisfaisant de 4 ampoules à 10 W pour une durée d'utilisation de 6 heures, d'un téléviseur à 50 W avec une durée d'utilisation de 5 heures et d'un réfrigérateur à 80 W pendant 10 heures.⁵⁶ RETScreen permet de calculer la puissance nécessaire

⁵³ Programme d'Electrification Rurale Global.

⁵⁴ (Temasol).

⁵⁵ Isofoton a équipé en PV 14.000 ménages dans le cadre du PERG, dont seulement 30 avec un système 200 W_c.

⁵⁶ Détermination des besoins en concertation avec un expert de l'ADEREE.

pour couvrir ces besoins à l'échelle régionale avec des modules photovoltaïques. Selon l'ensoleillement régional, la puissance nécessaire se situe à environ $0,26 \text{ kW}_c$.

Deux facteurs influent sur les potentiels des applications isolées, mais selon l'état de nos connaissances dans le cadre de la présente étude, ils sont difficilement quantifiables:

- (a) L'impact de l'augmentation du niveau de vie sur la taille souhaitée du kit photovoltaïque n'est pas clairement définissable. Sur la base d'expériences tirées du programme PERG Solar mené jusqu'ici, il est connu que les utilisateurs d'installations de 75 W_c sollicitent en partie une augmentation de la capacité
- (b) Du fait du manque d'informations, il n'est pas spécifié si, ni comment, l'ONE continue son action dans le domaine de l'électrification rurale. En 2009, pratiquement aucun ménage n'a été équipé en kits photovoltaïques⁵⁷, puisque le programme PERG-Solar 2008 est arrivé à son terme. Un autre programme d'électrification rurale par photovoltaïque est cependant planifié avec des fonds de l'AFD⁵⁸. Concernant la question, dans quelle mesure ou sous quels délais l'ONE poursuit l'électrification rurale par une connexion au réseau, nous ne pouvons obtenir actuellement aucune information fiable de la part de l'ONE.

Les potentiels pour les applications isolées sont donc des valeurs indicatives qui peuvent être influencées par l'amélioration des conditions de vie et les mesures que prendra l'ONE à l'avenir.

4.1.1 POTENTIEL TECHNIQUE DES APPLICATIONS ISOLEES

L'approche selon les besoins permet de déterminer le potentiel technique en partant du principe d'une couverture totale des besoins par des installations photovoltaïques posées sur la toiture. Pour le potentiel technique des applications isolées, cela signifie un équipement de tous les ménages non électrifiés avec des kits photovoltaïques. Selon l'ONE, le taux d'électrification actuel du Maroc est de 96,5% des ménages. Sur la base du nombre d'habitants actuel, soit 32 Mio.⁵⁹, et d'un nombre moyen de 5 personnes par foyer⁶⁰, il a été calculé qu'environ 224.000 foyers domestiques ne sont pas encore électrifiés à l'échelle nationale.

Au niveau national, on obtient pour le Maroc un potentiel technique pour les applications isolées de $16,8 \text{ MW}_c$ selon l'approche „PERG“ et de $58,2 \text{ MW}_c$ selon l'approche „niveau de vie“.

4.1.2 POTENTIEL ECONOMIQUE DES APPLICATIONS ISOLEES

Le programme d'électrification rurale PERG est constitué de 2 tranches. Les villages et les foyers sont électrifiés tantôt par connexion au réseau, tantôt par équipement en kits photovoltaïques. Au commencement du programme, une enquête a été menée sur les villages et les foyers non encore électrifiés, pour identifier lesquels devaient être connectés au réseau et lesquels équipés en photovoltaïque.

Le critère était le coût de raccordement au réseau, de 27.000 Dirham au maximum par foyer. Si ce coût était dépassé, on a opté pour une électrification décentralisée, ce qui concerne plus de 150.000

⁵⁷ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010).

⁵⁸ Agence Française de Développement.

⁵⁹ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2011).

⁶⁰ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008, p. 78).

foyers selon l'ONE. Jusqu'à la fin de l'année 2009, 51.559 foyers répartis sur 3.663 villages ont été équipés en photovoltaïque, 1.049 foyers dans 48 villages avec des petites centrales hydro-électriques et 103 foyers avec des petites installations éoliennes.⁶¹ Dans le cadre de ce seul programme, encore 97.289 foyers correspondant au critère de cherté du raccordement au réseau ne sont donc pas encore électrifiés au niveau national. Le potentiel économique est donc évalué à partir de ce nombre de foyers non encore électrifiés. Pour le Maroc, l'approche du programme PERG permet de calculer un potentiel technique minimal d'applications isolées de 7,2 MW_c et un potentiel technique maximal d'applications isolées de 25,3 MW_c.

4.2 POTENTIELS CONNECTES AU RESEAU

Jusqu'ici il n'existe au Maroc que trois installations connectées au réseau. L'une se trouve sur la toiture du siège de l'ONE à Casablanca (46 kW_c), la deuxième à Ouarzazate (environ 120 W_c), la troisième est une installation intégrée à la toiture du Terminal 2 de l'aéroport de Casablanca. L'installation d'Ouarzazate a été réalisée par Temasol, qui a remporté un appel d'offres du Programme Chourouk⁶² sur 200 micro-installations de tailles comprises entre 500 et 1.000 W par toit. Au cours de la réalisation, le concept d'installation de ces 200 systèmes photovoltaïques sur les toits des habitations particulières s'est avéré inapplicable, raison pour laquelle seulement 18 systèmes de 3 - 18 kW_c chacun ont finalement été installés.⁶³ Les systèmes de l'ONE devaient être connectés au réseau au début de 2011. En raison de l'arrêt brutal du programme Chourouk, il n'y a pas eu d'autres installations. Les installations de Temasol ont été réalisées car le financement était déjà assuré par des fonds européens.⁶⁴

4.2.1 POTENTIEL TECHNIQUE DES APPLICATIONS CONNECTEES AU RESEAU

Le potentiel technique est évalué en partant du principe d'une couverture totale des besoins en électricité d'une région donnée grâce à des installations photovoltaïques connectées au réseau selon l'état actuel de la technique. Les besoins sont déterminés par les quantités vendues par l'ONE, qui se composent des livraisons aux distributeurs privés et de la vente directe d'électricité.⁶⁵

Avec l'aide de RETScreen, la production annuelle d'électricité (kWh) de 1 kW_c de photovoltaïque est calculée en fonction des conditions spécifiques d'ensoleillement dans chaque région sur une surface donnée selon une inclinaison de 30%.

Le potentiel correspondant à la capacité de photovoltaïque reliée au réseau pour la couverture de ce besoin est obtenu par la formule suivante:

⁶¹ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010c).

⁶² L'appel d'offres pour l'initiative Chourouk de l'ONE, qui doit réaliser jusqu'en 2015 une capacité PV reliée au réseau de 150 MW, était valable jusqu'au 12 janvier 2009. Dans le cadre de ce projet pilote, il était prévu d'installer environ 200.000 petits systèmes PV pour une capacité globale de 150 MW sur les toitures des maisons particulières ou des sociétés connectées au réseau basse tension (Office National de l'Electricité (ONE), 2008). Cependant le programme a été stoppé en raison des problèmes financiers de l'ONE et sa date de reprise n'est pas encore clairement définie.

⁶³ Entretien avec un collaborateur de Temasol.

⁶⁴ Entretien avec un collaborateur d'Isofoton.

⁶⁵ (Office National de l'Electricité (ONE), 2009, p. 3).

Consommation d'électricité [MWh]/Rendement spécifique d'une installation PV [MWh/MW]_c=potentiel technique PV maximal [MW_c]

Le fait que la production d'électricité est fluctuante dans le temps n'est pas pris en considération. En conséquence, la présente étude établit un bilan quantitatif sans résolution du paramètre temps. La valeur obtenue est purement théorique, car ce calcul indique que la couverture des besoins par le photovoltaïque est en principe possible partiellement ou totalement. Ce calcul ne tient cependant pas encore compte du fait que, par exemple le soir ou par mauvais temps, d'autres capacités de production ou de stockage doivent être prévues pour assurer l'approvisionnement en énergie.

La présente étude se borne dans un premier temps à déterminer

- a) si une couverture totale des besoins (en premier lieu : des ménages) est possible par le PV dans chaque région à l'aide de surfaces proches consommateurs (majoritairement : les surfaces de toiture)
- b) si les surfaces de toiture suffisent pour la pose d'installations photovoltaïques correspondant aux besoins et
- c) quand les consommateurs et/ou les groupes de tarifs avec leurs prix d'achat réels atteignent la parité réseau et ainsi
- d) la question d'un besoin en subvention pour l'introduction peut être renseignée.

Cette étude a pour objectif de déterminer le potentiel de photovoltaïque au Maroc et de mettre l'accent sur les possibilités futures qu'elle offre dans le bouquet électrique national.

4.2.1.1 *CALCULS DE RENDEMENTS*

Pour le calcul du rendement d'une installation photovoltaïque, le rayonnement annuel sur une surface adéquate est multiplié par le taux de performance d'un module.

Les **données sur l'ensoleillement** utilisées dans la présente étude reposent sur RETScreen, un logiciel avec une banque de données intégrée des données sur l'ensoleillement à l'échelle mondiale.⁶⁶ La

⁶⁶ RETScreen est un logiciel canadien grâce auquel sont calculés la production et les économies d'énergie, les coûts de cycle de vie, les réductions d'émissions et les risques financiers des différentes technologies des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.

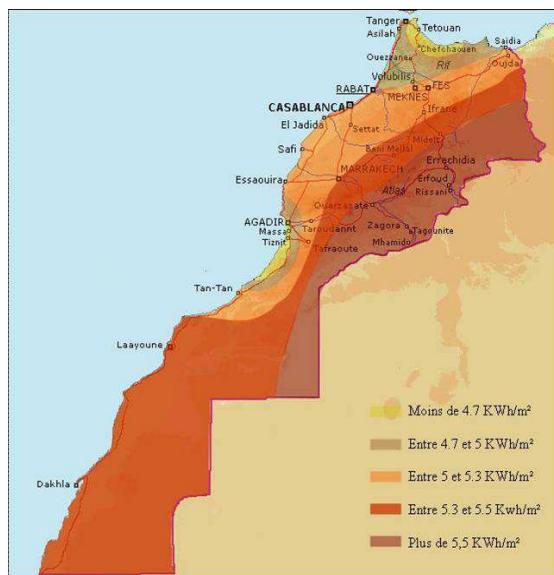
Le modèle de projet RETScreen Photovoltaïque comprend les applications suivantes: 1. Applications connectées au réseau pour les réseaux centralisés et les systèmes-réseaux isolés. 2. Applications isolées pour les systèmes à batterie PV et les systèmes hybrides PV – 3. Pompes à eau propulsées par photovoltaïque.

Le logiciel est constitué de six tableurs (Energy Model, Solar Resource & System Load Calculation (SR&SLC), Cost Analysis, Greenhouse Gas Reduction Analysis, Financial Summary and Sensitivity Analysis), dont surtout les deux premiers sont utilisés pour cette étude de potentiel. Le tableur SR&SLC définit le système à étudier et calcule la production électrique mensuelle. En outre, sur la base de l'ensoleillement mensuel sur une surface horizontale, il évalue l'ensoleillement annuel sur un agencement de modules PV sur pan incliné pour chaque orientation possible de PV. La banque de données climatiques intégrée au logiciel exploite des données tirées de stations de mesures au sol et/ou de données satellite de la NASA. Les données de la NASA sont surtout utilisées en l'absence de mesures au sol. Le logiciel précise sur quelles données se basent les calculs.⁶⁶

Les systèmes PV sont constitués de relativement peu de composants, mais leur comportement n'est pas linéaire et leurs interactions complexes. RETScreen utilise des algorithmes simplifiés pour minimiser les intrants, accélérer les calculs et permettre en même temps une exactitude acceptable. Le modèle de rayonnement solaire repose largement sur celui de Klein et Theilacker (Duffie et Beckmann, 1991). Des

Figure 26 donne un aperçu sommaire sur le rayonnement solaire au Maroc. Sur de vastes portions du territoire, avec 3.000 heures par an, l'ensoleillement est de l'ordre de $5,5 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{d}^{-1}$.⁶⁷

Figure 26: Le rayonnement solaire au Maroc



Source: Berdai, Mohamed (2008).

L'inclinaison de l'installation photovoltaïque est déterminée par l'angle d'inclinaison de montage, qui dépend de l'angle du rayonnement solaire et donc de l'amplitude géographique. Selon un expert de Temasol, les modules sont posés au Maroc dans des installations standard à petite échelle (systèmes photovoltaïques isolés) selon un angle de 45° (orientation hivernale). Dans des installations plus importantes, l'angle d'inclinaison est optimisé selon les conditions locales de rayonnement. Par exemple, les installations de PV à Ouarzazate ont été posées selon un angle de 30°.⁶⁸ Un angle d'inclinaison de montage de 30° est aussi utilisé pour les calculs de rendement dans la présente étude.

Le **taux de performance** est le rapport entre le rendement utile et le rendement visé d'une installation photovoltaïque. Il synthétise de nombreux paramètres techniques et la qualité de l'agencement de l'installation et de ses composants. Pour cette raison, le taux de performance est souvent qualifié de facteur de qualité (Q). Les modules sur la base de cellules cristallines atteignent un facteur de qualité de 0,85 à 0,95; les installations connectées au réseau se situent en moyenne autour de 70 à 75 %.⁶⁹ Dans les calculs des coûts de production d'électricité pour le photovoltaïque au Maroc, on se base sur un taux de performance de 0,8.

agencements PV plus importants reposent sur une étude d'Evans (1981) et tiennent compte des effets liés à la température et à l'orientation. (Natural Resources Canada, 2010).

⁶⁷ (Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), p. 5).

⁶⁸ Entretien avec des experts de Temasol.

⁶⁹ Entretien avec des experts (Solarserver, 2011).

4.2.1.2 DISPOSIBILITE DES SURFACES A PRENDRE EN COMPTE POUR LE POTENTIEL TECHNIQUE

Dans le cadre d'un examen de disponibilité des surfaces pour la couverture des besoins en électricité des ménages grâce à des installations photovoltaïques adaptées à la consommation, plusieurs paramètres doivent être considérés:

- L'ampleur de la consommation électrique à couvrir par ménage et par bâtiment et son évolution future.

Dans le contexte de la présente étude, on se base sur des besoins moyens en électricité de 904 kWh/ménage*an. 904 kWh/ménage*an correspond à une moyenne nationale. Les données de consommation moyenne des trois régions Meknès-Taïlalet, Oriental et Souss-Massa-Drâa sont présentées au Tableau 1.⁷⁰

Pour l'évolution future de la consommation électrique, les données de cette étude sont appliquées aux besoins actuels en électricité des ménages: pour les pourcentages annuels d'augmentation de la consommation électrique, l'étude se base sur 7% jusqu'en 2020 et sur 4,5% de 2020 à 2030 (voir Chapitre 5.3).

- La **surface de photovoltaïque** nécessaire pour la couverture des besoins en électricité est dépendante du rayonnement solaire, avec un taux de performance de 0,8 et une surface moyenne de 10 m²/kW_c. Une moyenne nationale de 1.800 kWh/ kW_c *an est fixée. Les valeurs régionales sont indiquées au Tableau 1.
- La **surface de toiture à disposition** pour une installation photovoltaïque.

La présente étude part du principe que, en raison du mode de construction cubique, la surface de toiture correspond à la surface au sol. La surface de toiture disponible dépend ainsi du type de logement, de sa surface au sol moyenne, de la densité d'habitat (nombre de logements par immeuble d'habitation) et des autres utilisations de la surface de toiture. Il a été évalué que 60% environ de la surface de toiture est utilisée pour des antennes paraboliques, des cordes à linge et autres emplois alloués par les habitants. Les 40% restants de surface de toiture sont disponibles pour les installations photovoltaïques.⁷¹ (Données détaillées au sous-chapitre suivant: „Le secteur du logement au Maroc“ et paramètres des bâtiments pertinents pour l'examen de la disponibilité des surfaces au Tableau 3).

Tableau 1: Paramètres pour l'examen de la disponibilité des surfaces

	Niv. national	M-T	Oriental	SMD
Consommation moyenne [kWh/(foyer*an)]	904	857	1.100	992
Augmentation des besoins 2010-2020	7%	7%	7%	7%
Augmentation des besoins 2020-2030	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Besoins en surfaces PV [m²/kW_c]	10,0	10,0	10,0	10,0
Rendement PV [kWh/kW_c*an]	1.800	1.802	1.666	1.868
Surface répertoriée [m²*an/kWh]	0,006	0,006	0,006	0,005

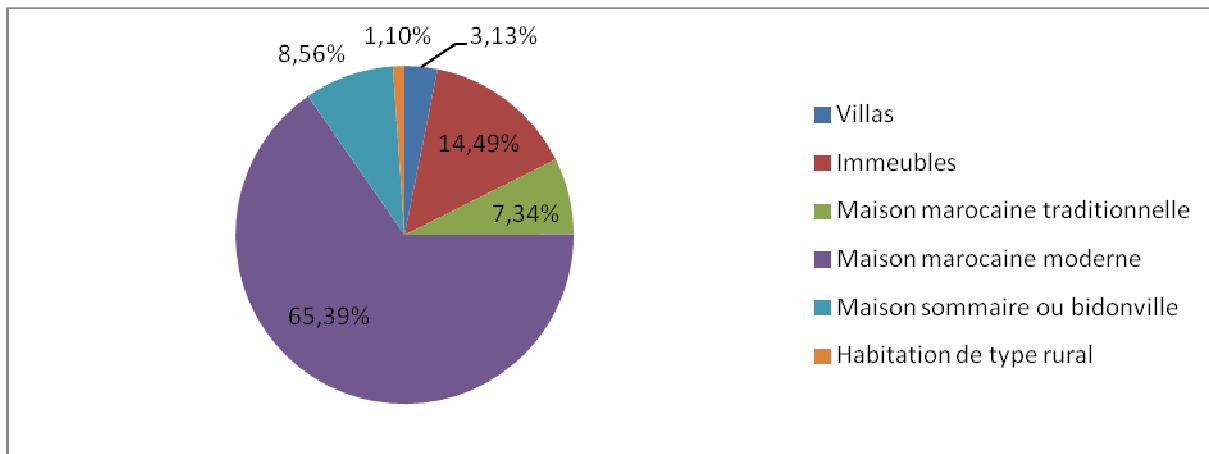
⁷⁰ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010d).

⁷¹ (GTZ), 2007, p. 65).

Le secteur du logement au Maroc

Le secteur du logement au Maroc comprend divers **types de logement**: villas, immeubles⁷², maisons marocaines traditionnelles (MMT) et maisons marocaines modernes (MMM), bidonvilles et maisons de l'espace rural. Les parts respectives des types de logement dans l'ensemble du secteur du logement sont présentées en Figure 27.⁷³

Figure 27: Répartition par types de logement



Source : Illustration de l'auteure

La moyenne nationale de **densité de logement** au Maroc est de 1,6 logement par bâtiment. Les maisons marocaines modernes et traditionnelles sont dans cette moyenne, les bâtiments des quartiers pauvres se situent à 1,5, et dans l'espace rural ils sont à 1,3 logement par bâtiment. Les villas ont la moyenne la moins élevée avec 1,2; les immeubles atteignent la moyenne la plus élevée avec 6,4 logements par bâtiment.⁷⁴

La **surface de base moyenne** des différents types de logement est représentée dans les études „Enquête Logement 2000“⁷⁵ et „Enquête sur le parc logement au niveau de la ville de Meknès“⁷⁶. Pour l'évaluation des surfaces de toiture, les plus significatifs sont les types de logement des bâtiments résidentiels à plusieurs étages (6,4 logements par bâtiment) et les bâtiments résidentiels traditionnels et modernes marocains (1,6 logements par bâtiment). En comparant les valeurs parcellaires moyennes nationales de l’„Enquête Logement 2000“ et les surfaces de base de l'étude de Meknès, on constate que les valeurs ne présentent pas de différences significatives. Dans l'examen de la disponibilité des surfaces, on utilise les valeurs de l’„Enquête sur le parc logement au niveau de la ville de Meknès“, car son approche ressort plus clairement compte tenu des coefficients d'occupation des sols.

⁷² La notion d’“immeuble” correspond à un bâtiment à plusieurs étages et plusieurs unités de logement.

⁷³ (Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Environnement, de l'Urbanisme et de l'Habitat, Novembre 2001, p. 22).

⁷⁴ (Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Environnement, de l'Urbanisme et de l'Habitat, Novembre 2001, p. 12).

⁷⁵ (Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Environnement, de l'Urbanisme et de l'Habitat, Novembre 2001, p. 38).

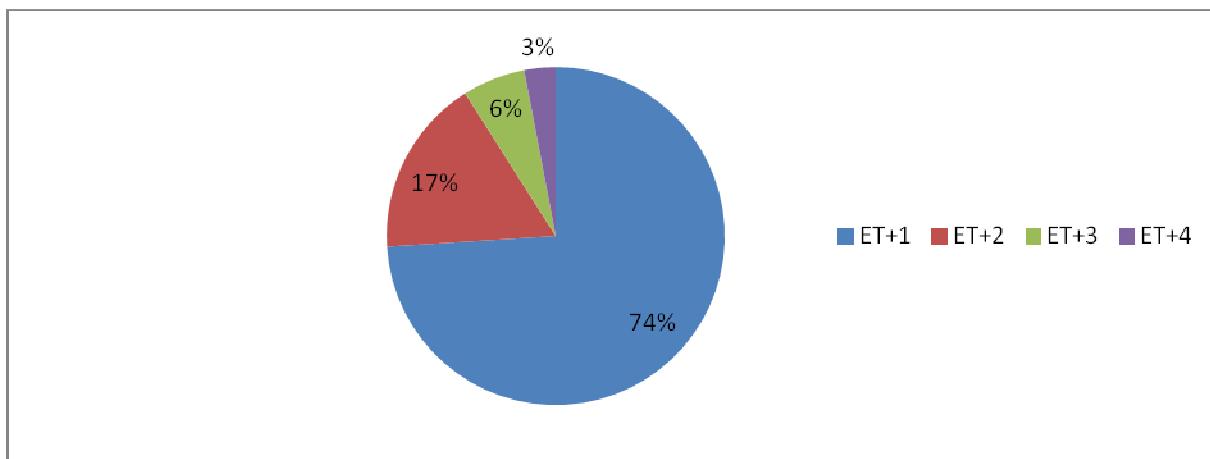
⁷⁶ (Monographie Meknès, 2006, p. 7).

Tableau 2: Surfaces de base selon les types de logement (IH – Immeuble d’habitation)

	Enquête Logement 2000			Enquête Meknès		
	Surface de l’immeuble					
	Minimum	Moyenne	Maximale	Surface de l’immeuble	Surface de base de l’immeuble	Coefficient d’occupation des sols
Villa	184	347	4.920	561	139	0,2
Immeub. à plus. étages	48	233	2.000	275	262	0,9
MMT	18	105	4.000	127	101	0,8
MMM	24	89	225	81	76	0,9
Bidonville	12	71	230	37	35	0,9
Habitat rural	27	151	450	30	30	1
Moyenne		111		94	84	0,9

Si l’on considère le **nombre d’étages** par bâtiment à l’échelle nationale, on constate que 74% d’entre eux ne disposent pas de plus du rez-de-chaussée (RdC) et d’un étage. 91% du parc immobilier ne présente pas plus de deux étages. La portion des bâtiments présentant trois étages et plus est de 9% (Figure 28). Pour les trois régions considérées dans cette étude, les valeurs sont encore plus réduites. Ainsi, Meknès-Tafilalet présente une portion de bâtiments avec trois étages et plus correspondant à 3,7% du parc immobilier, Oriental en présente une part de 4,9% et Souss-Massa-Drâa se caractérise par la portion la plus réduite avec 2,8%.⁷⁷

Figure 28: Répartition des types de logement par nombre d’étages (ET)



Source: Illustration de l'auteure

⁷⁷ (Ministère de l’Aménagement du Territoire, de l’Environnement, de l’Urbanisme et de l’Habitat, Novembre 2001, p. 28).

Tableau 3: Paramètres des bâtiments pour vérification de la disponibilité des surfaces

	Surface au sol moyenne [m ²]	Surface de toiture disponible pour le PV [m ²]	Densité résidentielle
Immeuble	262	105	6,4
MMT	101	40	1,6
MMM	76	30	1,6

Examen de la disponibilité actuelle de surfaces au niveau national

La surface nécessaire en photovoltaïque pour la couverture des besoins en électricité d'un ménage s'élevait en 2010 à 5 m² selon les hypothèses énoncées ci-dessus et en moyenne nationale; elle aurait tendance à s'étendre à 15 m² en raison de l'augmentation des besoins.

Pour les types de logement – **habitat rural et villas** – avec moins de 1,6 unités de logement par bâtiment et une surface de base suffisamment grande, la surface de toiture est suffisante pour couvrir les besoins en électricité jusqu'en 2030 avec le photovoltaïque.

Pour le type de logement des **immeubles**, on vérifie si la surface de toiture moyenne à disposition suffit à couvrir les besoins en électricité de 6,4 ménages en moyenne par bâtiment grâce au photovoltaïque. Parmi les approches retenues au niveau national, on ne conclut pas non plus à un problème de surface de toiture pour ce type de logement.

Selon cette démarche, on obtient le même résultat pour les **maisons marocaines traditionnelles et modernes**.

Du point de vue de la moyenne nationale, le Maroc ne présente pour le moment aucun problème de disponibilité de surfaces de toiture, et ne devrait pas non plus en présenter d'ici à l'an 2030.

Examen de la disponibilité actuelle de surfaces au niveau régional

Le cadre de la présente étude se limite à l'examen de la disponibilité de surface au niveau régional, uniquement dans la région de l'Oriental. La région de Meknès-Tafilalet se situe dans la moyenne nationale avec un rendement moyen par installation photovoltaïque de 1.802 kWh/(kW_c*an). La moyenne des besoins en électricité des ménages, avec 857 kWh/ (foyer*an), se situe un peu en dessous du niveau national. Certes, la région du Souss-Massa-Drâa, avec 992 kWh/ (foyer*an), est au dessus de la moyenne nationale, mais présente un rendement légèrement supérieur à la moyenne avec 1.868 kWh/(kW_c*an) par installation photovoltaïque.

La **région de l'Oriental** nécessite cependant une vérification de la disponibilité des surfaces, car, avec 1.100 kWh/(foyer*an), cette région présente les besoins en électricité les plus élevés et les rendements les plus faibles par installation photovoltaïque par rapport aux deux autres.

La surface nécessaire en photovoltaïque pour couvrir les besoins en électricité d'un foyer dans la région de l'Oriental s'élevait en 2010 à 6,1 m² en moyenne selon les hypothèses énoncées plus haut, et a tendance à augmenter à 18,2 m² en raison de l'intensification des besoins. Pour l'examen de la disponibilité de la surface des toitures, on procède comme au niveau national. Dans la région de l'Oriental, pour tous les types de logement, y compris pour les immeubles, la surface de toiture est suffisante pour la couverture des besoins en électricité actuels et futurs des ménages par le photovoltaïque. Pour un immeuble résidentiel à plusieurs étages avec en moyenne 6,4 unités

résidentes, la surface de toiture ne suffira plus à partir de l'an 2028 à couvrir l'ensemble des besoins en électricité de ces ménages. Dans le cas d'une couverture à 100% des besoins en électricité, il faudrait recourir à des installations sur des surfaces libres.

Discussion sur les paramètres et les résultats

En considérant les paramètres mis en œuvre pour la vérification de la disponibilité des surfaces, il convient de remarquer que les cas particuliers ne sont pas représentés dans cette étude. Ainsi, il y a des immeubles avec plus de 6,4 unités résidentes par bâtiment, avec des surfaces différentes, des comportements différents dans l'utilisation de la surface de toiture, des ménages présentant une consommation d'électricité annuelle nettement supérieure ou bien inférieure à la moyenne nationale ou régionale. En outre, le parc immobilier présente des différences régionales. Ainsi, en 2004, seulement 2,6% des ménages de la région de l'Oriental occupaient des appartements dans des bâtiments résidentiels à plusieurs étages (contre 7,6% à l'échelle nationale)⁷⁸ et selon l'annuaire statistique du HCP de 2009, la densité moyenne de population des bâtiments résidentiels à plusieurs étages récemment autorisés s'élevait à 3,42%.⁷⁹

Le résultat de l'examen de la disponibilité des surfaces pour la couverture des besoins en électricité par des installations photovoltaïques à proximité est que, compte tenu de moyennes statistiques, le Maroc ne présente pas de problème de surfaces de toiture.

4.2.2 POTENTIEL ECONOMIQUE DES APPLICATIONS CONNECTÉES AU RÉSEAU

Le potentiel économique indique le volume d'installation une fois atteinte la rentabilité du photovoltaïque pour les différentes classes tarifaires, soit les groupes de consommateurs. La rentabilité signifie donc dans ce contexte que les coûts de production d'électricité d'une installation photovoltaïque sont inférieurs aux prix **effectifs** d'achat de l'entreprise d'approvisionnement en électricité. Le point d'égalité entre les coûts de production d'électricité et les prix effectifs d'achat en termes „réels“ de l'électricité (voir Chapitre 4.2.2.1) est dénommé parité réseau. Si le photovoltaïque atteint la parité réseau, il est rentable pour les particuliers (ménages, établissements industriels, administrations...) d'investir dans une installation photovoltaïque et de produire „sa propre“ électricité.

La parité réseau est donc fonction:

- a) des tarifs spécifiques au pays et de la tarification en vigueur (classes tarifaires, durée de validité des prix, taxes, impôts, etc.), ainsi que de leur évolution probable sur l'avenir
- b) de l'évolution des coûts de production d'électricité spécifiques aux installations photovoltaïques.⁸⁰

4.2.2.1 TARIFS DE L'ONE

Les prix de l'électricité de l'ONE sont calculés à partir de différentes composantes:

- un tarif de l'électricité par kWh consommé⁸¹, incl. une taxe sur la valeur ajoutée de 14%

⁷⁸ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2007b).

⁷⁹ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010e).

⁸⁰ (Breyer & Gerlach, 2010).

- une redevance mensuelle pour le compteur et la connexion au réseau en fonction de la valeur de raccordement/la taille du compteur
- un impôt pour le paysage médiatique national⁸².

Dans le cadre d'un système de net-metering, si l'on décompte l'électricité produite et injectée dans le réseau, le propriétaire de l'installation photovoltaïque en basse tension fait des économies sur le tarif au kWh, mais aussi sur la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) et sur la taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national (TPPAN) pour la quantité d'électricité auto-produite.

Les tarifs sont variables selon la catégorie de clients. Même la TPPAN dépend de la quantité consommée mensuellement et varie entre 0,1 Dh et 0,2 Dh par kWh (voir Tableau 4). Dans le domaine commercial et industriel en basse tension⁸³, la TPPAN est limitée à 100 Dh par mois au maximum.⁸⁴

Tableau 4: Montant de la taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national (TPPAN) selon la consommation d'électricité en 2010

Catégories de consommation [kWh/mois]	TPPAN [Dh/kWh]
En dessous de 50 kWh	Exonéré d'impôt
50 à 100 kWh	0,1
101 à 200 kWh	0,15
Plus de 200 kWh	0,2

4.2.2.2 TARIFS ET PRIX EFFECTIFS D'ACHAT DE L'ELECTRICITE EN BASSE TENSION

Ménages

Les tarifs d'électricité pour les kWh consommés varient selon les quantités consommées mensuellement entre 0,90 Dh/kWh et 1,44 Dh/kWh. Tableau 5 indique les catégories en détail.⁸⁵

Tableau 5: Tarifs d'électricité selon les classes de consommation mensuelle d'électricité dans le secteur résidentiel en 2010

	Classes de consommation électrique mensuelle	Prix par kWh (incl. TVA 14%)
1	0 à 100 kWh	0,901
2	101 à 200 kWh	0,9689
3	201 à 500 kWh	1,0541
4	> à 500 kWh	1,4407

Pour le calcul des prix effectifs d'achat de l'électricité P_{eff} , la formule suivante est utilisée:

$$P_{eff} [\text{Dh}/\text{kWh}] = \{K [\text{kWh}/\text{Mois}] * T [\text{Dh}/\text{kWh}] + K [\text{kWh}/\text{Mois}] * TPPAN [\text{Dh}/\text{kWh}]\} / K [\text{kWh}/\text{Mois}]$$

avec :

P_{eff} ... Prix effectif d'achat de l'électricité en [Dh/kWh]

K... Consommation mensuelle en [kWh]

T... Tarif brut en [Dh/kWh] (incl. TVA)

⁸¹ (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009, p. 583 et suiv.).

⁸² Taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national (TPPAN).

⁸³ Les secteurs de la „force motrice“ industriels et agricoles et les clients industriels appartiennent aux secteurs commercial et industriel en moyenne tension.

⁸⁴ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010c).

⁸⁵ (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009).

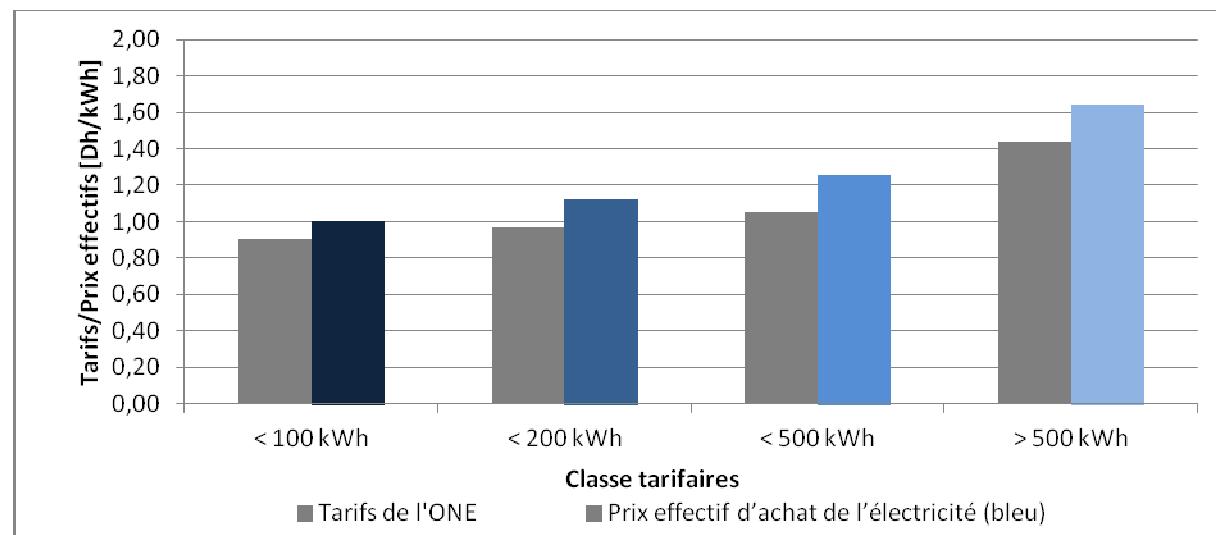
TPPAN ... Taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national en [Dh/kWh]

Il est à noter que cette formule n'est pas adaptée au calcul des prix effectifs d'achat de l'électricité pour plusieurs catégories de consommateurs (voir par ex. Tableau 5). Chaque catégorie de consommateurs doit faire l'objet d'un calcul séparé, ensuite transposé en prix mixte.

Cette formule permet donc de calculer les prix effectifs d'achat de l'électricité pour les différentes classes d'utilisateurs dans le domaine domestique, variant entre 1,0 Dh/kWh et 1,64 Dh/kWh.

Indication : La facture d'électricité du consommateur se base sur des tarifs nets – la TVA et la TPPAN sont rajoutées seulement à la fin.

Figure 29: Tarifs de l'ONE et prix effectifs d'achat de l'électricité dans le domaine domestique en 2010



Prix effectifs d'achat de l'électricité pour la force motrice, les clients industriels, l'éclairage public et administratif

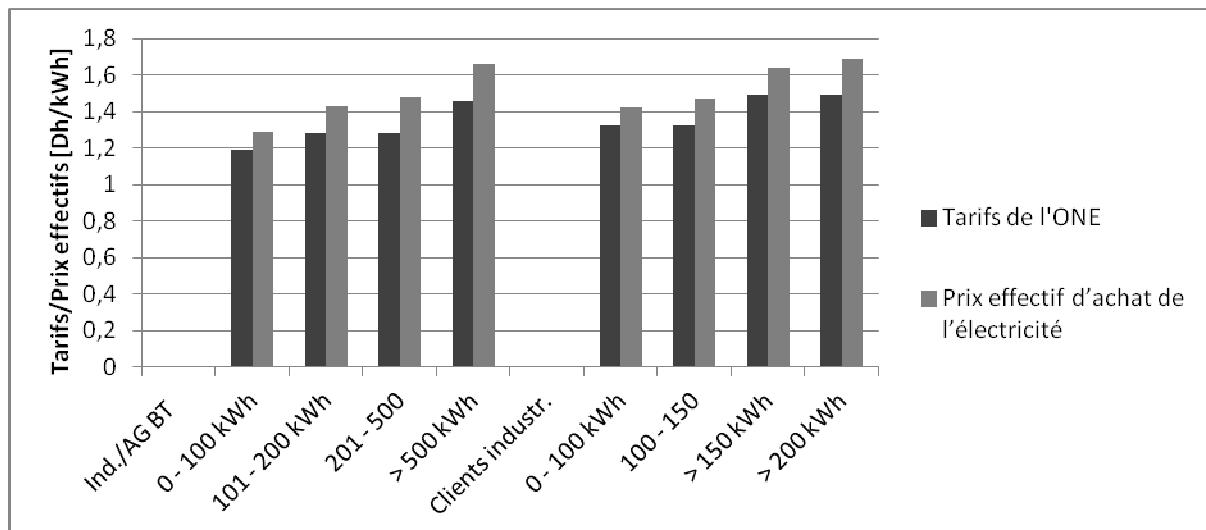
Tableau 6 indique les tarifs respectifs pour les autres groupes de clients en basse tension (TVA incluse) et la TPPAN.⁸⁶ Les prix effectifs d'achat de l'électricité sont représentés en Figure 29.

Tableau 6: Tarif de l'électricité et TPPAN des autres catégories de clients en basse tension en 2010

	Tarif de l'électricité (incl. TVA 14%)	TPPAN
Industrie/Agriculture BT		
0 - 100 kWh	1,19	0,1
101 - 200 kWh	1,28	0,15
201 - 500	1,28	0,2
> 500 kWh	1,46	0,2
Clients industriels		
0 - 100 kWh	1,32	0,1
100 - 150	1,32	0,15
> 150 kWh	1,49	0,15
> 200 kWh	1,49	0,2
Eclairage public	1,18	
Eclairage administratif	1,44	

⁸⁶ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010c), (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009).

Figure 30: Prix effectifs d'achat de l'électricité pour l'industrie, l'agriculture (AG) et les clients industriels en basse tension en 2010



4.2.2.3 PRIX D'ACHAT DE L'ELECTRICITE EN MOYENNE TENSION

En moyenne tension, il y a une redevance fixe par kilovolt mais pas de taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national. Le tarif par kWh dépend du moment de la demande en électricité. Pendant les heures auxquelles la demande est la plus faible, le kWh est à 0,5136 Dh, mais en période de charge de pointe, le prix par kWh est de 1,1252 Dh (Tableau 7).⁸⁷

Pour la détermination de la parité réseau en moyenne tension, le tarif journalier est particulièrement important, car le photovoltaïque, du fait de sa productivité diurne, ne peut fournir d'électricité que pendant les heures de la journée. Le domaine de la moyenne tension ne paie pas de taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national, raison pour laquelle le tarif journalier (TVA incl.) indiqué au Tableau 7 est utilisé pour la détermination de la parité réseau.

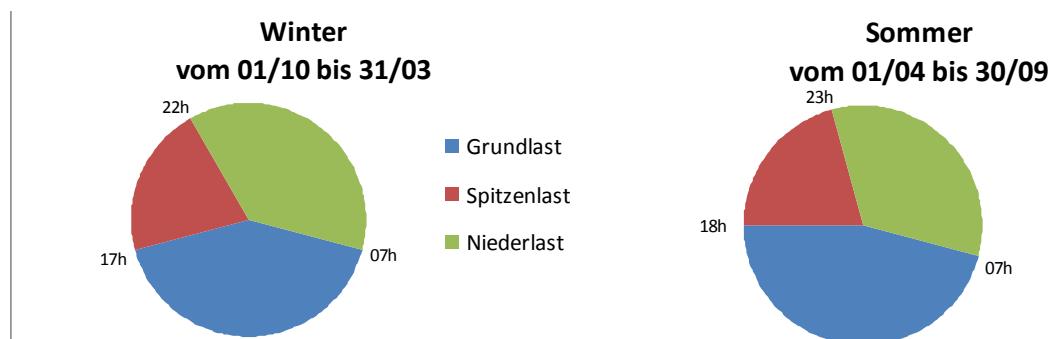
Tableau 7: Tarifs d'électricité en moyenne tension en fonction des heures de charge (incl. TVA à 14%)

Taxe par KVA et par an (Dh)	381,4
Taxe par kWh et par mois	
Heures : tarif en soirée (charge de pointe)	1,2265
Heures: tarif de jour (charge de base)	0,8051
Heures: tarif de nuit (basse charge)	0,5239

En réalité le calcul est plus complexe, car il dépend du profil de charge du consommateur et de la réduction de la puissance appelée. Ainsi, une analyse des prix effectifs de l'électricité menée par le Ministère de l'Energie a produit une valeur de 1,35 Dh/kWh (Bâtiment A) et de 1,24 Dh/kWh. Cela signifie qu'une majorité des clients en moyenne tension a probablement déjà atteint la parité réseau.

Figure 31: Périodes de charge en hiver et en été

⁸⁷ (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009, p. 583 et suiv.).

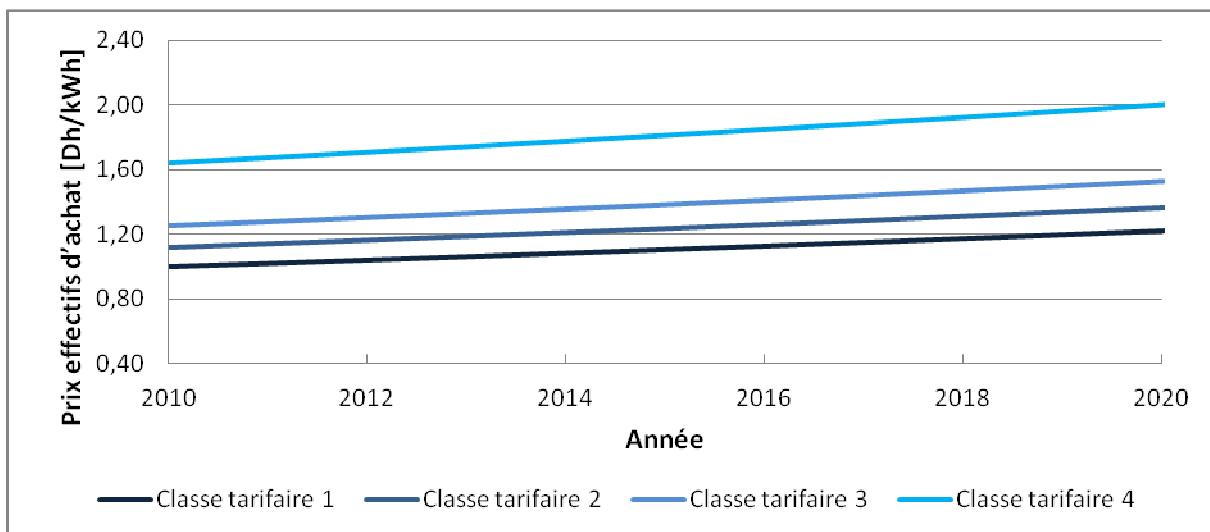


(Charge de base/ Charge de pointe / Basse charge: Hiver du 01/10 au 31/03 – Eté du 01/04 au 30/09)

4.2.2.4 APPROCHES SUR L'EVOLUTION DES PRIX D'ACHAT DE L'ELECTRICITE JUSQU'EN 2030

Divers facteurs liés aux prix tels que l'inflation, la hausse des salaires, l'augmentation des charges de même que la hausse des prix des combustibles fossiles sur le marché mondial induisent une augmentation des prix d'achat de l'électricité qui doivent en fin de compte être répercutés sur les consommateurs. Pour les calculs présentés ci-dessous, concernant la période jusqu'en 2030, on se base sur une augmentation annuelle des prix de 2%, estimation qui reste conservative⁸⁸ du seul point de vue du taux d'inflation, de 3,9% en 2008⁸⁹. A titre d'exemple, Figure 32 illustre l'évolution des prix effectifs d'achat de l'électricité jusqu'en 2030 pour les différentes classes tarifaires du secteur résidentiel.

Figure 32: Evolution des prix effectifs d'achat de l'électricité jusqu'en 2030 dans le secteur résidentiel



4.2.2.5 COUTS ACTUELS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE PHOTOVOLTAIQUE AU MAROC

Les coûts spécifiques de production du PV (par kWh/MWh) sont influencés par plusieurs facteurs:

- Coûts d'investissement

Selon un expert dans le domaine du photovoltaïque au Maroc, les prix du PV sont alignés sur les prix européens.⁹⁰ En Europe, l'édition d'Octobre 2010 du magazine PHOTON indique un prix par

⁸⁸ (Uh, 20.11.2008, p. 4).

⁸⁹ (Ministère de l'Economie et des Finances, 2009).

⁹⁰ Les droits de douane pour l'importation d'équipement dans le domaine des énergies renouvelables s'élèvent à 2,5%.

installation de 2,995 €/W_c⁹¹ (hors TVA) pour des installations jusqu'à 10 kW_c, et selon un article de Q-Cells, les prix des systèmes pour les installations sur la toiture sont de l'ordre de 2,700 €/W_c, et pour les installations industrielles, de 2,400 €/W_c⁹². Dans le cadre de la présente étude, les calculs se basent sur les prix des systèmes de PHOTON, soit 2,850 €/kW_c pour des petites installations (jusqu'à 10 kW_c) pour la couverture des besoins individuels, et de 2,347 €/kW_c pour des installations de tailles comprises entre 30 et 100 kW_c.⁹³

- Taxe sur la valeur ajoutée

Au Maroc, la taxe sur la valeur ajoutée pour les composants d'un système photovoltaïque s'élève à 20%. Ce taux de TVA a été inclus dans le calcul des coûts. Une modification en raison de décisions politiques aurait une incidence sur les calculs ci-après.

- Coûts de financement

Le financement a une grande influence sur les coûts de production de l'électricité. Selon l'expérience acquise, les grandes installations PV d'investisseurs institutionnels sont généralement réalisées selon un modèle qui induit des coûts de financement considérables (du fait des taux du crédit et des taux d'intérêt sur les capitaux propres) qui se répercutent au final sur les coûts de production de l'électricité. Les petites installations réalisées par des particuliers, des propriétaires de maisons et des entreprises, en revanche, sont réalisées sans financement – pourvu qu'un capital d'investissement suffisant soit à disposition.

La présente étude examine deux modèles de financement qui, par leurs effets, conditionnent un scénario d'expansion „minimal“ et „maximal“:

1. L'étude ne tient pas compte d'un financement par crédit. Le client paie directement l'investissement. Ce modèle est considéré dans le domaine des petites installations pour la couverture de besoins propres.
2. Le financement est réalisé à partir de 20% de capitaux propres et de 80% de crédit. 7,5% d'intérêts sont prélevés sur le crédit. Un taux d'intérêt de 8% est indexé sur les capitaux propres. Ce modèle est pris en compte pour des installations (à partir de 5 kW_c environ) jusqu'à 100 kW_c.⁹⁴ En principe, il est ensuite applicable aussi pour des grandes installations sur des surfaces libres (éloignées du lieu de consommation) – ce qui en augmente encore sensiblement le potentiel économique selon une productivité donnée.

- Coûts d'exploitation – Coûts de maintenance et de réparation

Les installations photovoltaïques exigent en règle générale peu de maintenance. Les éléments typiques d'une maintenance sont le contrôle du fonctionnement de l'onduleur et son changement (une fois, en général), la vérification des conduits et des modules photovoltaïques, le contrôle du fonctionnement des coupe-circuits modulaires et le contrôle du système de montage. Le plus

⁹¹ (Photon Consulting, 2010).

⁹² (Beyer, 2010, p. 6).

⁹³ Voir les éditions du magazine PHOTON – 2^o semestre 2010.

⁹⁴ La prise en compte de différents systèmes de mesure est fondée sur la chute des prix des systèmes pour le PV proportionnellement à l'augmentation de la taille des installations.

souvent on se base sur des coûts d'exploitation correspondant à 0,5 à 2 % des prix d'achat.⁹⁵ Dans le cadre de la présente étude, 1 % des coûts d'investissement sont calculés annuellement pour la couverture des coûts de maintenance et de réparation de l'installation.

- **Rayonnement solaire** sur l'installation [kWh/ (m²*an)] – selon la région
- **Taux de performance (TP)** (voir Chapitre 4.2.1.1) de 0,8
- **Dégradation** du revenu annuel d'une installation photovoltaïque

Le vieillissement des modules et, en conséquence, l'amoindrissement du degré d'efficacité induisent une perte de performance de l'installation photovoltaïque. La présente étude se base sur une dégradation annuelle de 0,3%.⁹⁶

- Durée du projet

En règle générale, dans les calculs de rentabilité d'une installation photovoltaïque, on se base sur une durée de vie du projet de 20 à 25 ans. Dans le cadre de la présente étude, la durée d'un projet est fixée à 25 ans, car la Loi N° 13-09 relative aux énergies renouvelables, § 13, dispose que, pour une installation nécessitant une autorisation, l'autorisation définitive est valable pour une durée maximum de 25 ans.⁹⁷ Même si le cas des petites installations majoritairement étudié ici n'est pas soumis à autorisation selon la loi, cette fixation de la durée à 25 ans paraît pertinente en comparaison avec d'autres technologies ER.

Les coûts de production de l'électricité varient légèrement en fonction des différences régionales de rayonnement solaire et sont présentés aux Chapitres 6 à 8 présentant individuellement les régions dans le cadre du débat sur la parité réseau.

4.2.2.6 EVOLUTION DES COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE JUSQU'EN 2020

Pour l'évaluation de l'évolution des coûts de production de l'électricité jusqu'en 2030, on se base sur des évaluations de PV-Technology Platform et de Q-Cells. Par ailleurs, avec une baisse moyenne annuelle de 7,5% des prix des systèmes photovoltaïques sur les dix prochaines années, les coûts de production de l'électricité sont évalués selon les calculs de la présente étude.

Coûts de production de l'électricité selon PV-Technology-Platform

Pour l'évolution des coûts de production de l'électricité du photovoltaïque, on s'est basé sur les approches de „Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology“ de PV-Technology-Platform. Selon les calculs, un taux de performance moyen de 0,75 et un rendement énergétique spécifique par kW_c de 1.000 kWh/kW_c/an sont évalués en Europe centrale et du Nord, et de 1.700 kWh/kW_c/an en Europe du Sud. En outre, on part du principe que 1% du prix des systèmes doit être consacré annuellement à des frais de fonctionnement et de maintenance, que des intérêts de 4% sont prélevés et qu'au bout de 25 ans, le système photovoltaïque a perdu toute sa valeur.⁹⁸ Il en résulte des coûts de production d'électricité de 15 ct€/kWh pour l'année 2015 et de 6ct€/kWh pour l'année 2030.

⁹⁵ (Energie-bau.at, 2010).

⁹⁶ (Kost & Dr.Schlegel, Décembre 2010, p. 8).

⁹⁷ (Bulletin officiel N° 5822, 2010, p. 229).

⁹⁸ (EU PV Technology Platform, 2007a, p. 8).

Coûts de production de l'électricité selon Q-Cells

Q-Cells présente des pronostics plus modestes que Technology-Platform sur l'évolution des coûts de production de l'électricité. Il se base sur un recul des coûts spécifiques de production de l'électricité de 15 ct\$/kWh (10,71ct€/kWh) en 2015, pour descendre à 6ct\$/kWh (0,43ct€/kWh) en 2020. Ces calculs se basent sur les approches d'installations photovoltaïques dans la région MENA, de tailles supérieures à 50 MW_c, avec un WACC⁹⁹ de 5%, un taux de performance de 0,78, une durée de vie de 25 ans, un coût d'investissement dans le secteur de l'habitat de 2,700 €/W_c et dans le secteur industriel de 2,400 €/W_c, avec 1,5% des coûts d'investissement dédiés chaque année aux frais de fonctionnement et de maintenance, un taux de change de 1,4 \$/€, un système adapté aux conditions locales, une croissance industrielle de 30 % et un taux d'apprentissage de 20%. Pour le Maroc, Q-Cells se base sur un ensoleillement moyen de 2.150 kWh/(m²*/an)¹⁰⁰.

Coûts de production de l'électricité selon les calculs de l'auteure

Pour le calcul des coûts de production de l'électricité en 2020, l'étude se base sur les mêmes approches et paramètres qu'au Chapitre 4.2.2.5. Deux paramètres sont avant tout à prendre en considération:

1. Pour la détermination des coûts de production de l'électricité à l'échelle nationale, on se base sur des valeurs de rendement annuelles pour une installation photovoltaïque de 1.800 kWh/ (kW_c*an) ; dans les régions on procède au cas par cas, de façon différenciée, ce qui correspond à une approche (très) conservatrice.
2. Il faut tenir compte d'une baisse dans le temps des coûts des systèmes photovoltaïques en fonction du taux d'apprentissage. Selon une étude du Fraunhofer Institut ISE, les prix des systèmes photovoltaïques ont baissé de 5 à 10% ces dix dernières années.¹⁰¹ La présente étude se base sur une baisse annuelle moyenne de 7,5% pour les prix des systèmes d'ici à 2020.

Pour l'année 2020, pour des petites installations complètement autofinancées, on évalue à l'échelle nationale des coûts de production d'électricité de l'ordre de 0,50 Dh/kWh, et pour des installations de taille moyenne selon le modèle de financement 20/80, qui tient compte de rémunérations des capitaux propres et d'intérêts sur les fonds de tiers, des coûts de production de l'électricité de 0,63 Dh/kWh.

Evolution des coûts de production de l'électricité jusqu'en 2020

Pour une prise en compte prospective des coûts de production d'électricité à partir de photovoltaïque, la présente étude utilise les résultats de ses propres calculs, car ils se situent dans la

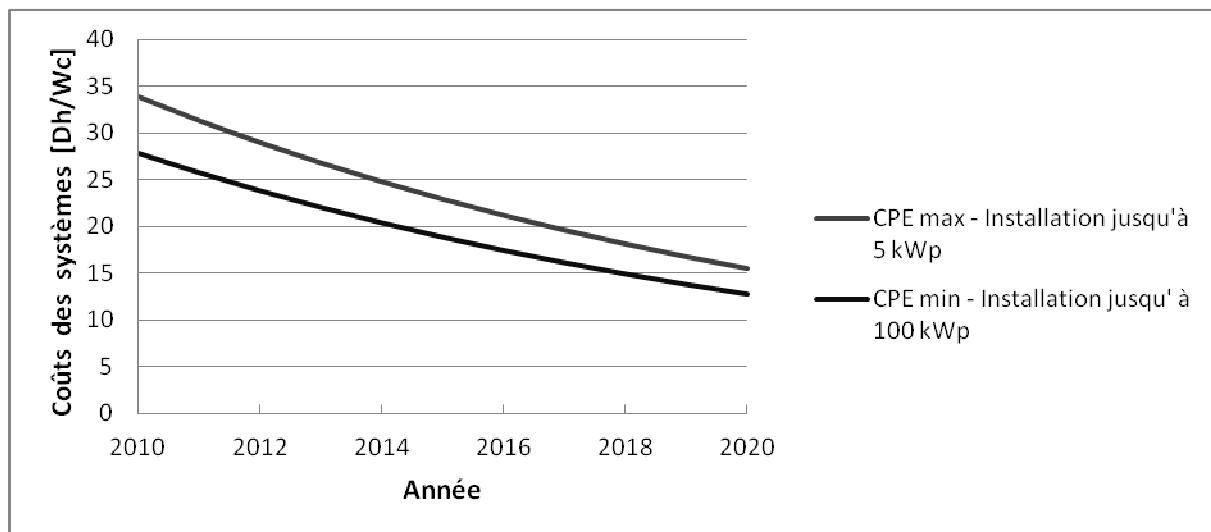
⁹⁹ WACC - Weighted Average Cost of Capital: Coût moyen pondéré du capital). Le taux correspondant au coût du capital est calculé à partir du taux d'intérêt des fonds de tiers et du service de l'intérêt indexé sur les fonds propres. <http://www.wirtschaftslexikon24.net/d/wacc/wacc.htm>.

¹⁰⁰ Les données sur le rayonnement de Q-Cells sont légèrement supérieures à la moyenne horizontale du rayonnement au Maroc en 2007 kWh/m²*an

¹⁰¹ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Février 2010).

moyenne des deux autres approches. Les prévisions de PV Technology Platform se basent sur des valeurs de rayonnement européennes, aussi les coûts de production de l'électricité de 6ct€/kWh indiqués pour l'année 2030, sont surévalués. En revanche, Q-Cells calcule des coûts spécifiques de production d'électricité pour la région MENA; ils se basent cependant sur des approches relatives à des installations de tailles supérieures à 50 MW_c. Dans le cadre d'une étude de potentiel par une approche selon les besoins, cette base de calcul apparaît surévaluée, et en conséquence les coûts de production de l'électricité de 0,06 \$/kWh prévus par Q-Cells apparaissent légèrement sous-évalués. Il faut noter qu'il s'agit de projections sur l'avenir et que la technologie et les prix peuvent évoluer plus rapidement, ou plus lentement. Pour exemple, une parution dans la presse du 15.01.2011, qui faisait état pour l'année 2010 d'un recul des prix des systèmes photovoltaïques de 3.450 €/kW_c à 2.740 €/kW_c. Ceci correspond à une baisse des prix d'au moins 20% en l'espace d'un an, tandis que les approches selon nos propres calculs, avec des baisses moyennes annuelles des prix de l'ordre de 7,5%, apparaissent comme conservatives.

Figure 33: Evolution des coûts des systèmes, compte tenu d'une baisse annuelle de 7,5% (TVA incl.)

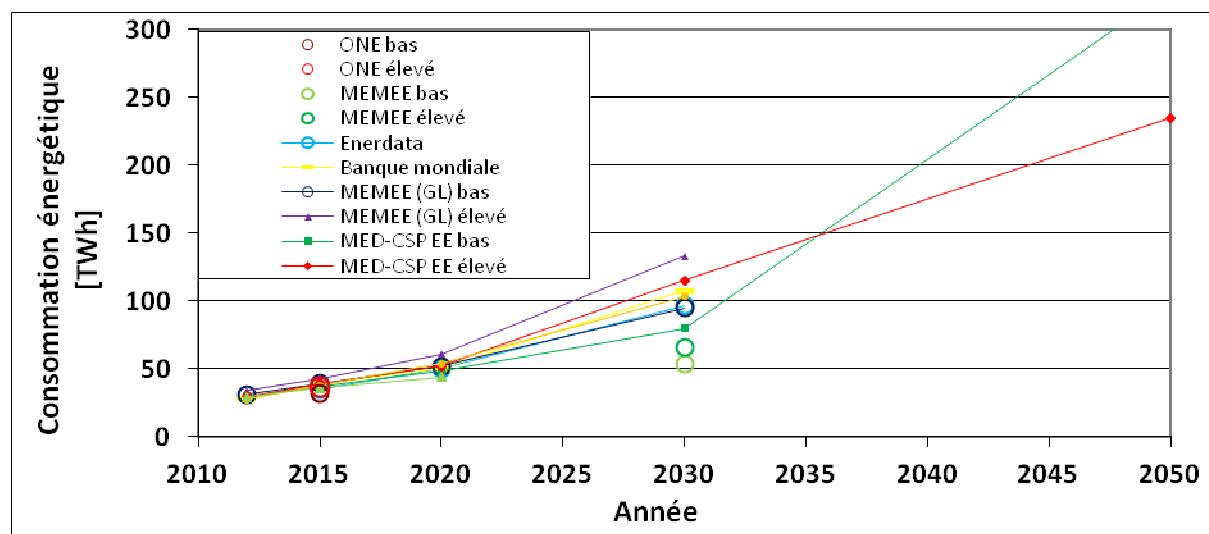


La détermination de la parité réseau se fait ainsi sur la base des prix effectifs d'achat de l'électricité et des coûts effectifs de production de l'électricité, actuels et supposés pour l'année 2020, en fonction de l'évolution supposée des prix des systèmes photovoltaïques.

5 APPROCHES SUR L'EVOLUTION DES BESOINS EN ELECTRICITE

Différentes études¹⁰² ont été examinées dans le cadre de l'évolution de la consommation d'électricité jusqu'en 2030. Comme on peut le voir en Figure 34, la différence entre les scénarios individuels s'accentue fortement au fur et à mesure de l'évolution. Dans le secteur électrique, la marge est en 2030 entre 54 TWh et 133 TWh. Pour l'année 2050, seul le rapport MED-CSP produit encore des données qui fluctuent entre 235 TWh et 330 TWh.

Figure 34: Différents scénarios sur l'évolution de la consommation d'électricité



Source: Illustration de l'auteure

5.1 PARAMETRES D'EVOLUTION DES SCENARIOS

Les principaux facteurs de développement sur lesquels se basent ces scénarios sont le développement de la croissance démographique, du produit intérieur brut (PIB) et de la consommation d'énergie par tête.

Croissance démographique

En début d'année 2010, le Maroc compte 32 Mio. d'habitants¹⁰³. *L'étude sur le Développement de la population et des ménages 2004-2030*¹⁰⁴ du HCP constitue la base des approches jusqu'en 2030. Entre 1960 et 2004, la population a augmenté selon un facteur de 2,57. Ce phénomène correspond à une augmentation annuelle de 415.000 personnes. Pour la période de 2004 à 2030, on prévoit une augmentation de 300.000 personnes par an. A l'horizon 2030, la population marocaine atteindra tout juste 38 Millions.¹⁰⁵

¹⁰² Sources des scénarios: (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2005); (El Hafidi, Stratégie énergétique nationale. Volet Electricité., 2009); ((GTZ), 2007); (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008); (Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE) , 2008).

¹⁰³ Au 27.01.2011, le Maroc comptait 32.044.775 habitants (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2011).

¹⁰⁴ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008).

¹⁰⁵ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008, p. 24 suiv.).

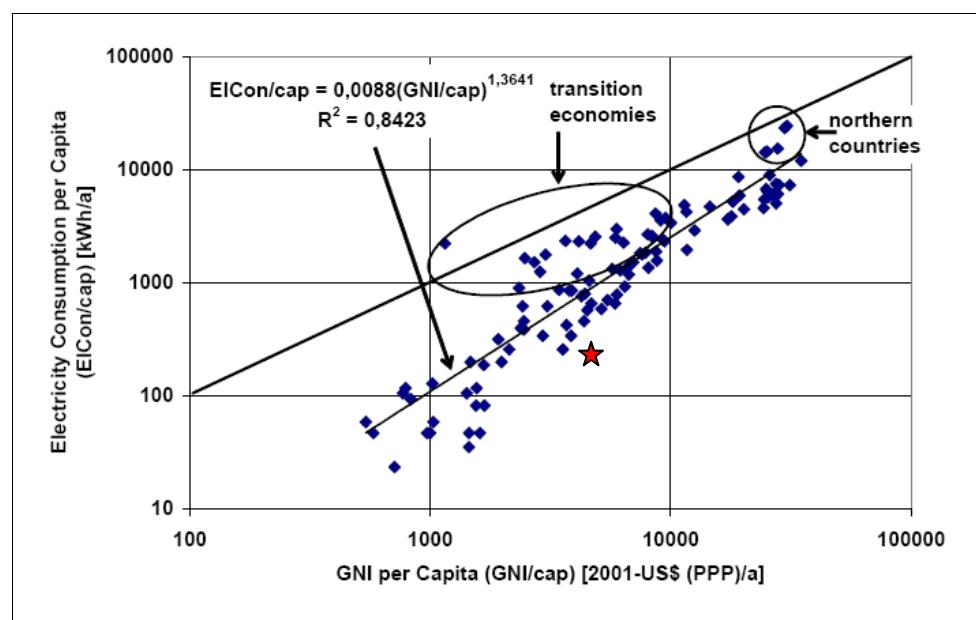
Croissance économique

Plusieurs méthodes permettent d'évaluer le PIB. Elles tablent toutes sur une croissance annuelle de 3-6%. A l'échelle nationale, des programmes sont planifiés pour augmenter la croissance économique à 6%. La construction de 150.000 nouveaux logements annuellement, le programme „Emergence“ dans le secteur industriel pour la création de nouvelles zones industrielles, le „Plan Azur“ pour le renforcement de l'infrastructure touristique et le „Plan Vert“ pour la modernisation de l'agriculture en font partie.¹⁰⁶

Consommation d'électricité par tête

Il y a une corrélation entre la consommation d'électricité par tête et la parité du pouvoir d'achat par tête (PPA)¹⁰⁷. Comme l'illustre Figure 35, la consommation d'électricité s'élève en proportion de l'augmentation de PPA (Maroc : Etoile).¹⁰⁸ Il paraît donc évident que la consommation d'électricité par tête permet de déduire le niveau de vie. A contrario on admet que, dans le cas du développement d'un pays comme le Maroc, les besoins en électricité augmentent très rapidement et la mise à disposition d'électricité en quantité suffisante est un facteur important pour la réussite du développement (y compris économique) du pays.

Figure 35: Corrélation entre la consommation d'électricité par tête et la PPA par tête (Maroc)



Source: Etude MED-CSP. Le Maroc dispose d'un PIB/tête (PPA) de 2.730 \$ en 2001 et d'une consommation d'électricité par tête d'environ 470 kWh/tête/an¹⁰⁹.

¹⁰⁶ (Berdai, 28.10.2008, p. 11).

¹⁰⁷ Parité du pouvoir d'achat: concordance entre les termes de l'échange de deux monnaies en corrélation avec leurs pouvoirs d'achat intérieurs respectifs. Selon la théorie de la parité du pouvoir d'achat, les courbes des taux de change des deux monnaies correspondent à leur PPA; en réalité, le taux de change n'est pas seulement déterminé par l'évolution des prix et les flux de marchandises, mais aussi, entre autres, par la spéculation sur les devises, les différences de taux d'intérêt et divers facteurs politiques (Brockhaus p. 3112).

¹⁰⁸ (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2005, p. 83).

¹⁰⁹ (Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE), 2009, p. 3).

5.2 CONSOMMATION D'ELECTRICITE ACTUELLE

Les données sur la consommation régionale d'électricité sont tirées de statistiques sur des chiffres de vente de l'ONE¹¹⁰. Elles indiquent la consommation en électricité pour les années 2009 et 2010 au niveau régional en moyenne et basse tension de Janvier à la fin Avril. Pour la définition des valeurs annuelles la consommation a été multipliée par le facteur 3. Pour la région de l'Oriental, la Direction régionale de l'ONE dispose d'un autre document sur la consommation régionale en électricité en 2009 (*Données Régionales sur la Consommation en Electricité*). Pour l'année 2009, il indique une consommation en basse tension de 707 GWh. Selon les chiffres de ventes de l'ONE, une consommation d'électricité de tout juste 690 GWh est relevée dans la même année pour la région. La différence est négligeable, de sorte que la projection sur les besoins annuels peut être admise comme suffisamment précise. En raison du manque de chiffres relatifs à la consommation dans les autres régions et pour les autres catégories, l'ensemble des calculs sur les futurs besoins en électricité se basent sur les chiffres de vente de l'ONE.

5.3 APPROCHES SUR L'EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE

Compte tenu des scénarios envisagés, l'augmentation de la consommation d'électricité devrait se tempérer avec le temps. Un taux de croissance de 7% est prévu entre 2010 et 2020. Au cours des années 2020 à 2030, on table sur un fléchissement de 4,5% de l'augmentation de la consommation d'électricité. Ces taux sont appliqués à la consommation électrique individuellement dans chaque région.

5.4 BESOINS EN ELECTRICITE DE LA REGION DE MEKNES-TAFILALET JUSQU'EN 2030

Les besoins en électricité de la région de Meknès-Tafilalet devraient augmenter en basse tension, de 330 GWh en 2010 à 1.032 GWh en 2030 (voir Figure 36). Le plus grand groupe de consommateur est constitué des ménages, avec une part de 70,8% dans l'ensemble du réseau basse tension (voir Figure 37). En moyenne tension, les besoins devraient évoluer, pour passer de 200 GWh en 2010 à 626 GWh en 2030. Dans la région de Meknès-Tafilalet, la ville de Meknès et ses environs sont approvisionnés par un distributeur privé, la RADEM¹¹¹. Celle-ci couvrait en 2010 des besoins correspondant à 443 GWh, qui seraient évalués pour 2030 à 1.419 GWh. En tout, les besoins en électricité en basse et moyenne tension dans la région s'élevaient en 2010 à 973 GWh et seraient estimés pour 2030 à 3.077 GWh.

¹¹⁰ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010d).

¹¹¹ Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Electricité Meknès.

Figure 36: Besoins en électricité de la région de Meknès-Tafilalet en basse et moyenne tension jusqu'en 2030

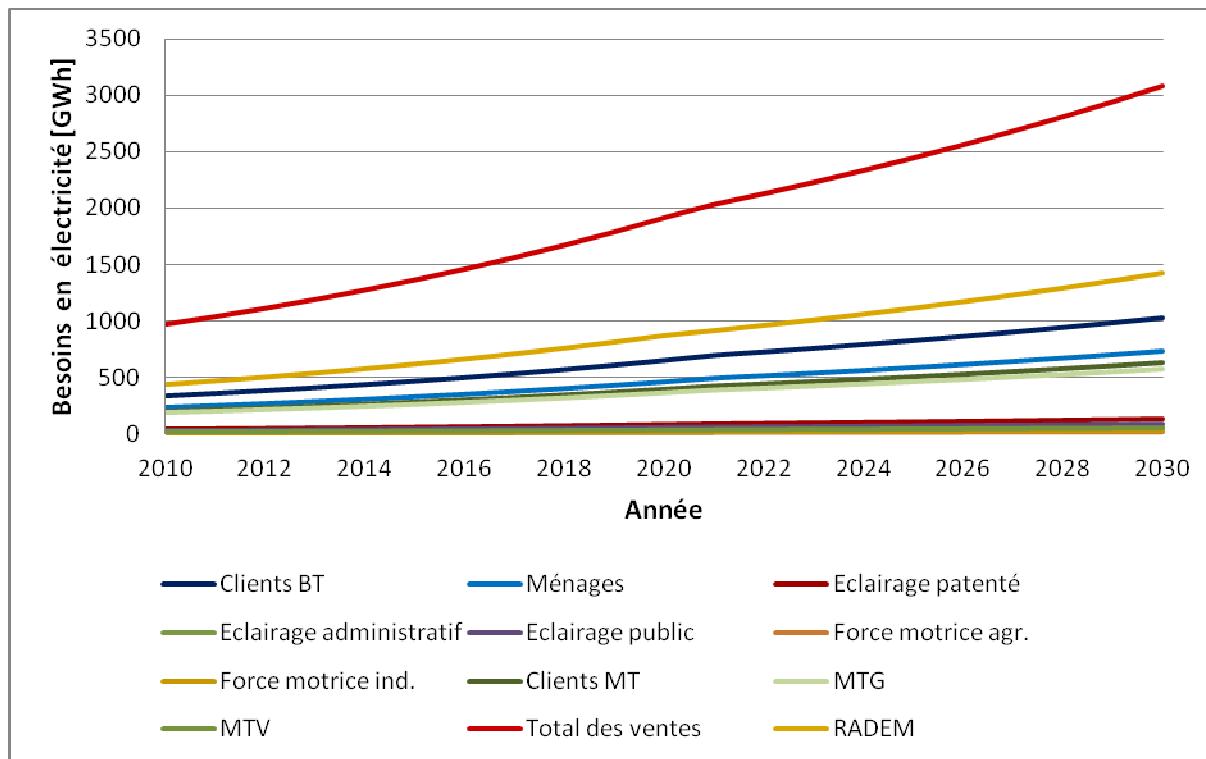
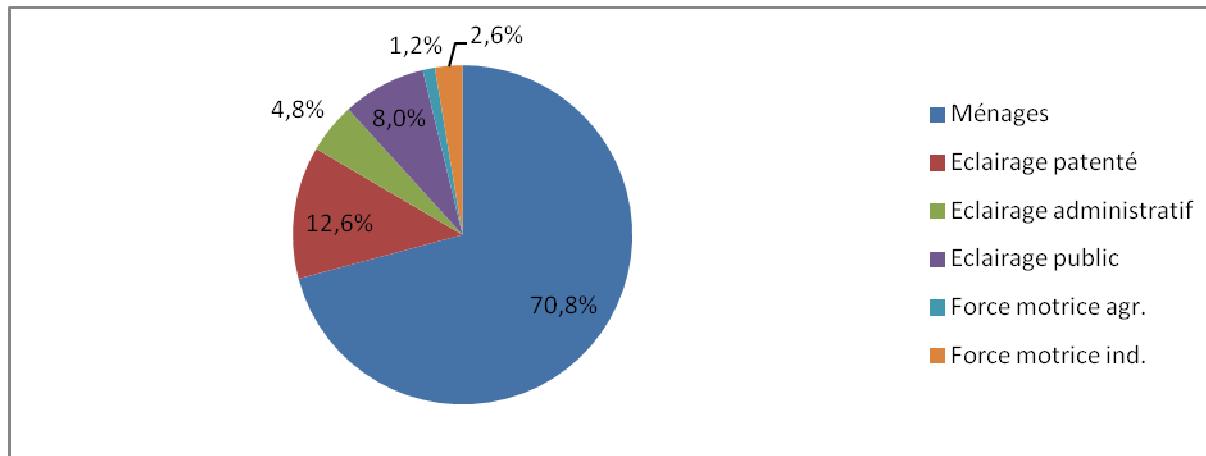


Figure 37: Contribution des catégories de consommateurs à la basse tension



5.5 BESOINS EN ELECTRICITE DE LA REGION DE L'ORIENTAL JUSQU'EN 2030

Les besoins en électricité de la région de l'Oriental devraient évoluer en basse tension de 645 GWh en 2010 à 2.018 GWh en 2030 (voir Figure 38). Le plus grand groupe de consommateurs est constitué des ménages, avec une contribution de 72% à la totalité du réseau basse tension (voir Figure 39). Les besoins en électricité en moyenne tension devraient augmenter, passant de 295 GWh en 2010 à 921 GWh en 2030. Au total, les besoins en électricité en moyenne et basse tension de la région de l'Oriental sont en 2010 de 563 GWh et seraient évalués pour 2030 à 1.760 GWh.

Figure 38: Besoins en électricité de la région de l'Oriental en moyenne et basse tension jusqu'en 2030

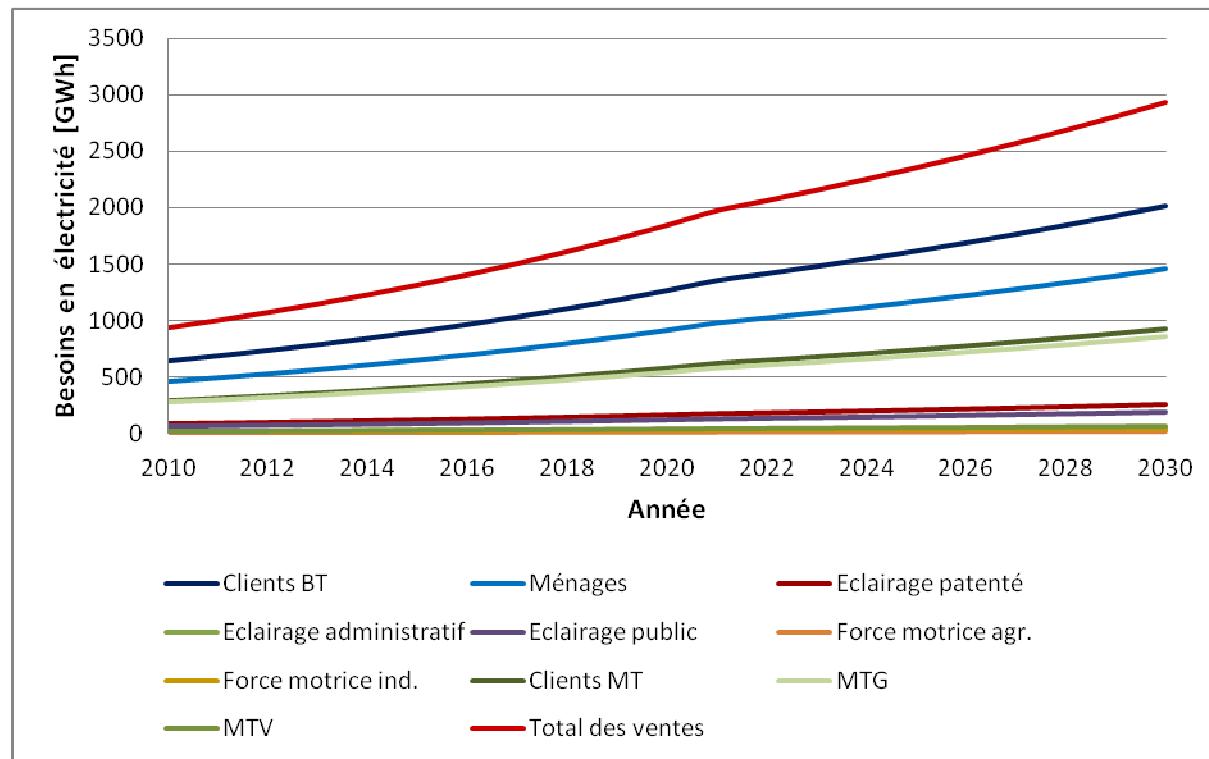
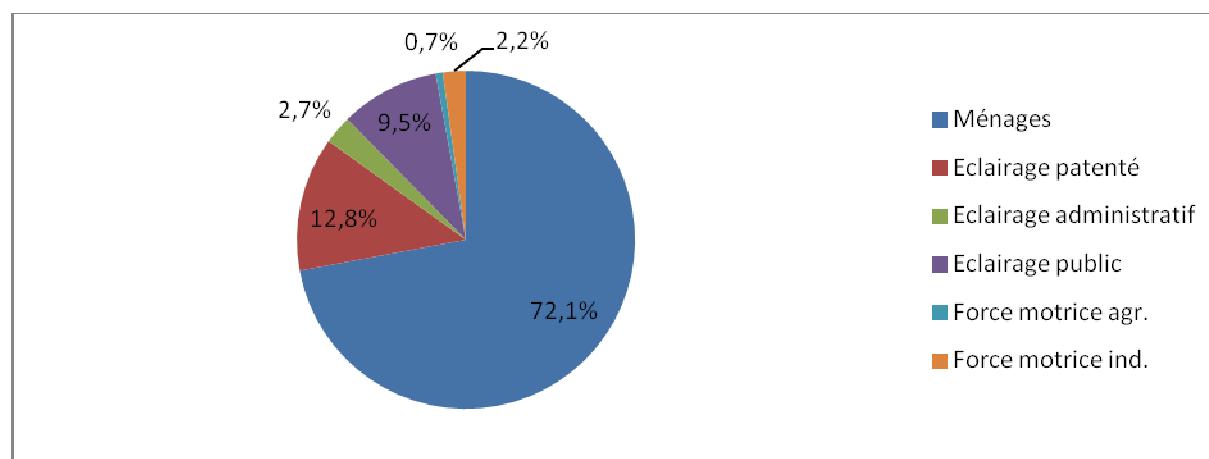


Figure 39: Contribution des catégories de consommateurs à la basse tension



5.6 BESOINS EN ELECTRICITE DE LA REGION DU SOUSS-MASSA-DRAA JUSQU'EN 2030

Les besoins en électricité de la région du Souss-Massa-Drâa devraient évoluer en basse tension, de 687 GWh en 2010 à 2.149 GWh en 2030 (voir Figure 40). Le plus grand groupe de consommateurs est constitué des ménages, avec une contribution de 71,5% à la totalité du réseau basse tension (voir Figure 41). Les besoins en électricité en moyenne tension devraient augmenter, passant de 731 GWh en 2010 à 2.285 GWh en 2030. Au total, les besoins en électricité en moyenne et basse tension de la région du Souss-Massa-Drâa sont en 2010 de 1.418 GWh et seraient évalués pour 2030 à 4.434 GWh.

Figure 40: Besoins en électricité de la région du Souss-Massa-Drâa en moyenne et basse tension jusqu'en 2030

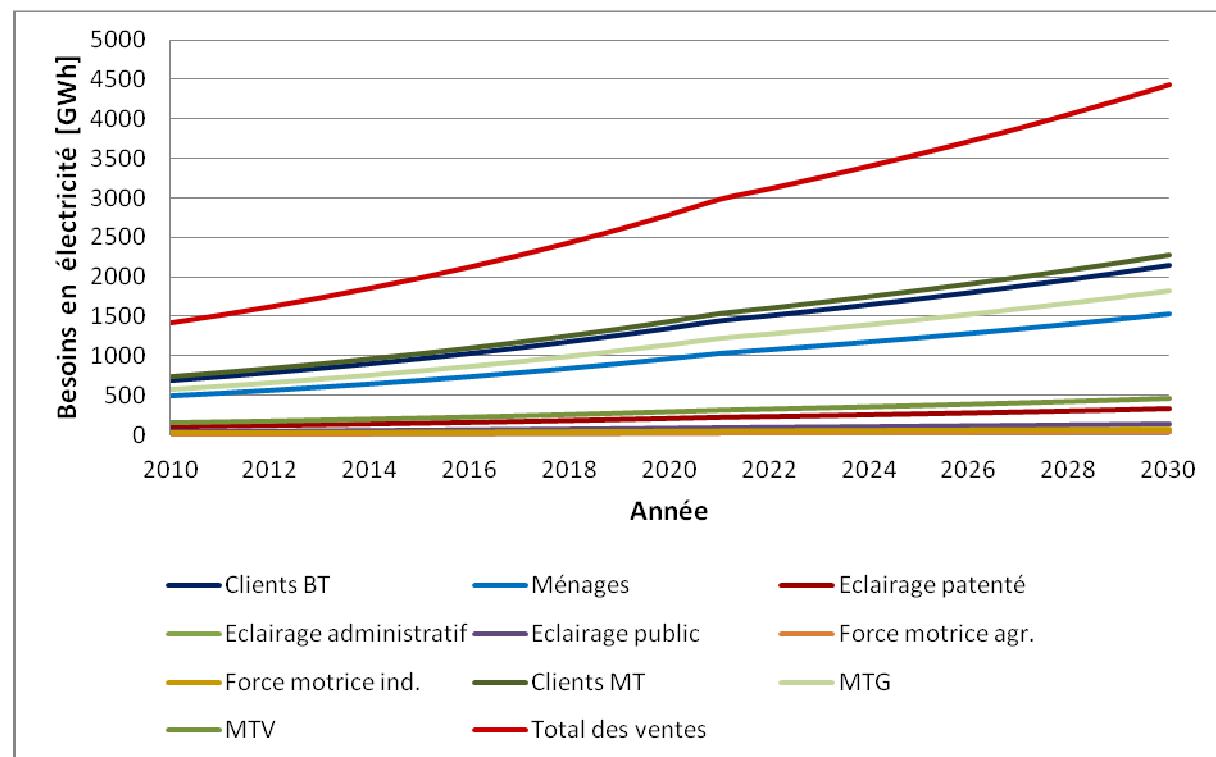
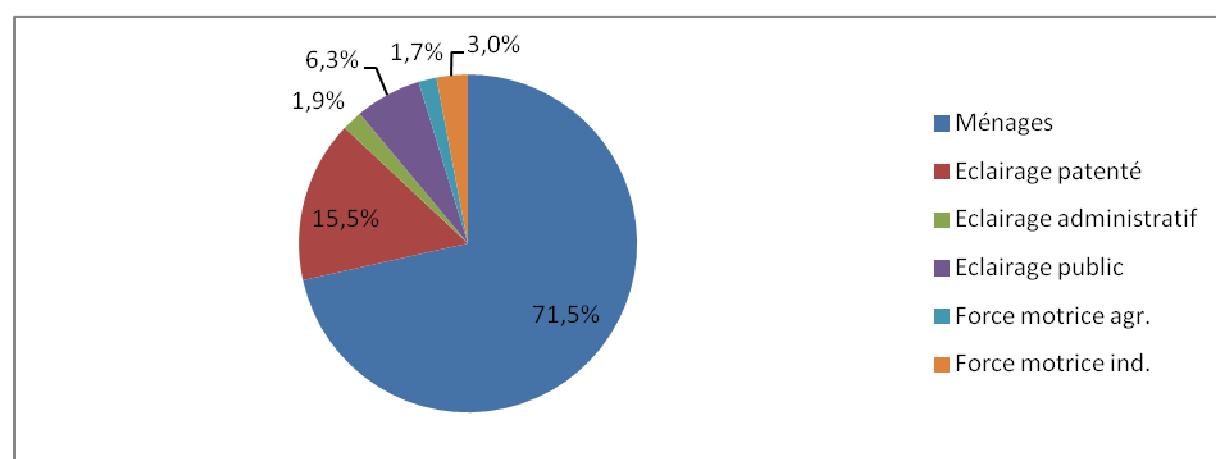


Figure 41: Contribution des catégories de consommateurs à la basse tension



6 POTENTIELS DE LA REGION DE MEKNES-TAFILALET

La région de Meknès-Tafilalet couvre une surface de 79.210 km². Elle s'étend largement du Nord au Sud et jouxte sept autres régions du Maroc, ainsi que l'Algérie au Sud. La région, avec pour capitale Meknès, se subdivise en cinq provinces (El Hajeb, Errachidia, Ifrane, Khénifra, Meknès).

Un climat continental règne dans la région de Meknès-Tafilalet. Dans la classification de la Direction de la Météorologie Nationale¹¹², la région de Meknès-Tafilalet englobe trois zones climatiques. Au nord, les températures estivales sont modérées dans les montagnes, dans le reste de la région les étés sont torrides. Les hivers sont froids dans l'ensemble de la région.¹¹³

En 2008, la région de Meknès-Tafilalet comptait 2,21 Mio. d'habitants avec un taux d'urbanisation de 58,5%. La population est jeune ; 50,9% ont moins de 25 ans. Le taux de chômage en zone urbaine s'élève à 24,7% chez les femmes, à 14,2% chez les hommes. En zone rurale, ces taux sont globalement inférieurs et la répartition des sexes est inversée. Le chômage touche 0,7% de femmes et 2,4% d'hommes.¹¹⁴

En 2007, le PIB par habitant s'élevait à 14.709 Dirham, ce qui place la région en 13^{ème} place sur 16. Les données annuelles de dépenses de consommation par personne s'élèvent à 10.005 Dirham. La région de Meknès-Tafilalet contribue à 5,2% du PIB national. Les trois principales contributions de la région au PIB ont été enregistrées en 2007 par l'agriculture avec 22,4%, le secteur de l'enseignement et de la santé avec 12,6% et le commerce avec 10,7%.¹¹⁵

Le logiciel RETScreen met à disposition des données climatiques pour le calcul du rendement d'un module photovoltaïque pour toutes les provinces de la région de Meknès-Tafilalet (à l'exception de la province d'El Hajeb). Tableau 8 indique la production d'électricité photovoltaïque pendant une année. Pour la province d'El Hajeb, RETScreen ne dispose pas de données climatiques; aussi se base-t-on sur une moyenne des deux régions limitrophes (Ifrane et Meknès) pour l'évaluation de la production d'électricité. La production maximale peut être atteinte dans la province d'Errachidia, avec 1.849 kWh/kW_c. Pour parvenir à une moyenne régionale, on a effectué un calcul de pondération proportionnellement aux données sur le rayonnement selon la répartition de la population dans les provinces correspondantes.

¹¹² Direction de la Météorologie Nationale.

¹¹³ (Wilaya de Meknès Tafilalet).

¹¹⁴ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010e).

¹¹⁵ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010a).

Tableau 8: Evaluation du rendement moyen d'un module PV/an pour la région de Meknès-Tafilalet

	Prod. PV [kWh/kW]	Nombre d'habitants	Part de chaque province
Meknès	1.774	713.609	33%
Errachidia	1.849	556.612	26%
Ifrane	1.764	143.380	7%
Khenifra	1.821	511.538	24%
El Hajeb	1.774	216.388	10%
Total Région	1.802	2.141.527	

Le rayonnement moyen sur une surface inclinée à 30° est de 2.253 kWh/(m²*an). Le rendement moyen d'une installation photovoltaïque avec un taux de performance de 0,8 s'élève donc dans la région de Meknès-Tafilalet à 1.802 kWh/(kW_c*an).

6.1 POTENTIEL THEORIQUE DE LA REGION DE MEKNES-TAFILALET

Le potentiel théorique pour l'ensemble du territoire marocain s'élève pour le photovoltaïque à 37.450 TWh/an et à 40.700 TWh/an pour le CSP (Etude de la GTZ)¹¹⁶ – c'est plus de mille fois la consommation actuelle, qui est d'environ 25 TWh.¹¹⁷ Si l'on commence par un calcul approximatif du potentiel théorique régional du photovoltaïque sur la base de la surface de la région de Meknès-Tafilalet par rapport à la surface nationale, on obtient un **potentiel théorique** régional pour le photovoltaïque de 4.173 TWh/an. La comparaison entre le potentiel théorique et les besoins en électricité de la région en moyenne et basse tension s'élève à 1,5 TWh en 2010¹¹⁸, on obtient un facteur de 2.777 – la région peut donc s'auto-suffire mille fois en énergie solaire. Sur le plan technique, peu importe si l'électricité produite est d'origine photovoltaïque ou CSP – mais économiquement, la différence est conséquente.

6.2 POTENTIEL TECHNIQUE DES APPLICATIONS ISOLEES

Pour la détermination du **potentiel technique des applications isolées**, afin d'évaluer l'ensemble des foyers non électrifiés de la région de Meknès-Tafilalet, on s'est basé – en raison du manque de données – sur la proportion d'électrification à l'échelle nationale, s'élèvant à 96,5% en 2009. La région comptait 457.660 foyers en 2009.¹¹⁹ Les 3,5 % restants correspondent à 16.018 foyers non électrifiés.

¹¹⁶ Pour le calcul du potentiel théorique pour le photovoltaïque et le CSP, l'étude de la GTZ utilise la même surface disponible pour des applications solaires. Elle ne répartit donc pas la surface selon les technologies, mais calcule pour chaque technologie un potentiel théorique maximal. Au vu de l'immense potentiel théorique, il ne se pose cependant aucun problème de concurrence entre les deux technologies.

¹¹⁷ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010, p. 9).

¹¹⁸ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010d).

¹¹⁹ Les estimations sur l'évolution des ménages à l'échelle nationale se basent sur l'étude: „Projections de la Population et des Ménages 2004-2030“ du HCP. Comme nous ne disposons pas au niveau régional de projections sur le nombre de ménages, le facteur de croissance national de la projection du HCP est

Selon l'approche sur laquelle repose l'électrification selon le programme **PERG-Solar** (voir Chapitre 4.1.1), on obtient un potentiel technique de 1.201 kW_c pour les applications isolées. Selon l'approche de la garantie d'un certain **niveau de vie**¹²⁰, on obtient selon RETScreen une demande en électricité de 471 kWh par an. La couverture des besoins d'un ménage dans la région de Meknès-Tafilalet nécessite une installation photovoltaïque de 0,26 kW_c. Le potentiel technique pour des applications isolées selon l'approche du „niveau de vie“ s'élève donc dans la région de Meknès-Tafilalet à 4.187 kW_c.

6.3 POTENTIEL ECONOMIQUE DES APPLICATIONS ISOLEES

La région de Meknès-Tafilalet compte encore environ 8.000 ménages non électrifiés qui ont été répertoriés pour un équipement en kits photovoltaïques dans le cadre du programme PERG.¹²¹

Selon l'approche „**PERG**“, un **potentiel économique d'applications isolées** de 600 kW_c est évalué pour la région de Meknès-Tafilalet pour l'année 2010. Pour le potentiel économique des applications isolées, selon l'approche du „**niveau de vie**“, l'évaluation est de 2.093 kW_c.

6.4 POTENTIEL TECHNIQUE DES APPLICATIONS CONNECTEES AU RESEAU

Dans la région de Meknès-Tafilalet, le potentiel théorique de production d'électricité sur la base de technologies solaires dépasse d'un facteur 2.777 la consommation. Ceci induit, comme nous l'avons déjà exposé au Chapitre 4, une logique d'approche selon les besoins.

Selon cette approche, principalement sur la base de considérations économiques et au regard de la quantité suffisante d'espace de toitures dans le secteur résidentiel, vu la part importante de ce secteur (70,8%) dans les besoins en basse tension, le potentiel proche de la consommation est examiné plus précisément pour la détermination du potentiel technique.

Le **potentiel technique du photovoltaïque reliée au réseau** pour la couverture des besoins en électricité en moyenne et basse tension dans la région de Meknès-Tafilalet est calculé selon la formule suivante:

$$\text{Consommation d'électricité [MWh]} / 1.802 \text{ MWh/MW}_c = P_{PV} \text{-Puissance [MW}_c]$$

Pour fournir **l'ensemble des besoins en électricité en basse et moyenne tension** en 2010 (voir Chapitre 5.5) à partir du photovoltaïque, il faut une puissance photovoltaïque de 540 MW_c. Selon l'hypothèse d'une augmentation des besoins en électricité de 7% jusqu'en 2020 et de 4,5% jusqu'en 2030 (voir Chapitre 5.3), on évalue pour 2030 en moyenne et basse tension des besoins en électricité de 3.077 GWh. Pour la couverture des besoins, une capacité photovoltaïque de 1.707 MW_c serait indispensable. Dans la logique de l'approche selon les besoins, le potentiel **technique** des installations photovoltaïques connectées au réseau se développe en proportion avec l'augmentation des besoins en électricité, de 540 MW_c en 2010 pour atteindre une puissance de 1.707 MW_c en 2030. Le potentiel technique en **basse tension** était en 2010 de 183 MW_c et atteindrait en 2030 572 MW_c.

appliqué aux données actuelles sur les ménages à l'échelle régionale. Les chiffres régionaux sont tirés de l'étude: „Recensement général de la Population et de l'Habitat 2004“ du HCP.¹¹⁹

¹²⁰ 4 lampes à incandescence, 1 téléviseur et 1 réfrigérateur – voir Chapitre 4.1.1.

¹²¹ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010b).

Pour la **moyenne tension**, le potentiel technique augmenterait de 111 MW_c à 347 MW_c entre 2010 et 2030. Figure 42 illustre l'évolution du potentiel de chaque catégorie de clients et de consommateurs jusqu'en 2030, et Tableau 9 indique le potentiel global et les potentiels en basse et moyenne tension des ménages pour les années 2010, 2020 et 2030 en chiffres.

Il est significatif que les ménages constituent une part de 70,8% des besoins en basse tension (voir Chapitre 5.5), pour lesquels, après examen de la disponibilité des surfaces dans le domaine domestique (voir Chapitre 4.2.1.2), il n'y a aucune limitation.

Figure 42: Potentiel technique des applications connectées au réseau [M-T]

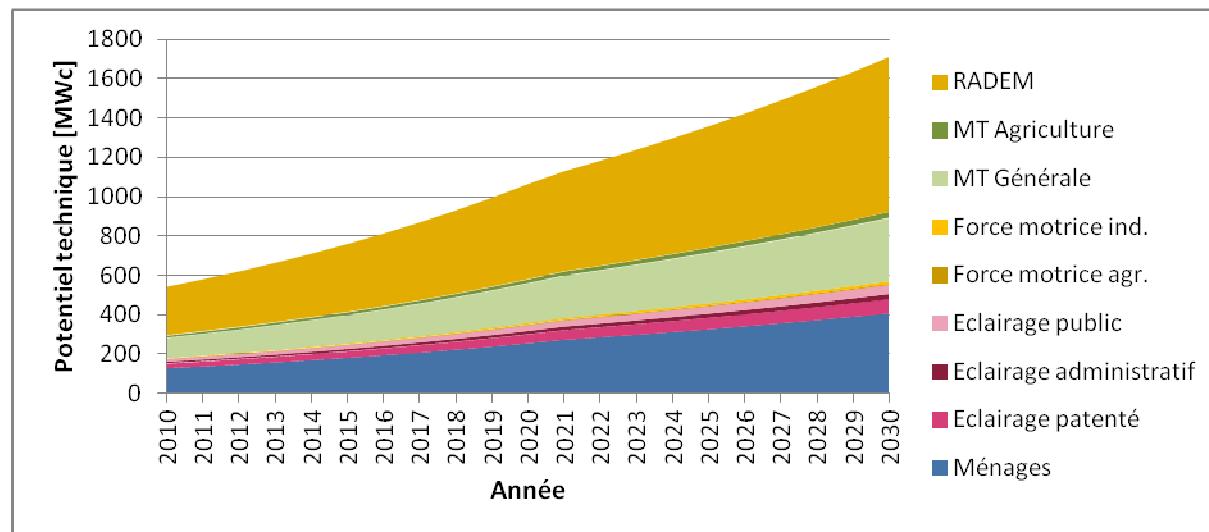


Tableau 9: Potentiel technique des applications connectées au réseau en moyenne et basse tension [M-T]

	Clients BT [MW _c]	Dont : ménages [MW _c]	Clients MT [MW _c]	Distributeurs	Total [MW _c]
2010	183	130	111	246	540
2020	360	255	218	483	1.062
2030	572	405	347	788	1.707

6.5 POTENTIEL ECONOMIQUE DES APPLICATIONS CONNECTEES AU RESEAU

Le calcul du potentiel économique des installations PV connectées au réseau et proches des consommateurs conditionne la parité réseau pour la région de Meknès-Tafilalet en basse et moyenne tension. Comme déjà décrit au Chapitre 4.2.2, les prix effectifs d'achat et les coûts de production d'électricité photovoltaïque doivent être connus sur la base du rayonnement régional. Cette évaluation est réalisée pour 2010, mais aussi, selon un scénario aussi proche que possible de la réalité, jusqu'en 2030.

Prix effectifs d'achat de l'électricité dans la région Meknès-Tafilalet

La détermination des caractéristiques de consommation „régionales“ se base sur les chiffres de vente de l'ONE. La consommation moyenne mensuelle par client dans telle classe tarifaire est calculée (voir Colonne 2, Tableau 10) et les prix effectifs d'achat de l'électricité, tels que communiqués au Chapitre 4.2.2.2, sont utilisés (Colonne 3, Tableau 10). Il faut remarquer que la consommation moyenne d'électricité d'un foyer type dans la région de Meknès-Tafilalet se situe en dessous de 100 kWh et

demeure donc dans la classe tarifaire la plus basse. Il faut cependant préciser, dans le calcul de la consommation moyenne des ménages dans la ville de Meknès, qu'ils sont approvisionnés par un service municipal (RADEM) qui ne met pas à disposition de données sur les statistiques de consommation. La consommation moyenne mensuelle d'électricité d'un foyer type pour la région de Meknès-Tafilalet est très probablement un peu supérieure, puisque les besoins en électricité des foyers sont plus élevés en ville qu'en milieu rural.¹²²

Tableau 10: Consommation moyenne mensuelle d'électricité par catégorie de client / unité / prix effectifs d'achat de l'électricité

Catégories BT	Consommation mensuelle [kWh]	Prix effectifs d'achat de l'électricité en 2010 [Dh/kWh]
Ménages	71	1,00
Eclairage patenté	98	1,42
Eclairage administratif	381	1,44
Eclairage public	1.275	1,18
Agriculture BT	212	1,48
Industrie BT	366	1,48

Coûts de production d'électricité photovoltaïque dans la région de Meknès-Tafilalet

Les coûts régionaux de production d'électricité sont calculés selon les approches énoncées aux Chapitres 4.2.2.5 et 4.2.2.6. Pour la région de Meknès-Tafilalet, en 2010, selon un modèle de financement propre à 100%, ils se situent autour de 1,08 Dh/kWh, et, dans le cas d'un financement avec un taux d'intérêt de 8% indexé sur les capitaux propres et sur une part de 80% des capitaux extérieurs, autour de 1,37 Dh/kWh. En 2020, selon le modèle de financement, ils se situeront entre 0,5 et 0,63 Dh/kWh (voir Chapitre 4.2.2.6).

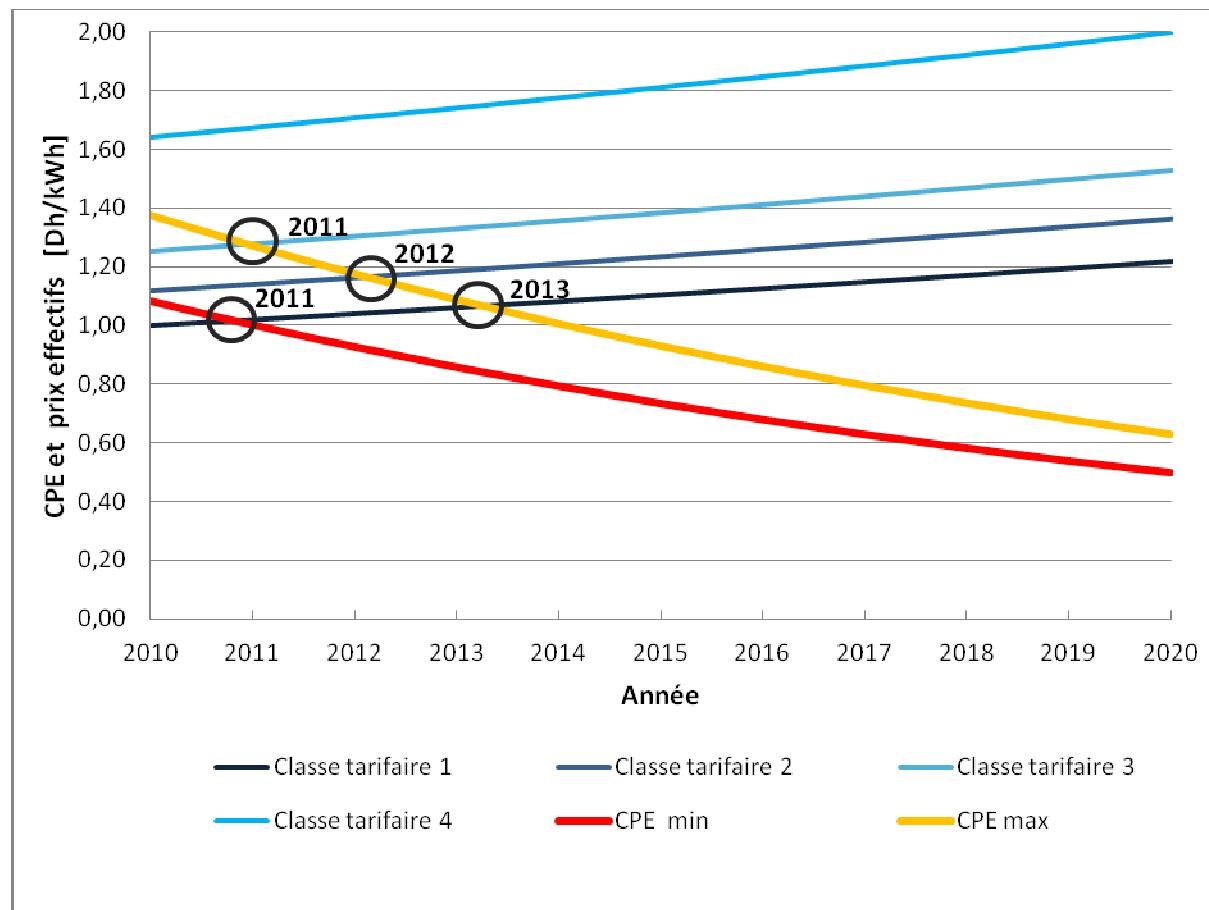
Les illustrations suivantes sur la parité réseau indiquent les coûts de production d'électricité pour le photovoltaïque et leur évolution dans la région de Meknès-Tafilalet. La **courbe rouge, indiquant les minima des coûts de production d'électricité**, présente leur évolution avec un autofinancement total; la **courbe jaune, indiquant les maxima des coûts de production d'électricité**, représente le cas d'un financement extérieur à 80% avec des taux d'intérêt de 8% indexés sur les capitaux propres (20%). La **zone** entre les courbes constitue la marge des coûts de production d'électricité, qui peuvent résulter des **différents modèles de financement** d'une installation PV. (Les exemples de deux autres modèles de financement et des coûts actuels de production d'électricité qui en résultent pour des applications photovoltaïques connectées au réseau sont disponibles en ANNEXE 1).

6.5.1 PARITE RESEAU DES DIFFERENTES CLASSES TARIFAIRES DANS LE SECTEUR RESIDENTIEL

Atteindre la parité réseau dans le secteur résidentiel, outre les différences selon les modèles de financement, dépend très fortement de la quantité d'électricité consommée mensuellement et de la classe tarifaire correspondante (voir Chapitre 4.2.2.2). La parité réseau est marquée dans les illustrations suivantes par des cercles noirs aux points de jonction entre les coûts de production d'électricité et les prix effectifs d'achat de l'électricité.

¹²² Selon une conversation téléphonique avec la RADEM, la part des clients dans le secteur des ménages est d'au moins 70%. La consommation moyenne des ménages est de 150 kWh environ.

Figure 43: Parité réseau des différentes classes tarifaires (CT) dans le secteur résidentiel [M-T]



Dans la région de Meknès-Taïilalet, les ménages appartiennent en moyenne à la **classe tarifaire 1** avec une consommation mensuelle inférieure à 100 kWh. Cette classe tarifaire atteint la parité réseau selon le modèle d'un financement propre à 100% en 2011. Pour les coûts de production d'électricité maxima, avec un modèle de financement de capitaux extérieurs à 80% et de taux d'intérêt à 8% sur les capitaux propres, la classe tarifaire 1 atteint la parité réseau en 2013.

Cependant, tous les ménages ne se situent pas dans une classe de consommation correspondant à une consommation mensuelle inférieure à 100 kWh. Surtout en milieu urbain, les chiffres de consommation sont plus élevés. On constate que les ménages dont la consommation se situe au dessus de la moyenne régionale (**classes tarifaires 2 à 4**) ont déjà atteint la **parité réseau** selon le scénario minimal d'un **financement autonome total**.

Si l'on considère les **coûts maxima de production d'électricité**, les classes tarifaires se différencient: ainsi, la **classe tarifaire 2**, avec une consommation mensuelle allant jusqu'à 200 kWh, atteint la parité réseau en **2012**; la **classe tarifaire 3**, avec une consommation mensuelle entre 200 et 500 kWh, suit en **2011**. La **classe tarifaire 4**, avec la consommation mensuelle la plus élevée, a **atteint la parité réseau** après **tous les autres modèles de financement**.

Figure 44 à Figure 46 représentent les tarifs et/ou les prix effectifs d'achat de l'électricité et les coûts de production d'électricité photovoltaïque pour les années 2010, 2012 et 2014. Si les prix d'achat de l'électricité atteignent la zone en jaune, la parité réseau est atteinte selon les coûts minimaux de production d'électricité. Plus les prix d'achat de l'électricité se rapprochent des coûts maxima de production d'électricité selon le modèle de financement des 8% de taux d'intérêt sur les capitaux

propres avec une part de 80% de capitaux extérieurs (ligne jaune), plus grandes sont les différentes possibilités de financement. Si les prix d'achat de l'électricité atteignent la ligne jaune maximale ou dépassent la surface en jaune, la parité réseau est atteinte selon toutes les options de financement. En 2014 (Figure 46), la parité réseau est atteinte dans tous les cas en considérant les prix effectifs d'achat de l'électricité de la région de Meknès-Tafilalet.

Figure 44: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2010 dans le secteur résidentiel [M-T]

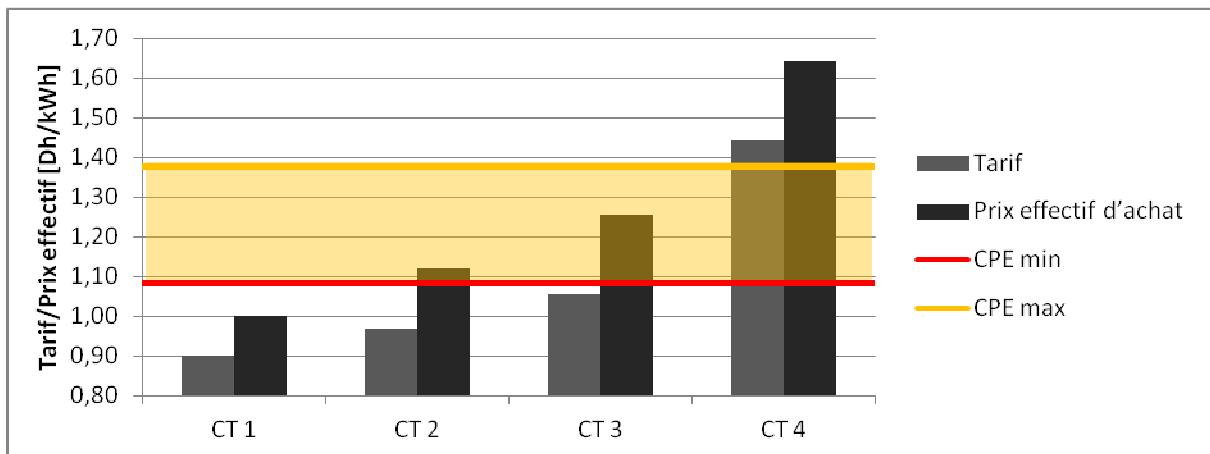


Figure 45: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2012 dans le secteur résidentiel [M-T]

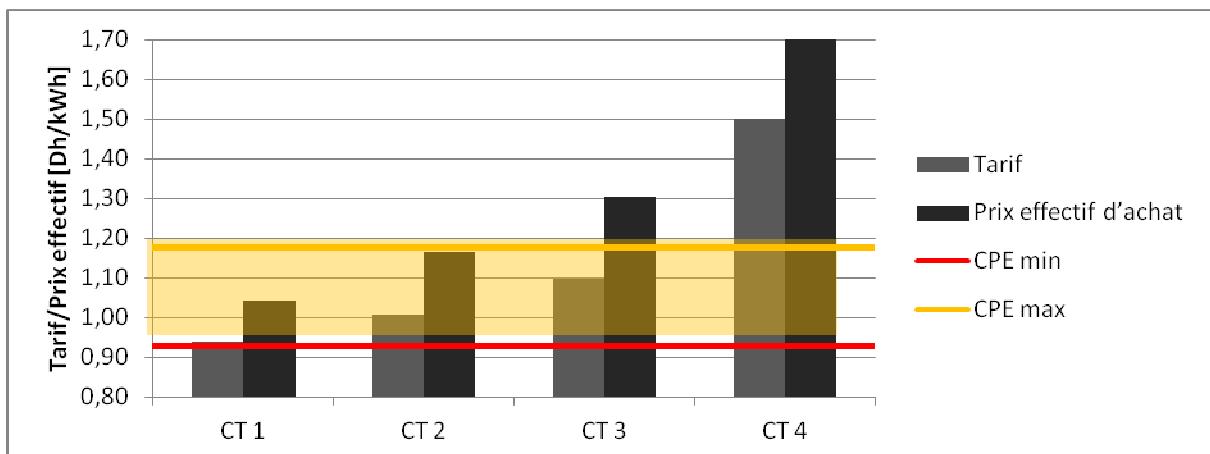
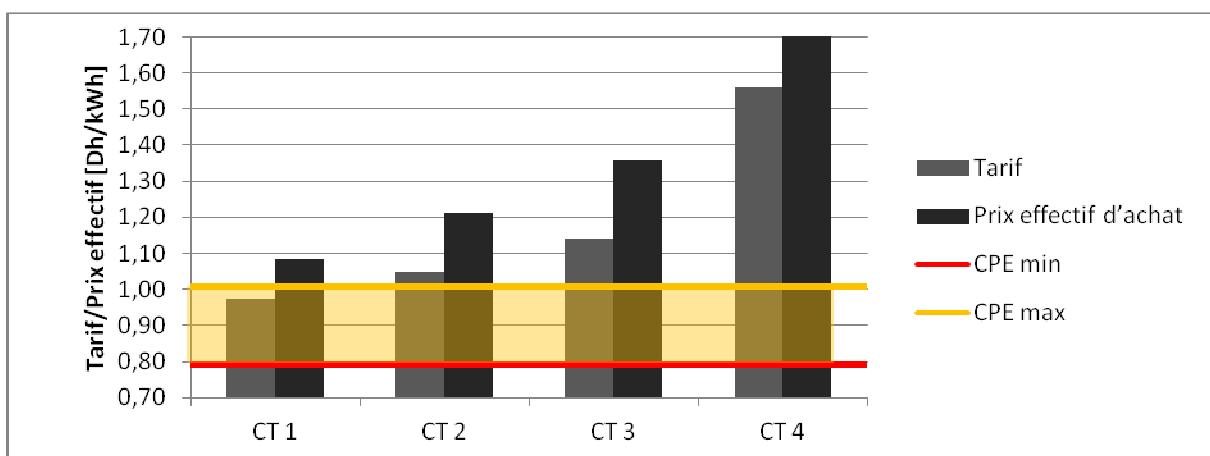


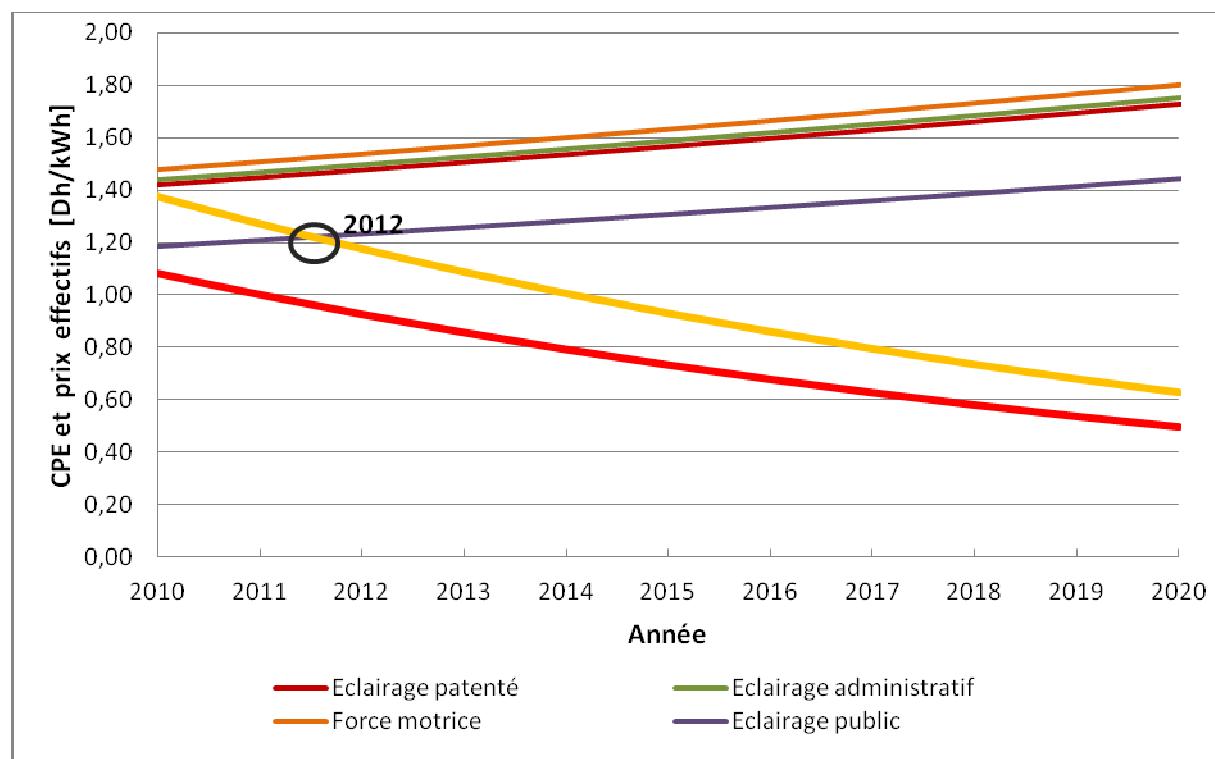
Figure 46: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2014 dans le secteur résidentiel [M-T]



6.5.2 PARITE RESEAU DANS LES SECTEURS DE L'ECLAIRAGE ET DE LA FORCE MOTRICE EN BASSE TENSION

Figure 47 représente les prix effectifs d'achat et les coûts de production d'électricité photovoltaïque dans les secteurs de l'éclairage et de la force motrice en basse tension. La parité réseau, atteinte à leur intersection, est signalée par un cercle noir.

Figure 47: Parité réseau dans les secteurs de l'éclairage et de la force motrice en basse tension [M-T]



Les groupes de tarifs de l'éclairage patenté et administratif, ainsi que de l'industrie et de l'agriculture en basse tension, ont déjà atteint la parité réseau selon tous les modèles de financement.

Pour le secteur de l'éclairage public, selon le modèle d'un financement propre à 100%, la parité réseau est atteinte. Dans le cas des coûts maxima de production d'électricité, selon un financement avec 8% de taux d'intérêt sur les capitaux propres et une part de 80% sur les capitaux extérieurs, la parité réseau est atteinte vers la fin de l'année 2012.

6.5.3 PARITE RESEAU EN MOYENNE TENSION

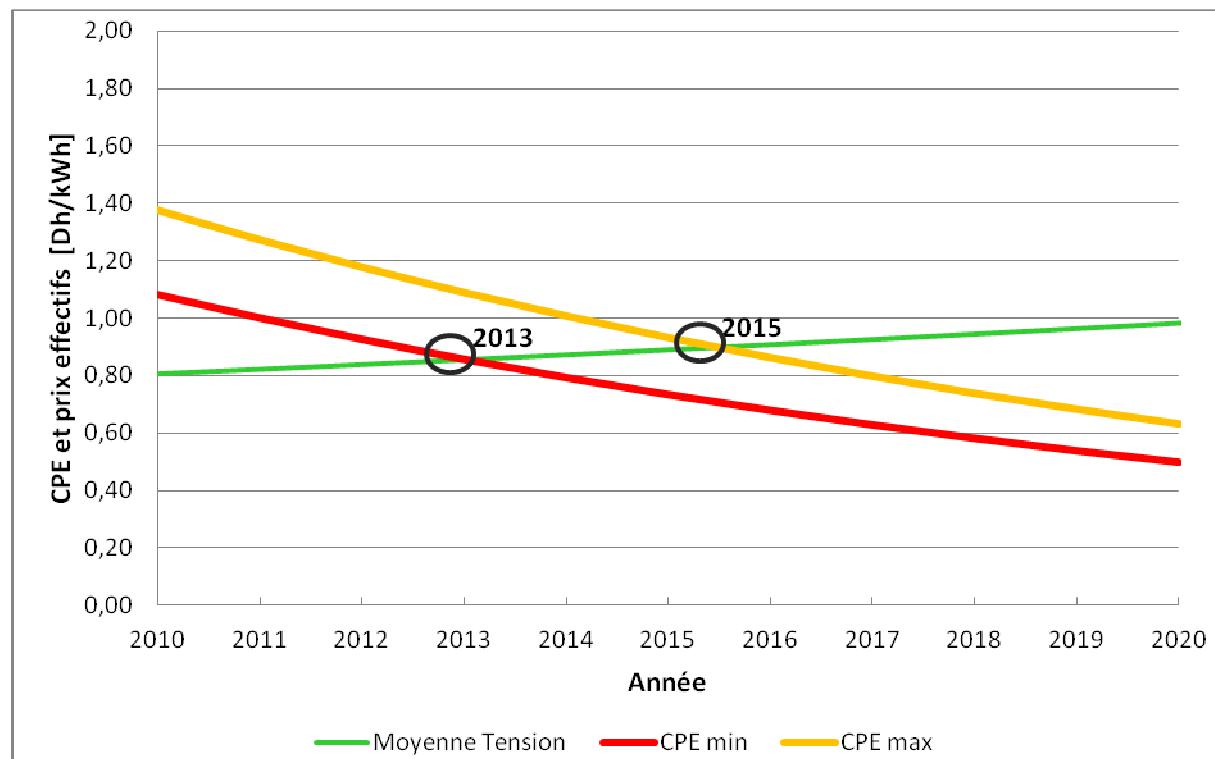
En moyenne tension il n'existe pas de tarification selon les groupes de clients. Le calcul d'un prix de référence réel „moyen“ est difficile pour deux raisons et devrait donc être révisé pour chaque projet.¹²³ Il y a d'une part des prix liés au rendement, qui dépendent de la puissance appelée et entraînent des amendes conséquentes en cas de dépassement. D'autre part, les heures d'utilisation durant la journée sont différencierées, raison pour laquelle, du fait de la production d'électricité

¹²³ Voir à ce sujet: Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko (Mémoire de fin d'études: „Considérations techniques et économiques sur le développement du photovoltaïque au Maroc“).

photovoltaïque durant la journée, on se base sur le tarif journalier en moyenne tension pour déterminer la parité réseau.

Le seuil d'atteinte de la parité réseau en **moyenne tension** dans la région de Meknès-Tafilalet se situe entre **2013** et **2015** selon le modèle de financement – et plus tôt encore en calculant au cas par cas.

Figure 48: Parité réseau en moyenne tension [M-T]

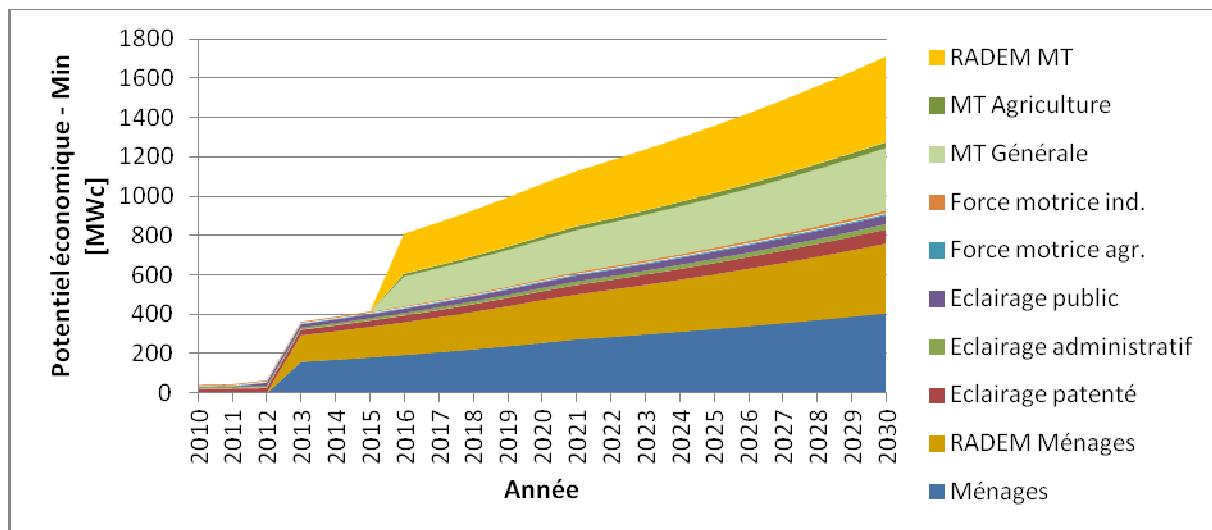


6.5.4 POTENTIEL ECONOMIQUE DES APPLICATIONS CONNECTÉES AU RESEAU DANS LA REGION DE MEKNES-TAFILALET

Comme déjà évoqué au Chapitre 4, le potentiel économique est évalué par la couverture des besoins selon la puissance nécessaire grâce au photovoltaïque une fois atteinte la parité réseau. La présente étude envisage un potentiel économique „minimal“ et „maximal“ pour des installations connectées au réseau.

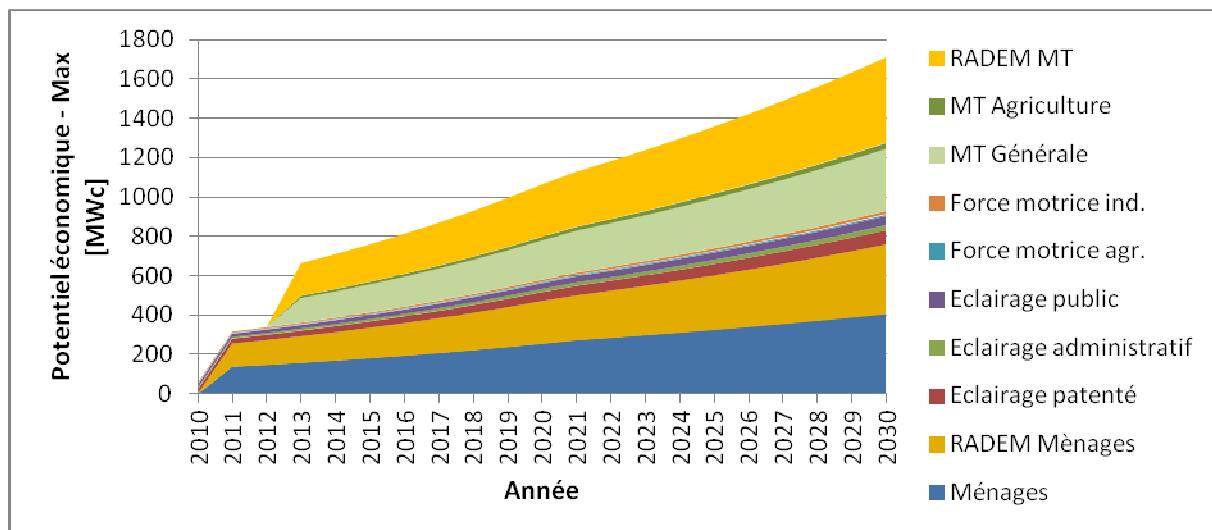
Le potentiel économique „minimal“ d’installations connectées au réseau se base sur les coûts de production d’électricité et leur évolution, liés au modèle de financement avec des taux d’intérêt sur les capitaux propres et une part de 80% de capitaux extérieurs. Figure 49 représente le potentiel économique „minimal“ d’installations connectées au réseau dans le domaine de la moyenne et basse tension pour la région de Meknès-Tafilalet. Il est à noter que les secteurs qui ont déjà atteint la parité réseau ne présentent qu’un potentiel „réduit et minimal“ du fait de leurs besoins limités. Le potentiel économique „minimal“ devient significatif une fois atteinte la parité réseau des ménages à partir de 2013 et de la moyenne tension à partir de 2015. Ce potentiel se développe, de 39 MW_c en 2010 à 360 MW_c en 2013, 412 MW_c en 2015, pour atteindre à la fin de la période considérée, soit 2030, 1.707 MW_c.

Figure 49: Potentiel économique „minimal“ d'installations connectées au réseau [M-T]



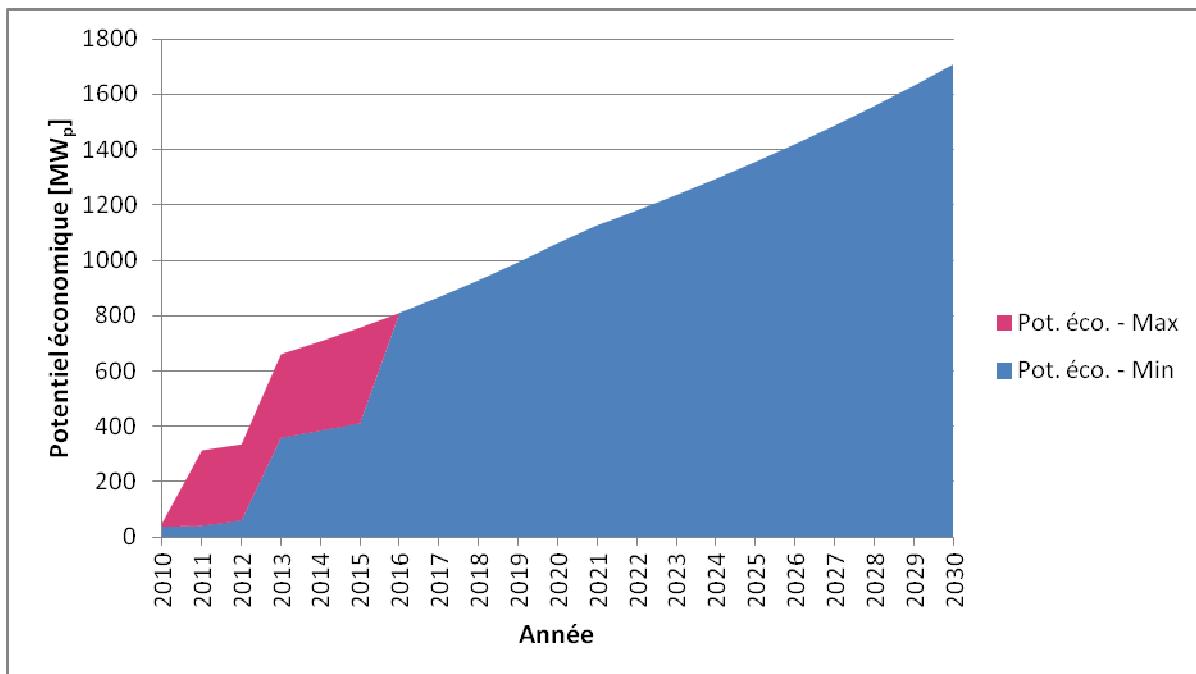
Le potentiel économique „maximal“ d'installations connectées au réseau se base sur la détermination de la parité réseau avec les coûts de production d'électricité et leur évolution future, compte tenu d'un financement propre à 100%. Le potentiel économique „maximal“ d'installations connectées au réseau dans le domaine de la basse et moyenne tension affiche déjà 336 MW_c en 2012. En 2013 il est de 661 MW_c, en 2015 à 757 MW_c, pour atteindre ainsi en 2030 1.707 MW_c.

Figure 50: Potentiel économique „maximal“ d’installations connectées au réseau [M-T]



En comparant les potentiels économiques „minimal“ et „maximal“, on ne constate de différences que pour la période jusqu'en 2015. A partir de 2015, tous les secteurs ont atteint la parité réseau et les potentiels concordent (voir Figure 51: Comparaison entre les potentiels économiques « minimal » et maximal (M-T))

Figure 51: Comparaison entre les potentiels économiques „minimal“ et „maximal“ [M-T]



Ce constat illustre **comment, par un programme promotionnel adapté, le développement du photovoltaïque au Maroc peut être accéléré dans les prochaines années.**¹²⁴ Un programme promotionnel – par exemple par des subventions à l'investissement ou des conditions de crédit favorables – a pour conséquence une baisse des coûts de production de l'électricité. Ainsi – selon la forme de financement choisie – notamment d'ici à 2015, on peut influencer la mise en valeur du potentiel économique.

¹²⁴ Les possibilités offertes par un programme promotionnel sont traitées dans le mémoire de fin d'études Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko (Mémoire de fin d'études: „Considérations techniques et économiques sur le développement du photovoltaïque au Maroc“). Une autre étude, de IDE-E : “ La marge de manœuvre et les opportunités des acteurs locaux (notamment des autorités régionales, provinciales et communales) relatives à la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique au Maroc », se penche également sur la question du champ d'action des acteurs régionaux à locaux.

7 POTENTIELS DE LA REGION DE L'ORIENTAL

La région de l'Oriental est la deuxième du Maroc en termes de superficie, avec 11,6% de la surface nationale et une surface de 82.820 km². Au Nord, la région de l'Oriental est limitée par la mer Méditerranée, à l'Est par la frontière avec l'Algérie, au Sud par la région de Meknès-Tafilalet, et à l'Ouest elle jouxte les provinces d'Al Hoceima, Taza, Boulmane et Meknès-Tafilalet. La région se subdivise en une province ou une préfecture avec pour capitale Oujda et cinq provinces (Jerada, Berkane, Taourirt, Figuig et Nador).

Dans la classification de la Direction de la Météorologie Nationale¹²⁵, la région de l'Oriental englobe trois zones climatiques. Au Nord, on trouve un climat d'influence méditerranéenne, qui se transforme vers le Sud en un climat aride à désertique. Les précipitations diminuent du Nord, avec 400 mm, vers le Sud, où elles ne dépassent plus 100 mm par an.¹²⁶

En 2008, la région de l'Oriental comptait 1.967 Mio. d'habitants avec un taux d'urbanisation de 64,3%.¹²⁷ La population est jeune. 49,9% ont moins de 25 ans. La densité de population est de 23 habitants/km².¹²⁸ Le taux de chômage, de 20%, est très élevé en comparaison avec la moyenne nationale (9,6%).¹²⁹

En 2007, le PIB par habitant s'élevait à 16.214 Dirham, ce qui place la région en 11^{ème} place sur 16. Les données annuelles de dépenses de consommation par personne s'élèvent à 11.570 Dirham pour la même année. La région de l'Oriental contribue à 5,1% du PIB national. Les trois principales contributions de la région au PIB en 2007 concernaient l'agriculture avec 13,5%, le secteur immobilier avec 12,9% et l'industrie extractive et de transformation avec 12,1%.¹³⁰

La vision de la région de l'Oriental est de devenir un „pôle d'excellence“ en termes d'investissements et de création d'emplois. Le programme „MedEst“ est un programme de développement industriel, dont les points d'orgue sont le domaine de l'agriculture dans la province de Berkane (Boughriba-Park), le domaine de l'offshoring (ex.: call centers) et de la logistique à Oujda, de même que l'élargissement du port de Nador.¹³¹ Le parc technologique d'Oujda constitue un autre projet phare du programme „MedEst“, avec pour piliers les techniques de l'environnement, le commerce, les services et la formation. Dans le domaine des techniques de l'environnement, le Kyoto-Park (Clean Tech) est particulièrement intéressant – un cluster qui englobe l'industrie et les fournisseurs, la recherche, la formation et la logistique dans le domaine des énergies régénératives et de l'efficacité énergétique, ainsi que d'autres „technologies propres“¹³².

¹²⁵ Direction de la Météorologie Nationale.

¹²⁶ (Agence de l'Oriental, 2010).

¹²⁷ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010e).

¹²⁸ (Chambre de Commerce d'Industrie et de Services d'Oujda, 2007, p. 11).

¹²⁹ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010e).

¹³⁰ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010a).

¹³¹ (Chambre de Commerce d'Industrie et de Services d'Oujda, 2007, p. 22 et suiv.)

¹³² (Bouatia, 17.10.2009).

Pour la région de l'Oriental, le logiciel RETScreen met à disposition des données climatiques sur Oujda, Nador et Figuig. En raison du manque de données pour les autres provinces, on se base sur une moyenne de rayonnement pour ces provinces, afin de déterminer le rendement moyen d'une installation photovoltaïque pour la région de l'Oriental.

Tableau 11: Valeurs de rayonnement sur une surface inclinée (30°) dans la région de l'Oriental selon RETScreen

	[kWh/(m ² *an)]
Nador	2.158
Oujda	1.968
Figuig	2.119
Moyenne : Oriental	2.082

Le rayonnement moyen sur une surface inclinée à 30° est de $2.082 \text{ kWh}/(\text{m}^2*\text{an})$. Le rendement moyen d'une installation photovoltaïque selon un taux de performance de 0,8 dans la région de l'Oriental est donc de $1.666 \text{ kWh}/(\text{kW}_c*\text{an})$.

7.1 POTENTIEL THEORIQUE DE LA REGION DE L'ORIENTAL

Le potentiel théorique pour l'ensemble du territoire marocain s'élève pour le photovoltaïque à 37.450 TWh/an, et à 40.700 TWh/an pour le CSP (Étude de la GTZ)¹³³ – cela correspond à plus de mille fois la consommation actuelle, qui est d'environ 25 TWh.¹³⁴ Si l'on commence par un calcul approximatif du **potentiel théorique** régional sur la base de la surface de la région de l'Oriental par rapport à la surface nationale, on obtient un potentiel théorique régional pour le photovoltaïque de 4.363 TWh/an. La comparaison entre le potentiel théorique et les besoins en électricité de la région en moyenne et basse tension en 2010¹³⁵ permet d'obtenir un facteur 2.312 – la région peut donc s'auto-suffire mille fois en énergie solaire. Sur le plan technique, peu importe si l'électricité produite est d'origine photovoltaïque ou CSP – mais économiquement, la différence est conséquente.

7.2 POTENTIEL TECHNIQUE DES APPLICATIONS ISOLEES

Pour la détermination du **potentiel technique des applications isolées**, afin d'évaluer l'ensemble des foyers non électrifiés de la région de l'Oriental, on s'est basé – en raison du manque de données – sur la proportion d'électrification à l'échelle nationale, s'élevant à 96,5% en 2009. La région comptait 409.800 foyers en 2009.¹³⁶ Les 3,5 % restants correspondent à 14.344 foyers non électrifiés.

Par l'approche selon laquelle repose l'électrification selon le programme **PERG-Solar** (voir Chapitre 4.1.1), on obtient un potentiel technique de 1.076 kW_c pour les applications isolées. Selon l'approche

¹³³ Pour le calcul du potentiel théorique pour le photovoltaïque et le CSP, l'étude de la GTZ utilise la même surface disponible pour des applications solaires. Elle ne répartit donc pas la surface selon les technologies, mais calcule pour chaque technologie un potentiel théorique maximal. Au vu de l'immense potentiel théorique, il ne se pose cependant aucun problème de concurrence entre les deux technologies.

¹³⁴ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010, p. 9).

¹³⁵ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010d).

¹³⁶ Les estimations sur l'évolution des ménages à l'échelle nationale se basent sur l'étude: „Projections de la Population et des Ménages 2004-2030“ du HCP. Comme nous ne disposons pas au niveau régional de projections sur le nombre de ménages, le facteur de croissance national de la projection du HCP est appliqué aux données actuelles sur les ménages à l'échelle régionale. Les chiffres régionaux sont tirés de l'étude: „Recensement général de la Population et de l'Habitat 2004“ du HCP.¹³⁶

de la garantie d'un certain **niveau de vie**¹³⁷, on obtient selon RETScreen une demande en électricité de 471 kWh par an. La couverture des besoins d'un ménage dans la région de l'Oriental nécessite une installation photovoltaïque de 0,29 kW_c. Le potentiel technique pour des applications isolées par l'approche selon le „niveau de vie“ s'élève donc dans la région de l'Oriental à 4.132 kW_c.

7.3 POTENTIEL ECONOMIQUE DES APPLICATIONS ISOLEES

Selon les données de l'ONE, la région de l'Oriental compte encore 9.541 ménages non électrifiés qui ont été répertoriés pour un équipement en kits photovoltaïques dans le cadre du programme PERG.¹³⁸

Tableau 12: Ménages éloignés du réseau dans la région de l'Oriental

Province	Electrification prévue (convention): nombre de ménages	Réalisations	Taux de réalisation	Nombre de ménages non encore électrifiés
Jerada	1.000	563	56%	437
Taourirt	3.000	409	14%	2.591
Bouarfa	1.000	359	36%	641
Oujda	1.000	84	8%	916
Berkane	1.000	44	4%	956
Nador	4.000	0	0%	4.000
Total	11.000	1.459	13%	9.541

Selon l'approche „PERG“, un **potentiel économique d'applications isolées** de 716 kW_c est évalué pour la région de l'Oriental pour l'année 2010. Pour le potentiel économique des applications isolées, selon l'approche du „niveau de vie“, l'évaluation est de 2.748 kW_c.

7.4 POTENTIEL TECHNIQUE DES INSTALLATIONS CONNECTEES AU RESEAU

Dans la région de l'Oriental, le potentiel théorique de production d'électricité sur la base de technologies solaires dépasse d'un facteur 2.132 la consommation. Ceci induit, comme nous l'avons déjà exposé au Chapitre 4, une logique d'approche selon les besoins. Selon cette approche, principalement sur la base de considérations économiques et au regard de la quantité suffisante d'espace de toitures dans le secteur résidentiel, vu la part importante de ce secteur (72%) dans les besoins en basse tension, le potentiel proche de la consommation est examiné plus précisément pour la détermination du potentiel technique.

Le **potentiel technique du photovoltaïque reliée au réseau** pour la couverture des besoins en électricité en moyenne et basse tension dans la région de l'Oriental est calculé selon la formule suivante:

$$\text{Consommation d'électricité [MWh] / 1.666 MWh/MW}_c = P_{PV} \text{-Puissance [MW}_c]$$

Pour fournir l'**ensemble des besoins en électricité en basse et moyenne tension** en 2010 (voir Chapitre 5.5) à partir du photovoltaïque, il faut une puissance photovoltaïque de 575 MW_c. Selon l'hypothèse d'une augmentation des besoins en électricité de 7% jusqu'en 2020 et de 4,5% jusqu'en

¹³⁷ 4 lampes à incandescence, 1 téléviseur et 1 réfrigérateur - voir Chapitre 4.1.1.

¹³⁸ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010b).

2030 (voir Chapitre 5.3), on évalue pour 2030 en moyenne et basse tension des besoins en électricité de 2.939 GWh. Pour la couverture des besoins, une capacité photovoltaïque de 1.797 MW_c serait indispensable. Dans la logique de l'approche selon les besoins, le potentiel **technique** des installations photovoltaïques connectées au réseau se développe en proportion avec l'augmentation des besoins en électricité, de 575 MW_c en 2010 pour atteindre une puissance de 1.797 MW_c en 2030. Le potentiel technique en **basse tension** était en 2010 de 394,4 MW_c et atteindrait en 2030 1.234 MW_c.

Pour la **moyenne tension**, le potentiel technique augmenterait de 180 MW_c à 563,1 MW_c entre 2010 et 2030. Figure 52 illustre l'évolution du potentiel de chaque catégorie de clients et de consommateurs jusqu'en 2030, et Tableau 13 indique le potentiel global et les potentiels en basse et moyenne tension des ménages pour les années 2010, 2020 et 2030 en chiffres.

Il est significatif que les ménages constituent une part de 72% des besoins en basse tension (voir Chapitre 5.5), pour lesquels, après examen de la disponibilité des surfaces dans le domaine domestique (voir Chapitre 4.2.1.2), il n'y a pratiquement aucune limitation. La seule restriction est observée dans le domaine des immeubles à partir de 2028. En 2030, la surface de toiture disponible ne peut plus couvrir que 90% des besoins en électricité selon l'état actuel de la technique et en fonction des approches énoncées. Si l'on part du principe que les approches énoncées constituent des valeurs modifiables (il y aurait par ex. la possibilité d'augmenter la surface de toiture utile pour le photovoltaïque à 50% de la surface de toiture), et en tenant compte en outre du fait que la part des ménages qui habitent dans des immeubles résidentiels à plusieurs étages est relativement faible (en 2004, cette part était de 2,6% dans la région de l'Oriental), aucun problème sérieux ne se pose en fait de surface de toiture disponible pour la couverture des besoins en électricité photovoltaïque proches des consommateurs.

Figure 52: Potentiel technique des installations connectées au réseau

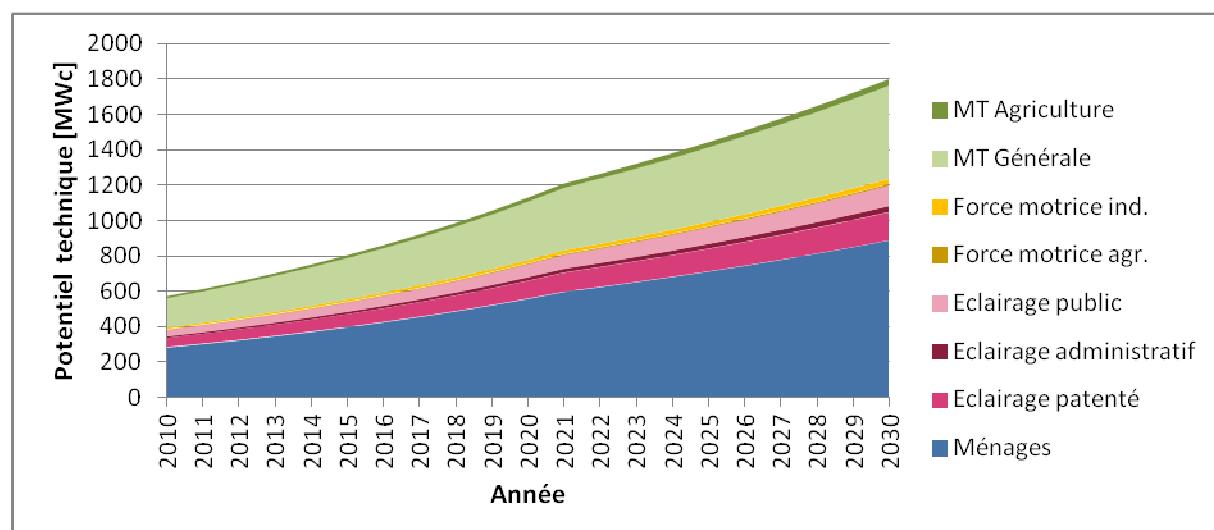


Tableau 13: Potentiel technique des installations connectées au réseau dans le domaine de la moyenne et basse tension [O]

	Clients BT [MW _c]	Dont Ménages [MW _c]	Clients MT [MW _c]	Total [MW _c]
2010	394	284	180	575
2020	776	559	354	1.130
2030	1.234	889	563	1.797

7.5 POTENTIEL ECONOMIQUE DES INSTALLATIONS CONNECTEES AU RESEAU

Le calcul du potentiel économique des installations PV connectées au réseau et proches des consommateurs conditionne la détermination de la parité réseau pour la région de l'Oriental en basse et moyenne tension. Comme déjà décrit au Chapitre 4.2.2, les prix effectifs d'achat et les coûts de production d'électricité photovoltaïque doivent être connus sur la base du rayonnement régional. Cette évaluation est réalisée pour 2010, mais aussi, selon un scénario aussi proche que possible de la réalité, jusqu'en 2030.

Prix effectifs d'achat de l'électricité dans la région de l'Oriental

La détermination des caractéristiques de consommation „régionales“ se base sur les chiffres de vente de l'ONE. La consommation moyenne mensuelle par client dans telle classe tarifaire est calculée (voir Colonne 2, Tableau 14) et les prix effectifs d'achat de l'électricité, tels que communiqués au Chapitre 4.2.2.2, sont utilisés (Colonne 3, Tableau 14). Il faut remarquer que la consommation moyenne d'électricité d'un foyer type dans la région de l'Oriental se situe en dessous de 100 kWh et demeure donc dans la classe tarifaire la plus basse.

Tableau 14: Consommation moyenne mensuelle d'électricité par client et prix effectifs d'achat de l'électricité correspondants [O]

Catégories BT	Consommation mensuelle par client [kWh]	Prix effectifs d'achat de l'électricité [Dh/kWh]
Ménages	92	1,00
Eclairage patenté	137	1,47
Eclairage administratif	429	1,44
Eclairage public	1966	1,18
Agriculture BT	185	1,43
Industrie BT	290	1,48

Coûts de production d'électricité photovoltaïque dans la région de l'Oriental

Les coûts régionaux de production d'électricité sont calculés selon les approches énoncées aux Chapitres 4.2.2.5 et 4.2.2.6. Pour la région de l'Oriental, en 2010, selon un modèle de financement propre à 100%, ils se situent autour de 1,17 Dh/kWh, et, dans le cas d'un financement 20/80 avec des taux d'intérêt sur les capitaux propres et les capitaux extérieurs, autour de 1,49 Dh/kWh. En 2020, selon le modèle de financement choisi, ils se situeront entre 0,54 et 0,68 Dh/kWh (voir Chapitre 4.2.2.6).

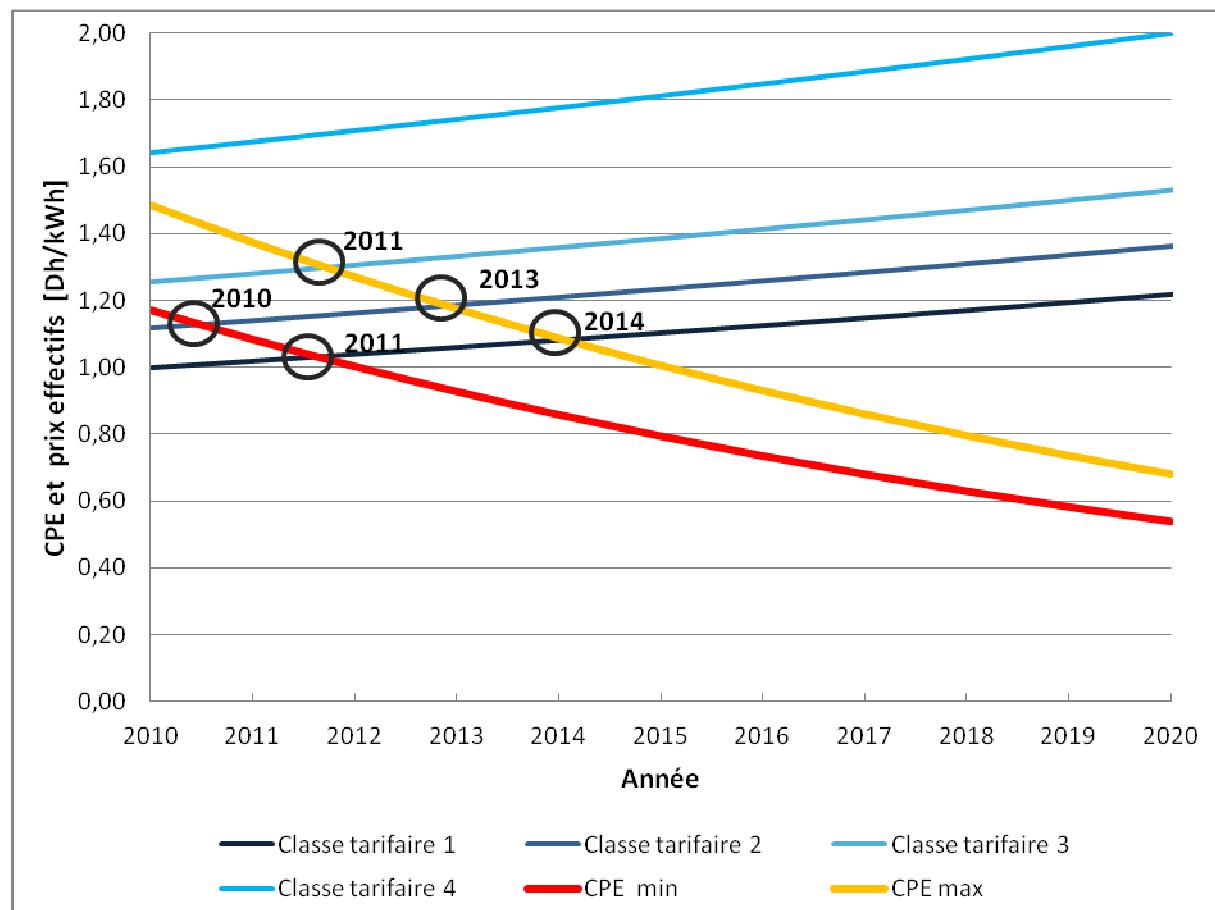
Les illustrations suivantes sur la parité réseau indiquent les coûts de production d'électricité pour le photovoltaïque et leur évolution dans la région de l'Oriental. La **courbe rouge, indiquant les minima des coûts de production d'électricité**, présente leur évolution sans aucun financement extérieur; la **courbe jaune, indiquant les maxima des coûts de production d'électricité**, représente le cas d'un

financement extérieur à 80% avec des taux d'intérêt de 8% sur les capitaux propres (20%). La **zone** entre les courbes constitue la marge des coûts de production d'électricité, qui peut résulter des **différents modèles de financement** d'une installation PV. (Les exemples de deux autres modèles de financement et les coûts actuels de production d'électricité qui en résultent pour des applications photovoltaïques connectées au réseau sont disponibles en Annexe 2.).

7.5.1 PARITE RESEAU DES DIFFERENTES CLASSES TARIFAIRES DANS LE SECTEUR RESIDENTIEL

Atteindre la parité réseau dans le secteur résidentiel, outre les différences selon les modèles de financement, dépend très fortement de la quantité d'électricité consommée mensuellement et de la classe tarifaire correspondante (voir Chapitre 4.2.2.2). La parité réseau est marquée dans les illustrations suivantes par des cercles noirs aux points de jonction entre les coûts de production et les prix effectifs d'achat de l'électricité.

Figure 53: Parité réseau des différentes classes tarifaires dans le secteur résidentiel [O]



Dans la région de l'Oriental, les ménages appartiennent en moyenne à la **classe tarifaire 1** avec une consommation mensuelle inférieure à 100 kWh. Cette classe tarifaire atteint la parité réseau selon le modèle d'un financement propre à 100% en 2012. Pour les coûts de production d'électricité maxima, avec un modèle de financement de capitaux extérieurs à 80% et de taux d'intérêt à 8% sur les capitaux propres, la classe tarifaire 1 atteint la parité réseau en 2014.

Cependant, tous les ménages ne se situent pas dans une classe de consommation mensuelle inférieure à 100 kWh. Il faut constater que les ménages dont la consommation est supérieure à la

moyenne régionale (**classes tarifaires 2 à 4**) ont déjà atteint la **parité réseau** selon le scénario minimal d'un **financement autonome total**.

Si l'on considère les **coûts maxima de production d'électricité**, les classes tarifaires se différencient: ainsi; la **classe tarifaire 2**, avec une consommation mensuelle allant jusqu'à 200 kWh, atteint la parité réseau en **2013**; la **classe tarifaire 3**, avec une consommation mensuelle entre 200 et 500 kWh, suit en **2011**. La **classe tarifaire 4**, avec la consommation mensuelle la plus élevée, a atteint la **parité réseau** après tous les **autres modèles de financement**.

Figure 54 à Figure 56 représentent les tarifs et les prix effectifs d'achat et les coûts de production d'électricité photovoltaïque pour les années 2010, 2012 et 2014. Si les prix effectifs d'achat de l'électricité atteignent la zone en jaune, la parité réseau est atteinte selon les coûts minima de production d'électricité. Plus les prix d'achat de l'électricité se rapprochent des coûts maxima de production d'électricité selon le modèle de financement des 8% de taux d'intérêt sur les capitaux propres avec une part de 80% de capitaux extérieurs (ligne jaune), plus grandes sont les différentes possibilités de financement. Si les prix d'achat de l'électricité atteignent la ligne jaune maximale ou dépassent la surface en jaune, la parité réseau est atteinte selon toutes les options de financement. En 2014 (Figure 56), la parité réseau est atteinte dans tous les cas en considérant les prix effectifs d'achat de l'électricité.

Figure 54: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2010 dans le secteur résidentiel [O]

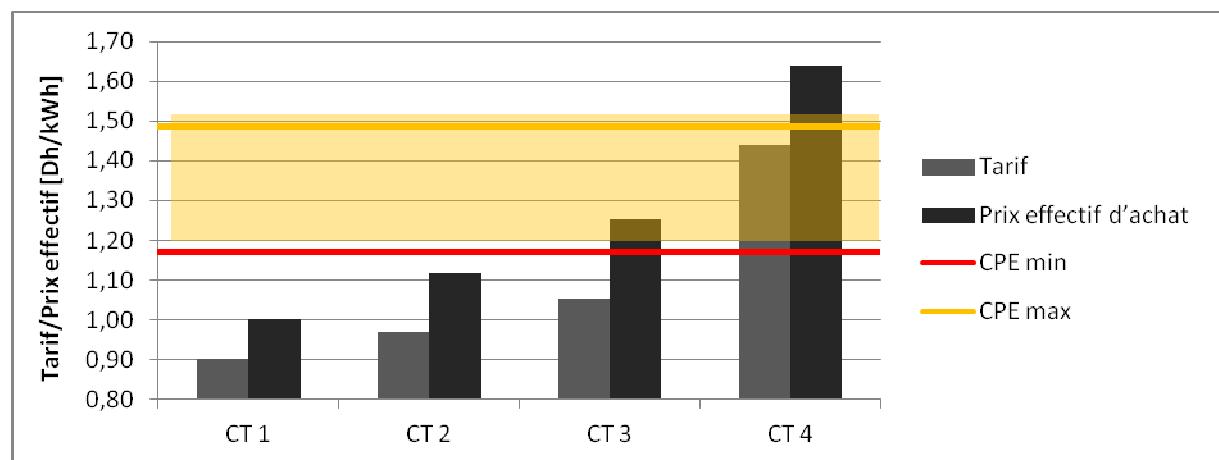


Figure 55: Représentation des tarifs, prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2012 dans le secteur résidentiel [O]

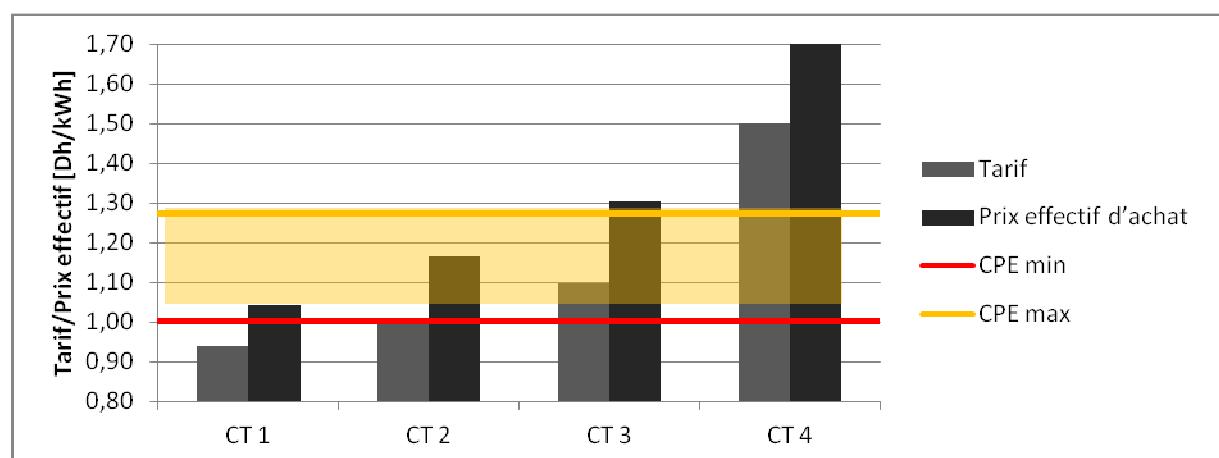
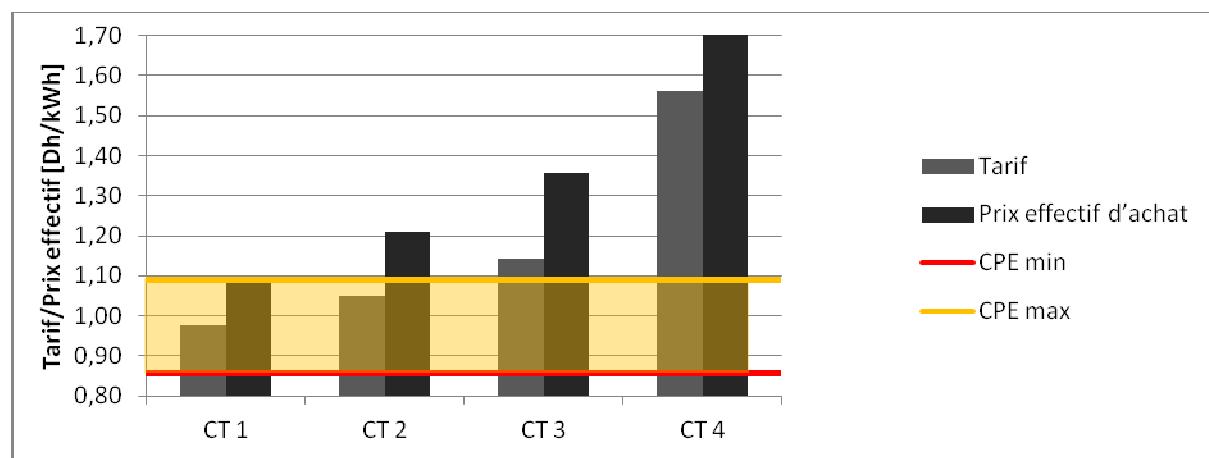


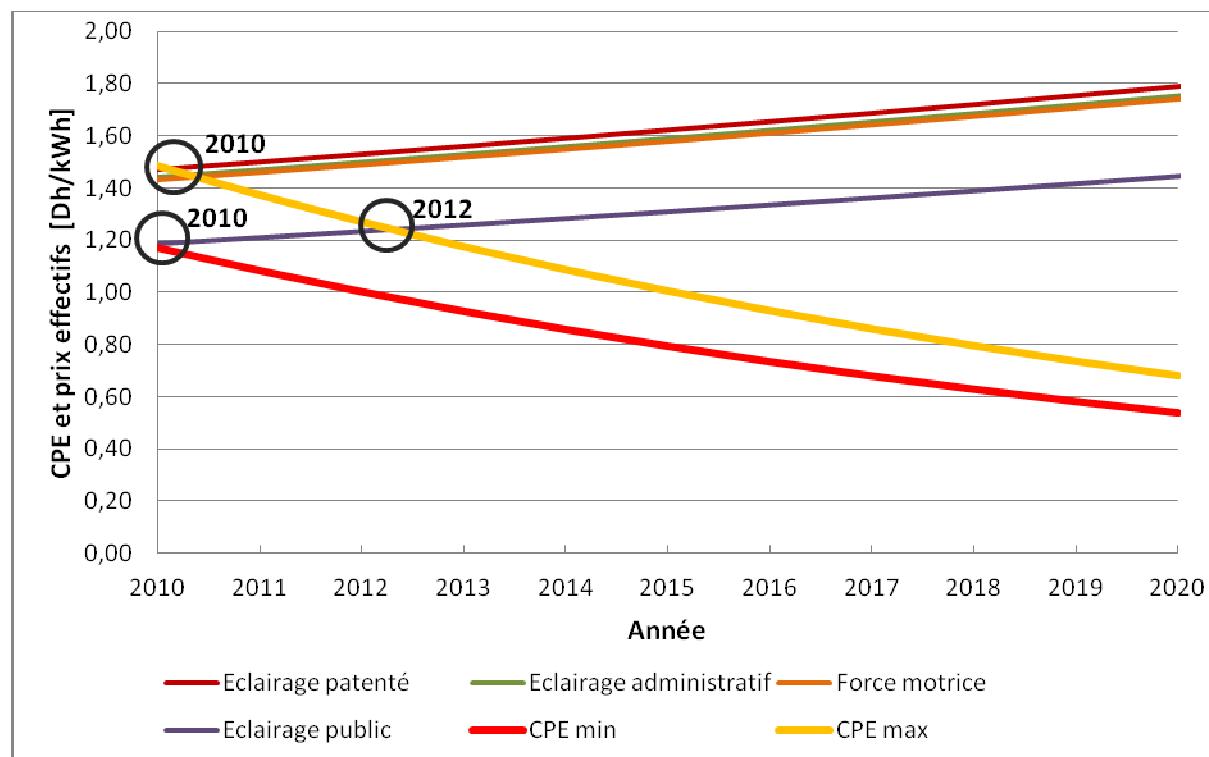
Figure 56: Représentation des tarifs, prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2014 dans le secteur résidentiel [O]



7.5.2 PARITE RESEAU DANS LES SECTEURS DE L'ECLAIRAGE ET DE LA FORCE MOTRICE EN BASSE TENSION

Figure 57 représente les prix effectifs d'achat et les coûts de production d'électricité photovoltaïque dans les secteurs de l'éclairage et de la force motrice en basse tension. La parité réseau, atteinte à leur intersection, est signalée par un cercle noir.

Figure 57: Parité réseau dans les secteurs de l'éclairage et de la force motrice en basse tension [O]



Les groupes de tarifs de l'**éclairage commercial et administratif**, ainsi que de l'**industrie et de l'agriculture en basse tension**, ont déjà atteint la **parité réseau** selon tous les **modèles de financement**.

Pour le secteur de l'**éclairage public**, selon modèle d'un **financement propre à 100%**, la **parité réseau est atteinte**. Dans le cas des **coûts maxima de production d'électricité**, selon un financement avec

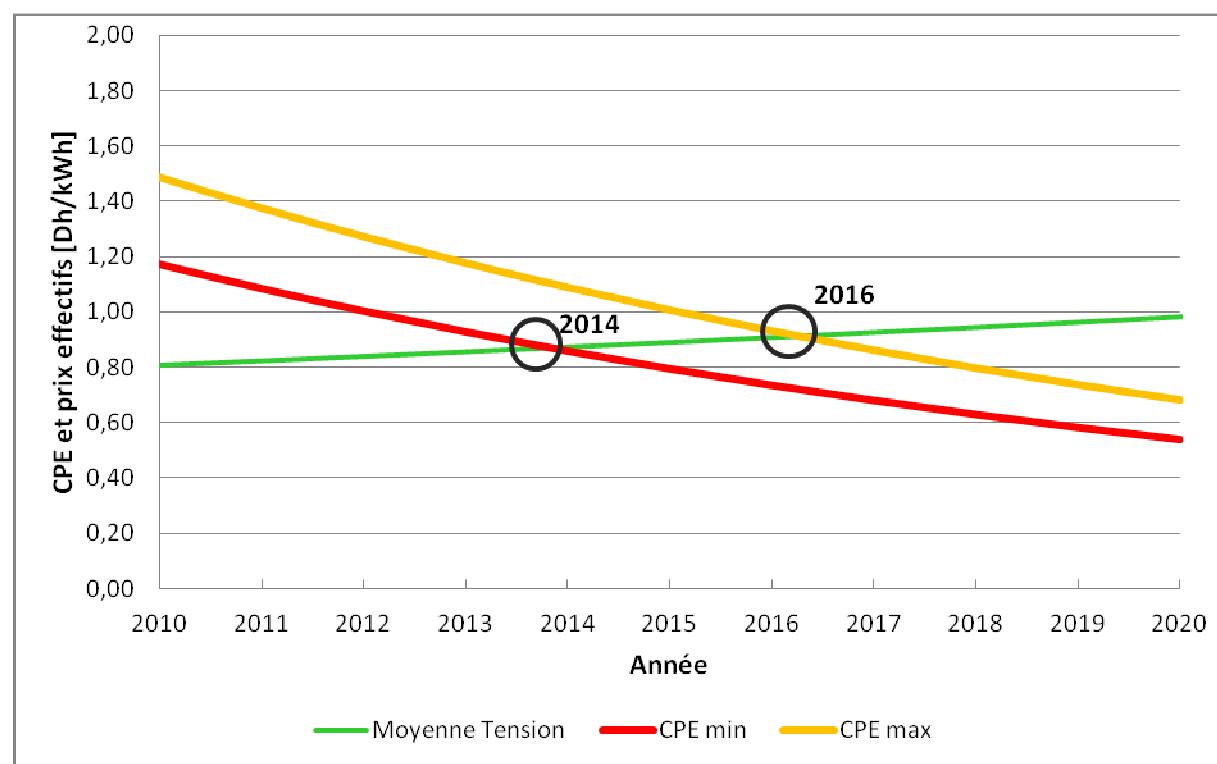
8% de taux d'intérêt sur les capitaux propres et une part de 80% sur le capital extérieur, la parité réseau est atteinte vers la fin de l'année **2012**.

7.5.3 PARITE RESEAU EN MOYENNE TENSION

En moyenne tension, il n'existe pas de tarification selon les groupes de clients. Le calcul d'un prix d'achat réel „moyen“ est difficile pour deux raisons et devrait donc être révisé selon le projet.¹³⁹ Il y a d'une part des prix liés au rendement, qui dépendent de la puissance appelée et entraînent des amendes conséquentes en cas de dépassement. D'autre part, les heures d'utilisation diurne sont différencierées, raison pour laquelle, du fait de la production d'électricité photovoltaïque durant la journée, on se base sur le tarif journalier en moyenne tension pour déterminer la parité réseau.

Le seuil d'atteinte de la parité réseau en **moyenne tension** dans la région de l'Oriental se situe entre **2014** et **2016** selon le modèle de financement.

Figure 58: Parité réseau en moyenne tension [O]



7.5.4 POTENTIEL ECONOMIQUE DES INSTALLATIONS CONNECTEES AU RESEAU DANS LA REGION DE L'ORIENTAL

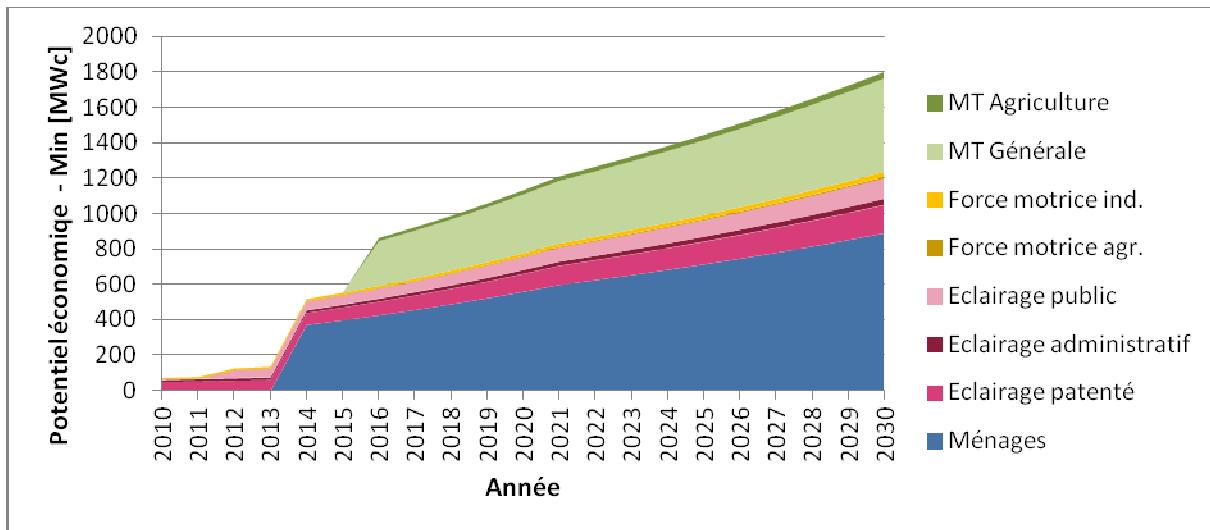
Comme déjà évoqué au Chapitre 4, le potentiel économique est évalué par la couverture des besoins selon la puissance nécessaire grâce au photovoltaïque une fois atteinte la parité réseau. La présente étude envisage un potentiel économique „minimal“ et „maximal“ pour des installations connectées au réseau.

Le potentiel économique „minimal“ d'installations connectées au réseau se base sur des coûts de production d'électricité et leur évolution, liés au modèle de financement avec des taux d'intérêt sur

¹³⁹ Voir à ce sujet: Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko (Mémoire de fin d'études: „Considérations techniques et économiques sur le développement du photovoltaïque au Maroc“).

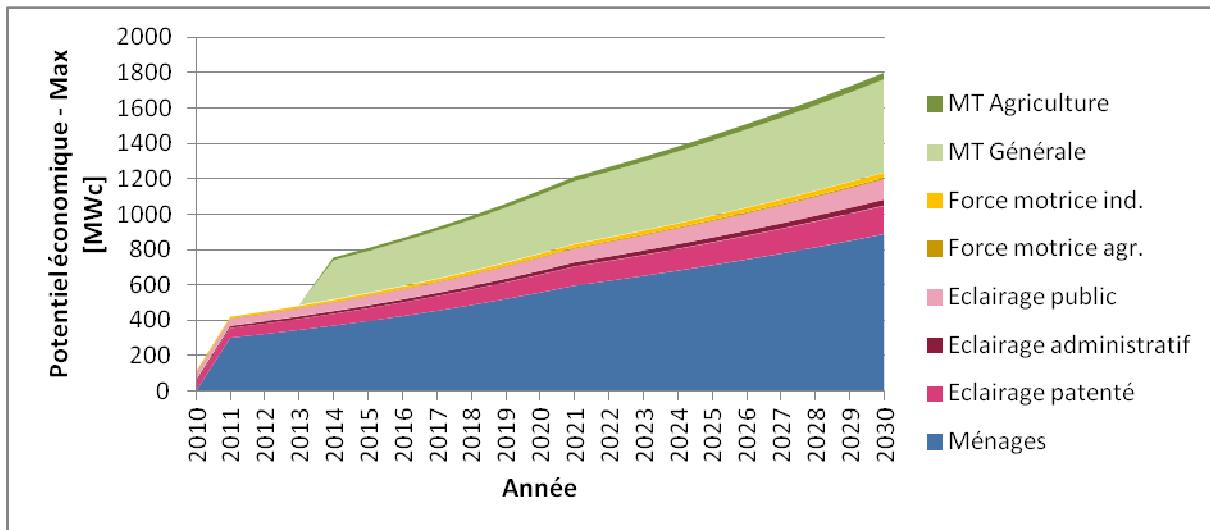
les capitaux propres et une part de 80% de capitaux extérieurs. Figure 59 représente le potentiel économique „minimal“ d’installations connectées au réseau en moyenne et basse tension pour la région de l’Oriental. Il est à noter que les secteurs qui ont déjà atteint la parité réseau ne représentent qu’un potentiel „réduit et minimal“ du fait de leurs besoins réduits. Le potentiel économique „minimal“ devient significatif une fois atteinte la parité réseau des ménages à partir de 2014 et de la moyenne tension à partir de 2016. Ce potentiel se développe, de 73 MW_c en 2010 à 517 MW_c en 2014, 862 MW_c en 2016, pour atteindre à la fin de la période considérée, soit 2030, 1.797 MW_c.

Figure 59: Potentiel économique „minimal“ d’installations connectées au réseau [O]



Le potentiel économique „maximal“ d’installations connectées au réseau se base sur la détermination de la parité réseau avec les coûts de production d’électricité et leur évolution future, compte tenu d’un financement propre à 100%. Le potentiel économique „maximal“ d’installations connectées au réseau dans le domaine de la basse et moyenne tension affiche déjà 422 MW_c en 2012. En 2014 il est de 753 MW_c, en 2016 à 862 MW_c, pour atteindre ainsi en 2030 1.797 MW_c.

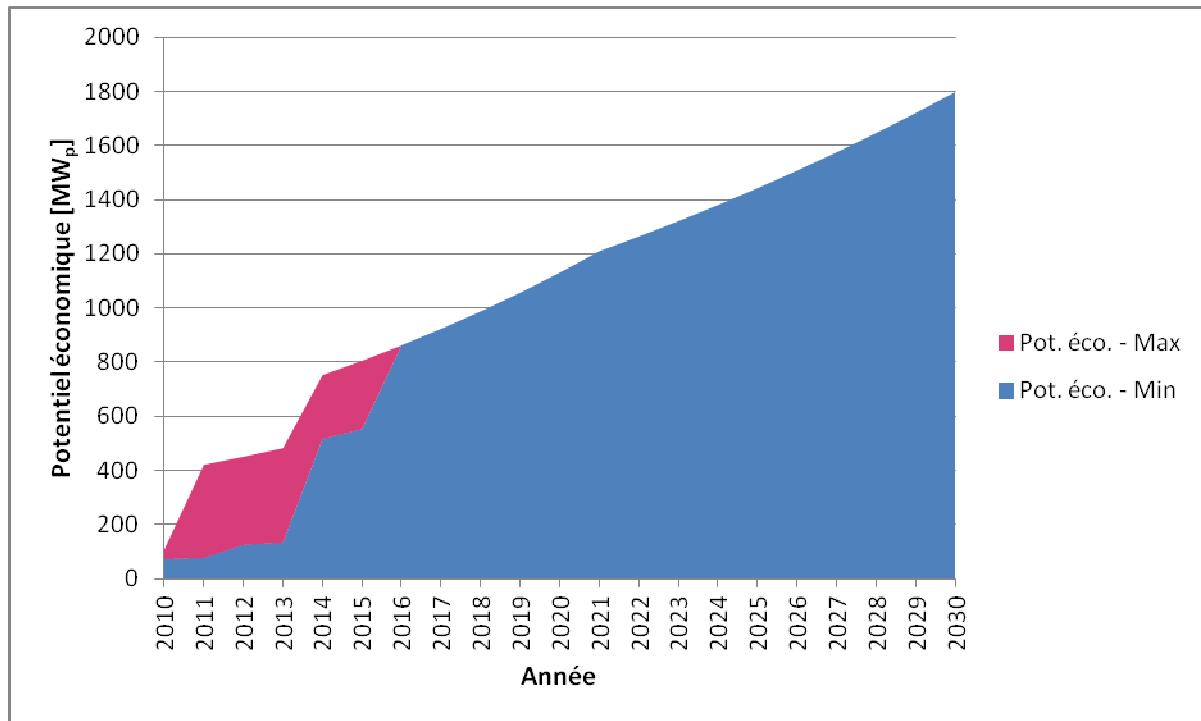
Figure 60: Potentiel économique „maximal“, d’installations connectées au réseau [O]



En comparant les potentiels économiques „minimal“ et „maximal“, on ne constate de différences que pour la période jusqu’en 2016. A partir de 2016, tous les secteurs ont atteint la parité réseau et

les potentiels concordent (voir Figure 61 : Comparaison du potentiel économique « minimal » et « maximal » [O]).

Figure 61: Comparaison du potentiel économique „minimal“ et „maximal“ [O]



Ce constat illustre **comment, par un programme promotionnel adapté, le développement du photovoltaïque au Maroc peut être accéléré dans les prochaines années**.¹⁴⁰ Un programme promotionnel – par exemple par des subventions à l’investissement ou des conditions de crédit favorables – a pour conséquence une baisse des coûts de production de l’électricité. Ainsi - selon la forme de financement choisie – notamment d’ici à 2016, on peut influencer la mise en valeur du potentiel économique.

¹⁴⁰ Les possibilités offertes par un programme promotionnel sont traitées dans le mémoire de fin d’études Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko (Mémoire de fin d’études: „Considérations techniques et économiques sur le développement du photovoltaïque au Maroc“). Une autre étude, de IDE-E : “ La marge de manœuvre et les opportunités des acteurs locaux (notamment des autorités régionales, provinciales et communales) relatives à la promotion des énergies renouvelables et de l’efficacité énergétique au Maroc », se penche également sur la question du champ d’action des acteurs régionaux à locaux.

8 POTENTIELS DE LA REGION DU SOUSS-MASSA-DRAA

La région du Souss-Massa-Drâa, fondée par décret le 16 Juin 1971, couvre une surface de 72.506 km², ce qui représente 10,0% de la surface nationale. Au Nord, la région du Souss-Massa-Drâa est limitée par la région de Marrakech Tensift Al Haouz, à l'Est par celle de Meknès-Tafilalet, au Sud par la région de Guélmim Es-Semara et à l'Ouest elle jouxte l'Atlantique. La région se subdivise en deux préfectures (Agadir Ida Outanane et Inezgane Ait Melloul) et cinq provinces (Chtouka Ait Baha, Tiznit, Taroudant, Ouarzazate et Zagora). La capitale de la région est Agadir.¹⁴¹

En 2008, la région du Souss-Massa-Drâa comptait 3,29 Mio. d'habitants avec un taux d'urbanisation de 43,4%. La population est jeune. 53,3% ont moins de 25 ans. Le taux de chômage est faible en comparaison avec la moyenne nationale (9,6%). Il était en 2008 de 7,1%.¹⁴²

En 2007, le PIB par habitant était de 15.158 Dirham, ce qui place la région en 12^{ème} place sur 16. Les données annuelles de dépense de consommation par personne s'élèvent à 9.731 Dirham. La région du Souss-Massa-Drâa contribue à 8% du PIB national. Les trois principales contributions de la région au PIB ont été enregistrées en 2007 par l'agriculture avec 16,4%, le secteur de l'immobilier avec 11,7% et le commerce avec 10,7%.¹⁴³

Les principaux projets pour l'avenir de la région du Souss-Massa-Drâa sont:

- Le „Technopôle“ d'Agadir, un projet qui conjugue formation universitaire, recherche scientifique et entreprenariat. Avec un volume d'investissement de 100 Mio. Dirham et une surface de 6 ha, l'enjeu est de faire de la place pour 2.500 étudiants et 400 salariés.¹⁴⁴
- La centrale solaire de 500 MW_c en 2015, à proximité d'Ouarzazate, dans le cadre du projet d'énergie solaire de 2.000 MW_c à l'horizon 2020 au Maroc.¹⁴⁵

Le logiciel RETScreen met à disposition des données climatiques pour le calcul du rendement d'un module photovoltaïque pour toutes les provinces de la région du Souss-Massa-Drâa.

Tableau 15 indique la production d'électricité photovoltaïque annuelle dans la région. La province d'Ouarzazate présente la plus haute production avec 1.953 kWh/ (kW_c*an). Pour parvenir à une moyenne régionale, on a effectué un calcul de pondération proportionnellement aux données sur le rayonnement selon la répartition de la population dans les provinces correspondantes.¹⁴⁶

¹⁴¹ (Union Régionale de la CGEM Souss-Massa-Drâa, 2010, p. 5 et suiv.)

¹⁴² (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010e).

¹⁴³ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010a).

¹⁴⁴ (Union Régionale de la CGEM Souss-Massa-Drâa, 2010, p. 55).

¹⁴⁵ (Moroccan Agency for Solar Energy (MASEN), 2010).

¹⁴⁶ Le rayonnement moyen et donc le rendement moyen du photovoltaïque dans la région sont calculés selon la répartition de la population, et non selon les parts de surfaces de la province, du fait de l'approche selon les besoins de cette étude.

Tableau 15: Détermination du rendement moyen du PV pour la région du Souss-Massa-Drâa

	Prod. PV [kWh/ (kW_c*an)]	Nombre d'habitants	Part de chaque province
Agadir/Inezgane	1.849	414.670	13%
Al Massira	1.896	486.048	16%
Ouarzazate	1.953	496.536	16%
Taroudannt	1.858	777.316	25%
Tiznit	1.726	342.244	11%
Zagora	1.943	283.070	9%
Chtouka	1.821	295.101	10%
Total Région	1.868	3.094.985	

Le rayonnement moyen sur une surface inclinée à 30° est de 2.335 kWh/(m²*an). Le rendement moyen d'une installation photovoltaïque avec un taux de performance de 0,8 s'élève donc dans la région du Souss-Massa-Drâa à 1.868 kWh/(kW_c*an).

8.1 POTENTIEL THEORIQUE DE LA REGION DU SOUSS-MASSA-DRAA

Le potentiel théorique pour l'ensemble du territoire marocain s'élève pour le photovoltaïque à 37.450 TWh/an et 40.700 TWh/an pour le CSP (Étude de la GTZ)¹⁴⁷ – c'est plus de mille fois la consommation actuelle, qui est d'environ 25 TWh.¹⁴⁸ Si l'on commence par un calcul approximatif du potentiel théorique régional sur la base de la surface de la région du Souss-Massa-Drâa dans la surface nationale, on obtient un **potentiel théorique** régional pour le photovoltaïque de 4.820 TWh/an. La comparaison entre le potentiel théorique et la consommation d'électricité de la région en moyenne et basse tension, s'élèvant à 1,4 TWh en 2010,¹⁴⁹ on obtient un facteur de 2.695 – la région peut donc s'auto-suffire plus de mille fois en énergie solaire. Sur le plan technique, peu importe si l'électricité produite est d'origine photovoltaïque ou CSP – mais économiquement, la différence est conséquente.

8.2 POTENTIEL TECHNIQUE DES APPLICATIONS ISOLEES

Les données chiffrées sur les ménages non encore électrifiés pour l'évaluation du potentiel technique des applications isolées proviennent de la Direction Générale de l'ONE à Agadir. Selon cette source, il reste encore 10.000 ménages non électrifiés dans la région du Souss-Massa-Drâa.

¹⁴⁷ Pour le calcul du potentiel théorique pour le photovoltaïque et le CSP, l'étude de la GTZ utilise la même surface disponible pour des applications solaires. Elle ne répartit donc pas la surface selon les technologies, mais calcule pour chaque technologie un potentiel théorique maximal. Au vu de l'immense potentiel théorique, il ne se pose cependant aucun problème de concurrence entre les deux technologies.

¹⁴⁸ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010, p. 9).

¹⁴⁹ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010d).

Selon l'approche sur laquelle repose l'électrification selon le programme **PERG-Solar** (voir Chapitre 4.1.1), on obtient un **potentiel technique** de 750 kW_c pour les **applications isolées**. Selon l'approche de la garantie d'un certain **niveau de vie**¹⁵⁰, on obtient selon RETScreen une demande en électricité de 471 kWh par an. La couverture des besoins d'un ménage dans la région du Souss-Massa-Drâa nécessite une installation photovoltaïque de 0,25 kW_c. Le potentiel technique pour des applications isolées selon l'approche du „niveau de vie“ s'élève donc dans la région du Souss-Massa-Drâa à 2.521 kW_c.

8.3 POTENTIEL ECONOMIQUE DES APPLICATIONS ISOLEES

Selon les données de la Direction Générale de l'ONE, la région du Souss-Massa-Drâa compte encore 4.600 ménages non électrifiés qui ont été répertoriés pour un équipement en kits photovoltaïques dans le cadre du programme PERG.¹⁵¹

Selon l'approche „**PERG**“, un **potentiel économique d'applications isolées** de 345 kW_c est évalué pour la région du Souss-Massa-Drâa pour l'année 2010. Pour le potentiel économique des applications isolées, selon l'approche du „**niveau de vie**“, l'évaluation est de 1.160 kW_c.

8.4 POTENTIEL TECHNIQUE DES INSTALLATIONS CONNECTEES AU RESEAU

Dans la région du Souss-Massa-Drâa, le potentiel théorique de production d'électricité sur la base de technologies solaires dépasse d'un facteur 2.695 la consommation. Ceci induit, comme nous l'avons déjà exposé au Chapitre 4, une logique d'approche selon les besoins. Selon cette approche, principalement sur la base de considérations économiques et au regard de la quantité suffisante d'espace de toitures dans le secteur résidentiel, vu la part importante de ce secteur dans les besoins en basse tension (71,5%), le potentiel proche de la consommation est examiné plus précisément pour la détermination du potentiel technique.

Le **potentiel technique du photovoltaïque reliée au réseau** pour la couverture des besoins en électricité dans le domaine de la moyenne et basse tension dans la région du Souss-Massa-Drâa est calculé par la formule suivante:

$$\text{Consommation d'électricité [MWh]} / 1868 \text{ MWh/MW}_c = P_{PV} \text{-Puissance [MW}_c]$$

Pour fournir l'ensemble des **besoins en électricité en basse et moyenne tension** en 2010 (voir Chapitre 5.5) à partir du photovoltaïque, il faut une puissance photovoltaïque de 759 MW_c. Selon l'approche d'une augmentation des besoins en électricité de 7% jusqu'en 2020 et de 4,5% jusqu'en 2030 (voir Chapitre 5.3), on évalue pour 2030 en moyenne et basse tension des besoins en électricité de 4.434 GWh. Pour la couverture des besoins, une capacité photovoltaïque de 2.374 MW_c serait nécessaire. Dans la logique de l'approche selon les besoins, le potentiel **technique** des installations photovoltaïques connectées au réseau se développe en proportion avec l'augmentation des besoins en électricité, de 759 MW_c en 2010 pour atteindre une puissance de 2.374 MW_c en 2030.

Le potentiel technique en **basse tension** était en 2010 de 368 MW_c et atteindrait en 2030 1.150 MW_c.

¹⁵⁰ 4 lampes à incandescence, 1 téléviseur et 1 réfrigérateur – voir Chapitre 4.1.

¹⁵¹ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010b).

Pour la **moyenne tension**, le potentiel technique augmenterait de 391 MW_c à 1.223 MW_c entre 2010 et 2030. Figure 62 illustre l'évolution du potentiel de chaque catégorie de clients et de consommateurs jusqu'en 2030, et Tableau 16 indique le potentiel global et les potentiels en basse et moyenne tension des ménages pour les années 2010, 2020 et 2030 en chiffres.

Il est significatif que les ménages constituent une part de 71,5% des besoins en basse tension (voir Chapitre 5.5), pour lesquels, après examen de la disponibilité des surfaces dans le domaine domestique (voir Chapitre 4.2.1.2), il n'y a aucune limitation.

Figure 62: Potentiel technique des installations connectées au réseau [SMD]

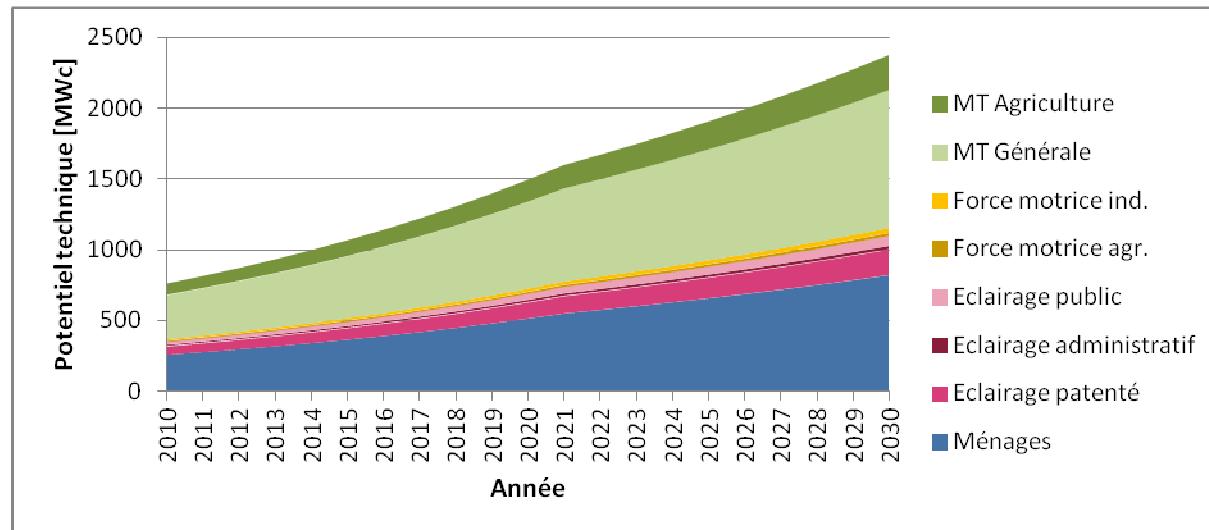


Tableau 16: Potentiel technique des installations connectées au réseau dans le domaine de la moyenne et basse tension [SMD]

	Clients BT [MW _c]	Dont : ménages [MW _c]	Clients MT [MW _c]	Total [MW _c]
2010	368	263	391	759
2020	723	517	769	1.493
2030	1.150	823	1.223	2.374

8.5 POTENTIEL ECONOMIQUE DES INSTALLATIONS CONNECTEES AU RESEAU

Le calcul du potentiel économique des installations PV connectées au réseau et proches des consommateurs conditionne la parité réseau pour la région du Souss-Massa-Drâa dans le domaine de la basse et moyenne tension. Comme déjà décrit au Chapitre 4.2.2, les prix effectifs d'achat et les coûts de production d'électricité photovoltaïque doivent être connus sur la base du rayonnement régional. Cette évaluation est réalisée pour 2010, mais aussi, selon un scénario aussi proche que possible de la réalité, jusqu'en 2030.

Prix effectifs d'achat de l'électricité dans la région du Souss-Massa-Drâa

La détermination des caractéristiques de consommation „régionales“ se base sur les chiffres de vente de l'ONE. La consommation moyenne mensuelle par client dans telle classe tarifaire est calculée (voir Colonne 2, Tableau 17) et les prix effectifs d'achat de l'électricité, tels que communiqués au Chapitre 4.2.2.2, sont utilisés (Colonne 3, Tableau 17). Il faut remarquer que la consommation moyenne

d'électricité d'un foyer type dans la région du Souss-Massa-Drâa est en dessous de 100 kWh et se situe donc dans la classe tarifaire la plus basse.

Tableau 17: Consommation d'électricité mensuelle moyenne par client et prix effectifs correspondants d'acquisition de l'électricité [SMD]

Catégories BT	Consommation mensuelle [kWh]	Prix effectifs d'achat de l'électricité [Dh/kWh]
Ménages	83	1,00
Éclairage patenté	137	1,47
Éclairage administratif	296	1,44
Éclairage public	1.157	1,18
Agriculture BT	342	1,48
Industrie BT	378	1,48

Coûts de production d'électricité photovoltaïque dans la région du Souss-Massa-Drâa

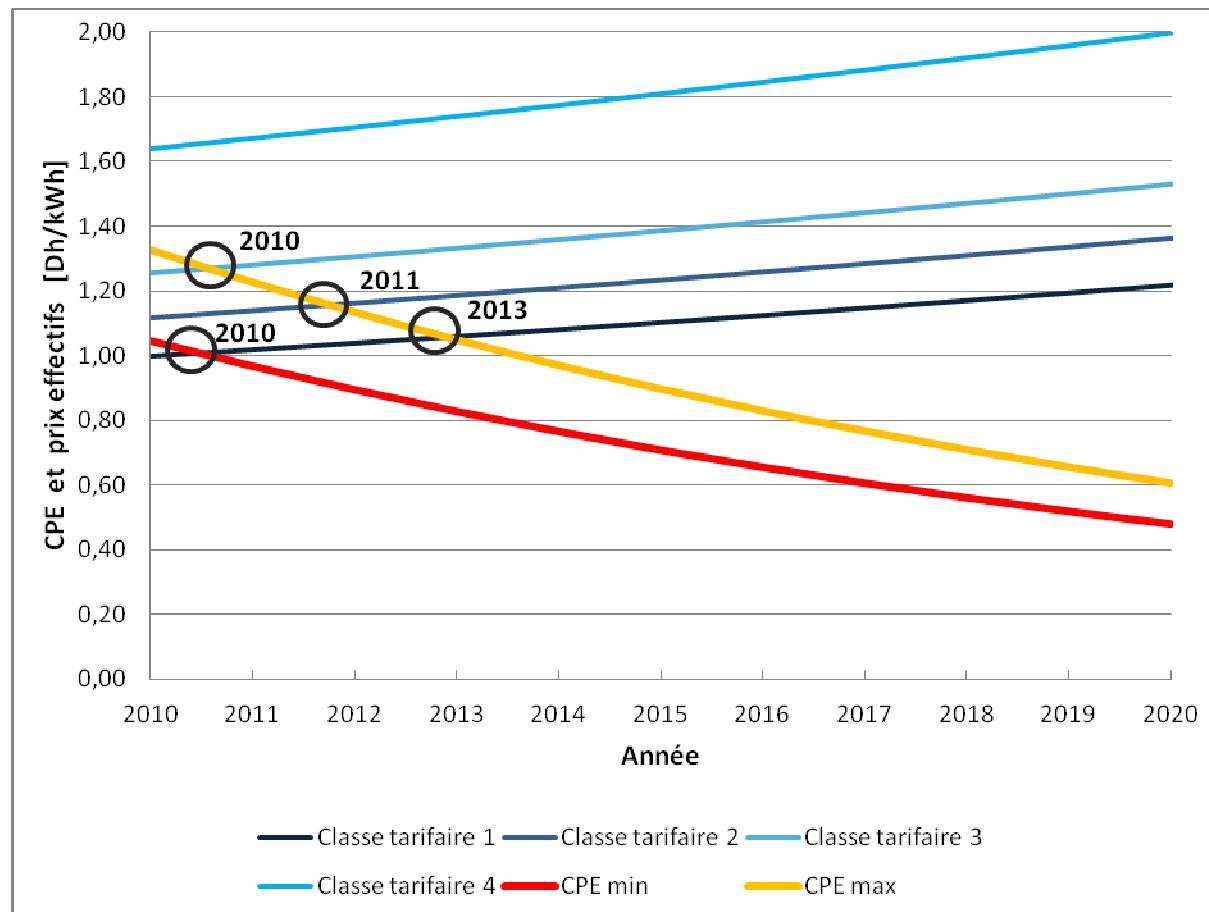
Les coûts régionaux de production d'électricité sont calculés selon les approches énoncées aux Chapitres 4.2.2.5 et 4.2.2.6. Pour la région du Souss-Massa-Drâa, en 2010, selon un modèle de financement propre à 100%, ils se situent autour de 1,04 Dh/kWh, et, dans le cas d'un financement 20/80 avec des taux d'intérêt sur les capitaux propres et des capitaux extérieurs, autour de 1,33 Dh/kWh. En 2020, selon le modèle de financement, ils se situent entre 0,50 et 0,63 Dh/kWh (voir Chapitre 4.2.2.6).

Les illustrations suivantes sur la parité réseau indiquent les coûts de production d'électricité photovoltaïque et leur évolution dans la région du Souss-Massa-Drâa. La **courbe rouge, indiquant les minima des coûts de production d'électricité**, présente leur évolution avec un autofinancement total; la **courbe jaune, indiquant les maxima des coûts de production d'électricité**, représente le cas d'un financement extérieur à 80% avec des taux d'intérêt de 8% sur les capitaux propres (20%). La **zone** entre les courbes constitue la marge des coûts de production d'électricité, qui peut résulter des **modèles de financement** d'une installation PV (les exemples de deux autres modèles de financement et des coûts de production d'électricité qui en résultent pour des applications photovoltaïques connectées au réseau sont disponibles en Annexe 3.).

8.5.1 PARITE RESEAU DES DIFFERENTES CLASSES TARIFAIRES DANS LE SECTEUR RESIDENTIEL

Atteindre la parité réseau dans le secteur résidentiel, outre les différences selon les modèles de financement dépend très fortement de la quantité d'électricité consommée mensuellement et de la classe tarifaire correspondante (voir Chapitre 4.2.2.2). La parité réseau est marquée dans les illustrations suivantes par des cercles noirs aux points de jonction entre les coûts de production d'électricité et les prix effectifs d'achat de l'électricité.

Figure 63: Parité réseau des différentes classes tarifaires dans le secteur résidentiel [SMD]



Dans la région du Souss-Massa-Drâa, **toutes les classes tarifaires dans le secteur résidentiel** ont déjà atteint la **parité réseau** selon le modèle d'un **financement propre à 100%**.

En considérant le développement des coûts maxima de production d'électricité selon un modèle de financement extérieur à 80% avec des taux d'intérêt de 8% sur les capitaux propres (20%), on obtient les parités réseau suivantes pour les différentes classes tarifaires:

La **classe tarifaire 1**, avec une consommation mensuelle inférieure à 100 kWh, atteint la parité réseau en **2013**.

La **classe tarifaire 2**, qui couvre une consommation mensuelle entre 100 et 200 kWh, atteint la parité réseau en **2011**.

La **classe tarifaire 3** et la **classe tarifaire 4** ont déjà atteint la **parité réseau** selon tous les **modèles de financement**.

Figure 64 à Figure 66 représentent les tarifs et les prix effectifs d'achat et les coûts de production d'électricité photovoltaïque pour les années 2010, 2012 et 2013. Si les prix d'achat de l'électricité atteignent la zone jaune, la parité réseau est atteinte selon les coûts minima de production d'électricité. Plus les prix d'achat de l'électricité se rapprochent des coûts maxima de production d'électricité selon le modèle de financement des 8% de taux d'intérêt sur les capitaux propres avec une part de 80% des capitaux extérieurs (ligne jaune), plus grandes sont les différentes possibilités de financement. Si les prix d'achat de l'électricité atteignent la ligne jaune maximale ou dépassent la surface en jaune, la parité réseau est atteinte selon toutes les options de financement. En 2013

(Figure 66), la parité réseau est atteinte dans tous les cas en considérant les prix effectifs d'achat de l'électricité dans la région du Souss-Massa-Drâa.

Figure 64: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2010 dans le secteur résidentiel [SMD]

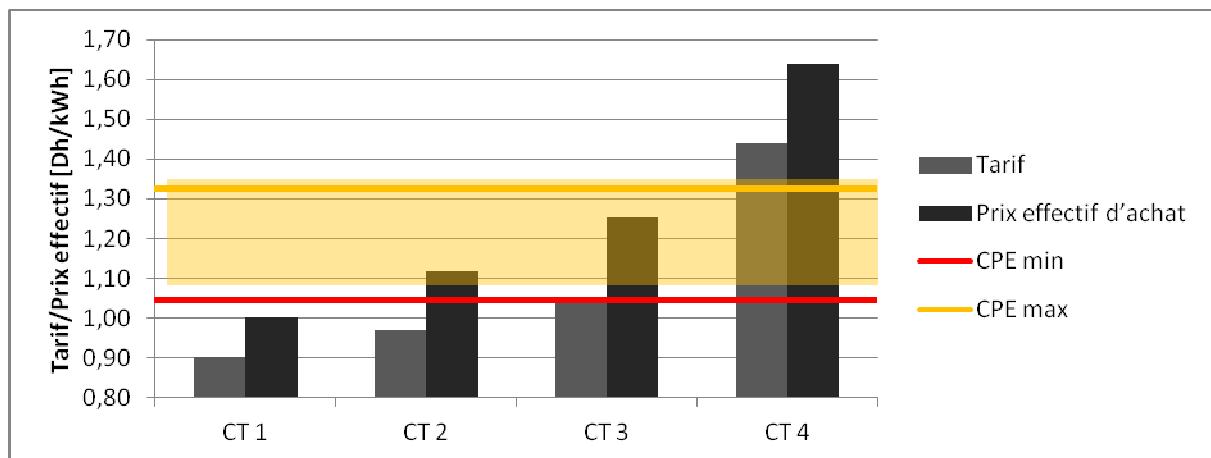


Figure 65: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2012 dans le secteur résidentiel [SMD]

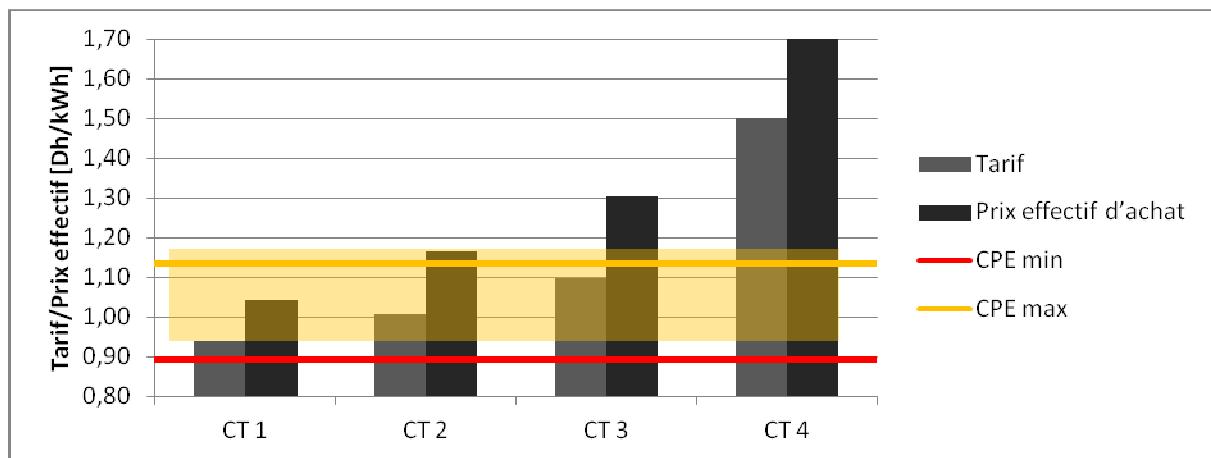
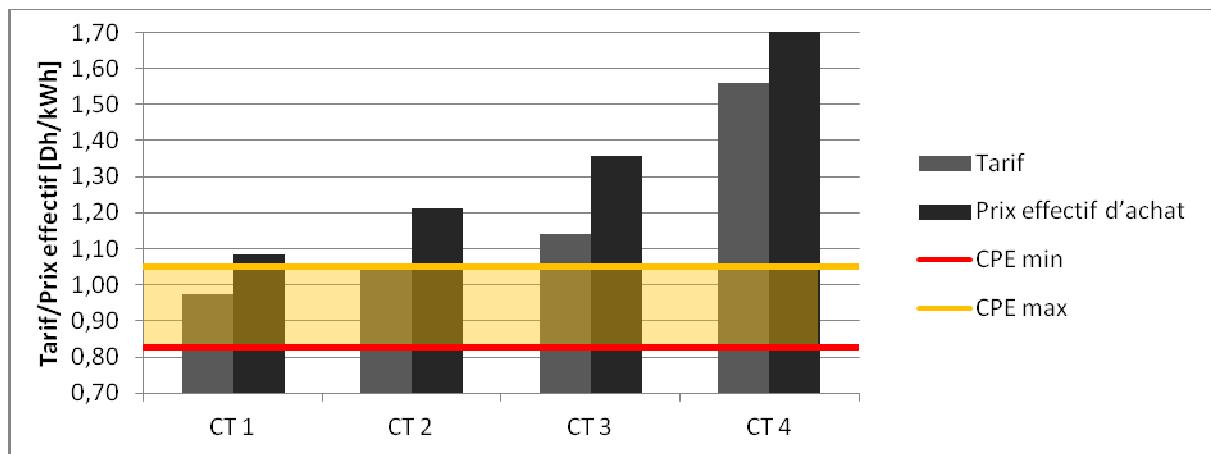


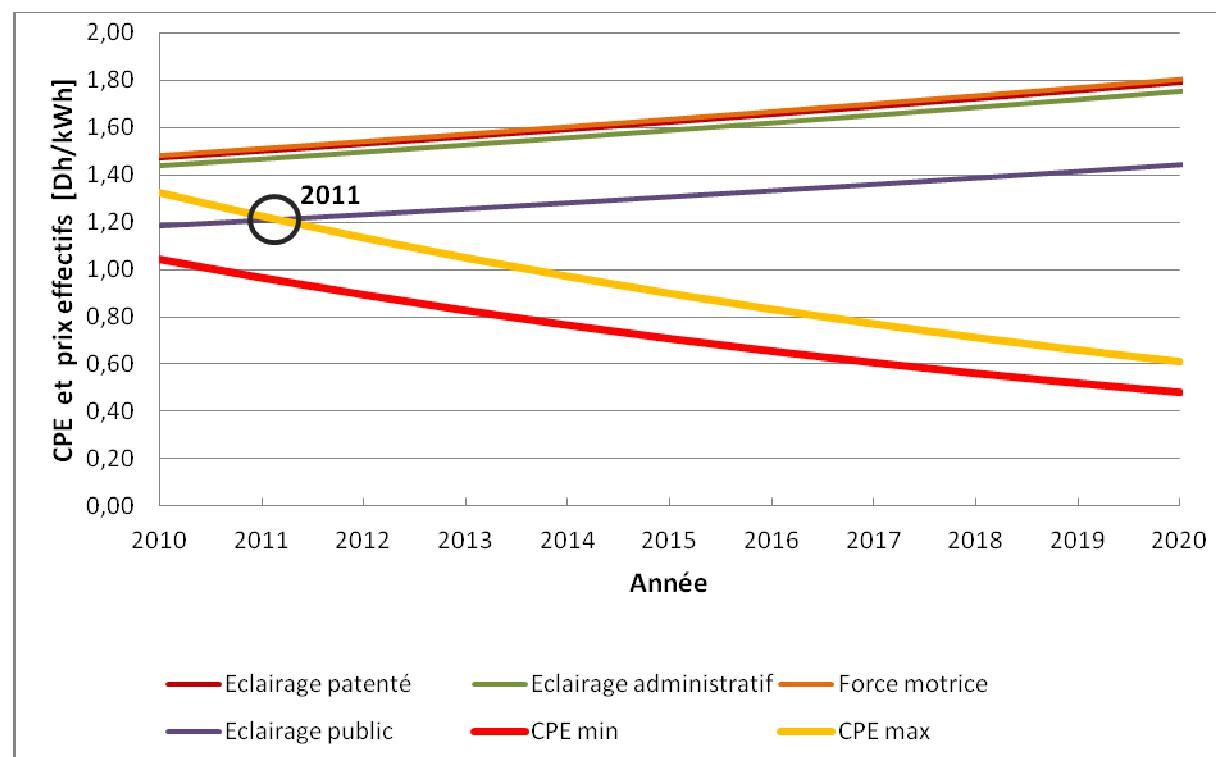
Figure 66: Représentation des tarifs, des prix effectifs d'achat et des coûts de production d'électricité [Dh/kWh] selon différents scénarios de financement (CPE min/max) pour l'année 2013 dans le secteur résidentiel [SMD]



8.5.2 PARITE RESEAU DANS LES SECTEURS DE L'ECLAIRAGE ET DE LA FORCE MOTRICE EN BASSE TENSION

Figure 67 représente les prix effectifs d'achat et les coûts de production d'électricité photovoltaïque dans les secteurs de l'éclairage et de la force motrice en basse tension. La parité réseau, atteinte à leur intersection, est signalée par un cercle noir.

Figure 67: Parité réseau dans les secteurs de l'éclairage et de la force motrice en basse tension [SMD]



Les groupes de tarifs de l'**éclairage commercial et administratif**, ainsi que de l'**industrie et de l'agriculture en basse tension**, ont déjà atteint la **parité réseau** selon **tous les modèles de financement**.

Pour le secteur de l'**éclairage public**, selon le modèle d'un **financement propre à 100%**, la **parité réseau est atteinte**. Dans le cas des **coûts maxima de production d'électricité**, selon un financement avec 8% de taux d'intérêt sur les capitaux propres et une part de 80% sur les capitaux extérieurs, la parité réseau est atteinte vers la fin de l'année **2011**.

8.5.3 PARITE RESEAU EN MOYENNE TENSION

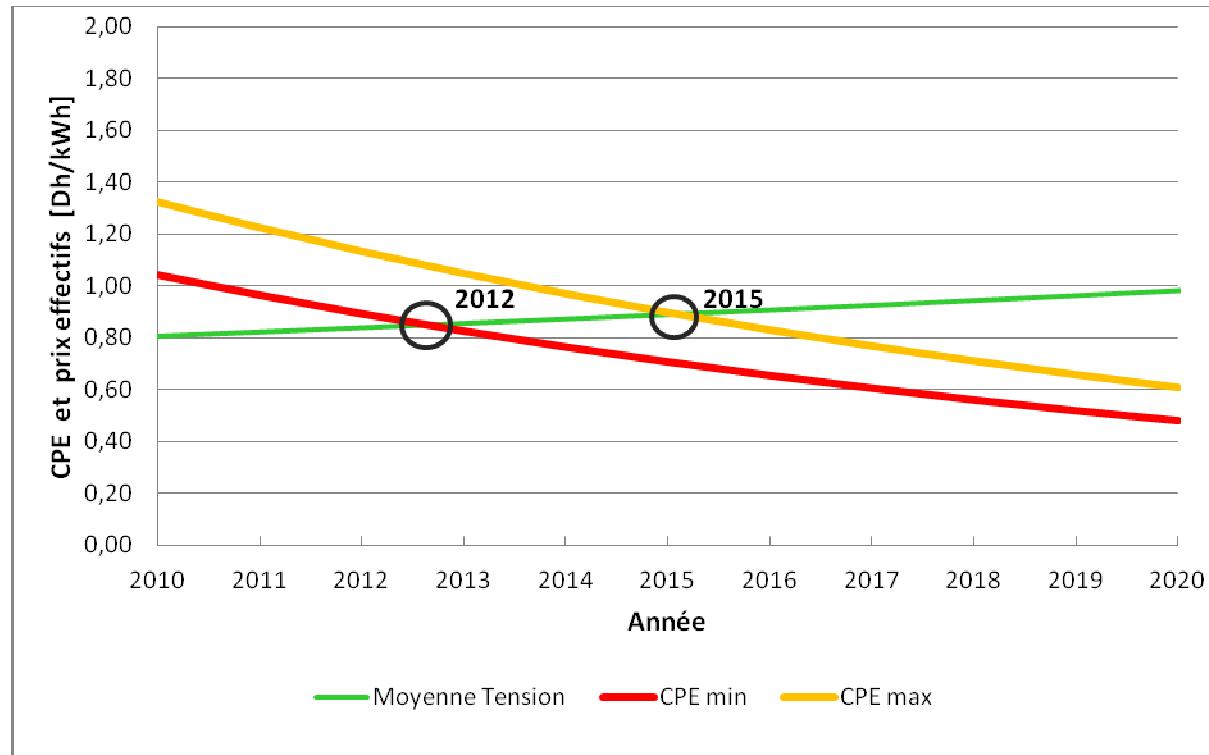
En moyenne tension il n'existe pas de tarification selon les groupes de clients. Le calcul d'un prix d'achat réel „moyen“ est difficile pour deux raisons et devrait donc être révisé dans le cadre du projet.¹⁵² Il y a d'une part des prix liés au rendement, qui dépendent de la puissance appelée et entraînent des amendes conséquentes en cas de dépassement. D'autre part, les heures d'utilisation durant la journée sont différencierées, raison pour laquelle, du fait de la production d'électricité

¹⁵² Voir à ce sujet: Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko (Mémoire de fin d'études: „Considérations techniques et économiques sur le développement du photovoltaïque au Maroc“).

photovoltaïque durant la journée, on se base sur le tarif journalier en moyenne tension pour déterminer la parité réseau.

Le seuil d'atteinte de la parité réseau en **moyenne tension** dans la région du Souss-Massa-Drâa se situe entre **2012** et **2015** selon le modèle de financement.

Figure 68: Parité réseau en moyenne tension [SMD]

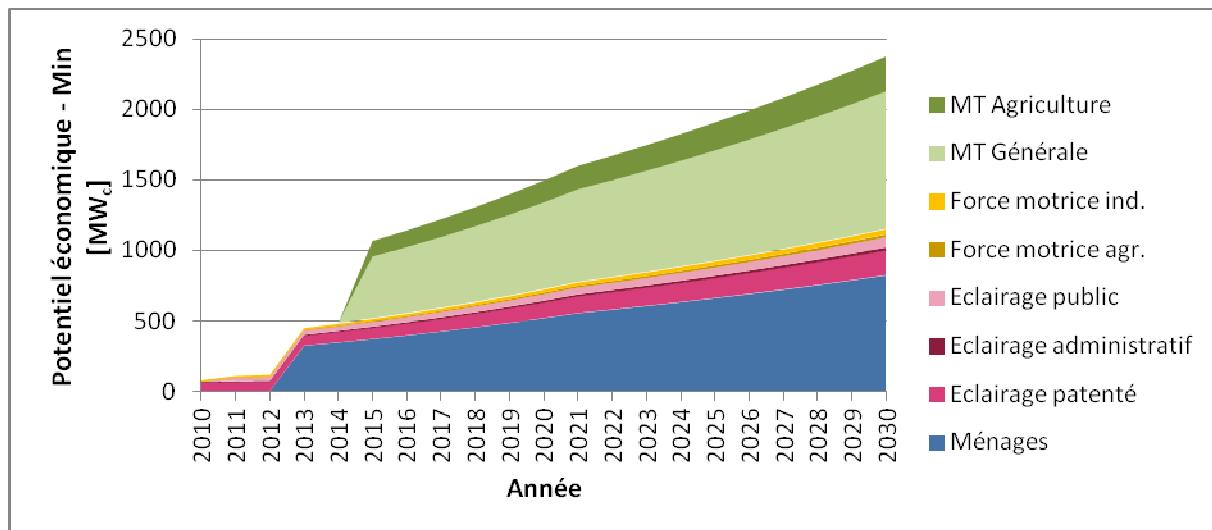


8.5.4 POTENTIEL ECONOMIQUE DES APPLICATIONS CONNECTÉES AU RÉSEAU DANS LA REGION DU SOUSS-MASSA-DRAA

Comme déjà évoqué au Chapitre 4, le potentiel économique est évalué par la couverture des besoins selon la puissance nécessaire grâce au photovoltaïque une fois atteinte la parité réseau. La présente étude envisage des potentiels économiques „minimal“ et „maximal“ d’installations connectées au réseau.

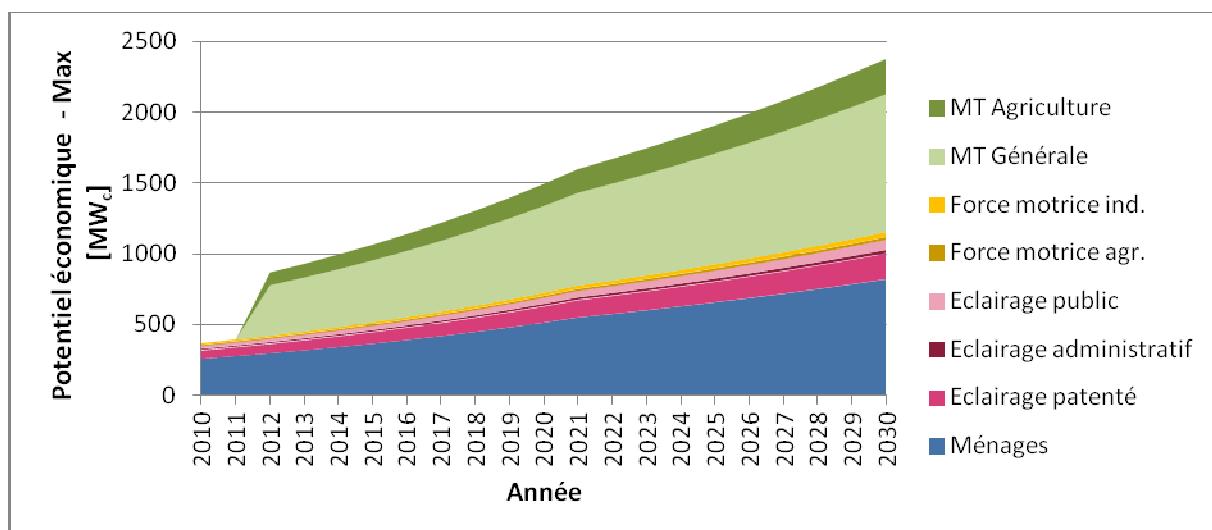
Le potentiel économique „minimal“ d’installations connectées au réseau se base sur des coûts de production d’électricité et leur évolution, liés au modèle de financement avec des taux d’intérêt sur les capitaux propres et une part de 80% de capitaux extérieurs. Figure 69 représente le potentiel économique „minimal“ d’installations connectées au réseau en moyenne et basse tension pour la région du Souss-Massa-Drâa. Il est à noter que les secteurs qui ont déjà atteint la parité réseau ne représentent qu’un potentiel „réduit et minimal“ du fait de leurs besoins limités. Le potentiel économique „minimal“ devient significatif une fois atteinte la parité réseau des ménages à partir de 2013 et de la moyenne tension à partir de 2015. Ce potentiel se développe, de 81 MW_c en 2010 à 451 MW_c en 2013, 1.064 MW_c en 2015, pour atteindre à la fin de la période considérée, soit 2030, 2.374 MW_c.

Figure 69: Potentiel économique „minimal“ d’installations connectées au réseau [SMD]



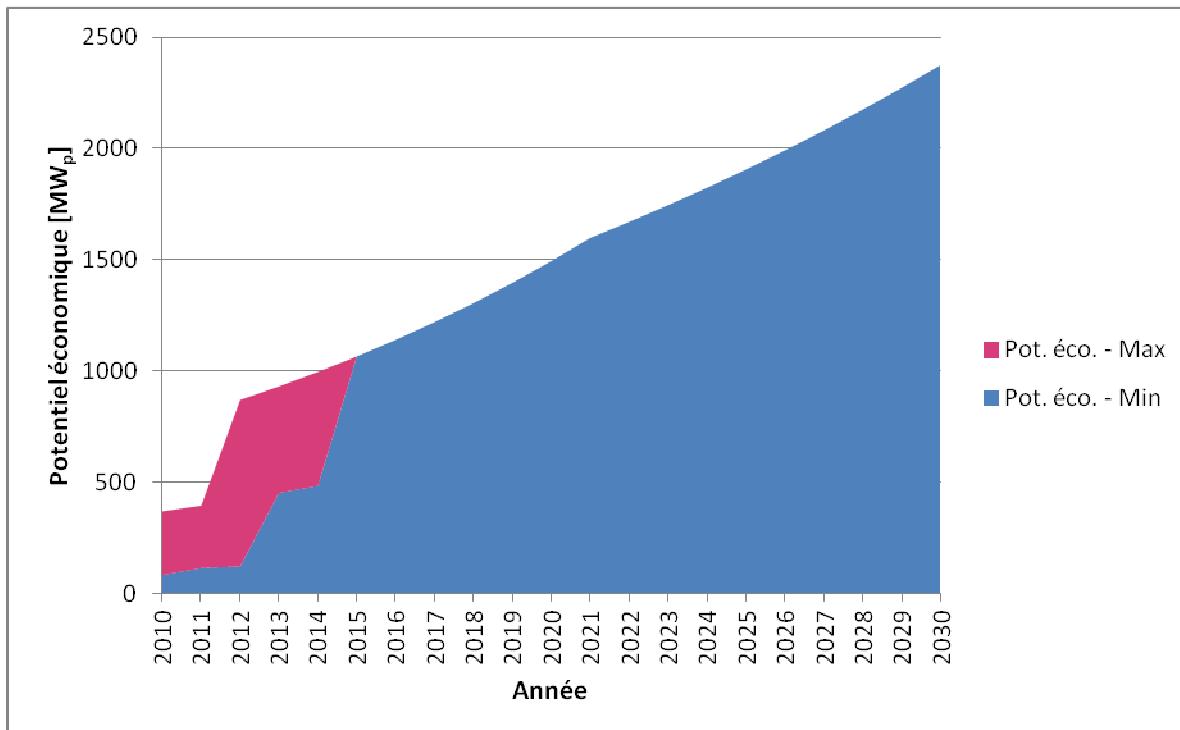
Le potentiel économique „maximal“ d’installations connectées au réseau se base sur la détermination de la parité réseau avec les coûts de production d’électricité et leur évolution future, compte tenu d’un financement propre à 100%. Le potentiel économique „maximal“ d’installations connectées au réseau en basse et moyenne tension affiche déjà en 2011 393 MW_c. En 2013 il est de 869 MW_c. A partir de là, il s’élève proportionnellement à l’augmentation des besoins en électricité et atteint en 2030 la même valeur, soit 2.374 MW_c.

Figure 70: Potentiel économique „maximal“ d’installations connectées au réseau [SMD]



En comparant les potentiels économiques „minimal“ et „maximal“, on ne constate de différences que pour la période jusqu'en 2015. A partir de 2015, tous les secteurs ont atteint la parité réseau, et les potentiels concordent (voir Figure 71: Comparaison entre les potentiels économiques « minimal » et maximal » (SMD))

Figure 71: Comparaison entre les potentiels économiques „minimal“ et „maximal“ [SMD]



Ce constat illustre **comment, par un programme promotionnel adapté, le développement du photovoltaïque au Maroc peut être accéléré dans les prochaines années**.¹⁵³ Un programme promotionnel – par exemple par des subventions à l'investissement ou des conditions de crédit favorables – a pour conséquence une baisse des coûts de production d'électricité. Ainsi, selon la forme de financement choisie – notamment d'ici à 2015, la valorisation du potentiel économique peut être influencée.

¹⁵³ Les possibilités d'un programme promotionnel sont traitées dans le mémoire de Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko (Mémoire de fin d'études: „Considérations techniques et économiques sur le développement du photovoltaïque au Maroc“). L'étude de IDE-E : “Local development of renewable energy and energy efficiency in Morocco: Knowledge generation and capacity-buildung among stakeholders” („Développement local des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique au Maroc: génération du savoir et développement des capacités parmi les parties prenantes“) présente les opportunités d'action pour les décideurs régionaux à locaux.

9 FAISABILITE DE L'APPROCHE

Selon la définition de potentiel de l'étude de la GTZ, le potentiel économique correspond au potentiel minimal qui peut être installé quel que soit le cas, selon une approche à moindre coût. Une approche à moindre coût se base exclusivement sur la compétitivité et la faisabilité d'une option technologique par rapport à une autre, et laisse délibérément de côté de nombreux autres facteurs. Au Maroc il y a pourtant des barrières, telles que, par exemple, une capacité d'investissement réduite pour la majeure partie de la population, ou, jusqu'ici, un fondement juridique insuffisamment clair concernant le raccordement au réseau basse tension à l'échelle nationale, qui restreignent la mise en œuvre du potentiel économique. Partant de ces constats, la présente étude tente de définir un potentiel „réalisable“ dégagé à partir d'un examen approfondi de ces deux facteurs limitatifs. Il n'est déterminé que pour le secteur résidentiel, faute de données dans les autres secteurs.

L'approche considérant la faisabilité d'installations photovoltaïques au Maroc tient compte de la situation financière des ménages marocains, dans ce sens que l'introduction du photovoltaïque au Maroc se fera, selon toute vraisemblance, via la couche de population la plus aisée. Selon un processus sur une certaine durée – avec une poursuite de la baisse des prix par effet d'économie d'échelle, par la maîtrise du savoir faire, éventuellement avec la mise en place de lignes de production propres pour accessoires (voir Chapitre 10.2), le photovoltaïque devrait se généraliser parmi les populations à revenus moyens à faibles. **Selon les incitations de l'Etat, ce processus se met en place plus ou moins massivement et rapidement.** Cette approche est étayée par le témoignage d'un collaborateur d'Isofoton, attestant de sollicitations répétées de la population aisée pour s'équiper en photovoltaïque, mais qui échouent jusqu'ici du fait de l'impossibilité de se connecter au réseau.¹⁵⁴

9.1 SITUATION FINANCIERE DES MENAGES MAROCAINS

Si l'on considère la moyenne annuelle des dépenses des ménages ces 25 dernières années, on constate qu'elles ont plus que doublé entre 1985 et 2007 (voir Tableau 18).¹⁵⁵

Tableau 18: Evolution de la moyenne annuelle des dépenses des ménages selon le lieu de résidence entre 1985 et 2007 (en Dh)

	1984/85	1998	2000/01	2007	Augm. annuelle 85-2007	Facteur 85-2007
Total	21.478	46.351	49.333	57.925	4,6%	2,7
Urbain	26.667	56.810	58.900	66.723	4,3%	2,5
Rural	16.824	32.371	33.994	43.334	4,4%	2,6

En tenant compte de différentes couches de la population, il est remarquable qu'en 2007 au Maroc, les 20% des ménages les plus aisés réalisent 48,7% de la totalité des dépenses des ménages. A contrario, les 20% des ménages les plus pauvres consomment 6,7% des dépenses domestiques

¹⁵⁴ Les systèmes connectés au réseau coûtent environ 33 Dh/W_c, les systèmes non connectés au réseau se situent entre 70 et 80 Dh/W_c.

¹⁵⁵ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010c, p. 150).

nationales.¹⁵⁶ Les 10% des ménages les plus aisés dépensent en moyenne 20.388 Dh par personne et par an. En milieu urbain, ce sont 25.531 Dh en moyenne, tandis que les dépenses annuelles par personne en milieu rural s'élèvent à 13.516 Dh.¹⁵⁷ Selon un autre tableau de la même étude, la différence est encore plus marquée. Ainsi, en milieu urbain, les 10% des ménages les plus aisés dépensent annuellement en moyenne 38.262 Dh par personne, et les pauvres, en revanche, seulement 3.151 Dirham par personne (voir Tableau 19).¹⁵⁸ Cela correspond à un facteur de 12,14.¹⁵⁹

Tableau 19: Moyenne annuelle des dépenses des ménages par personne (Dh) par déciles et par lieu de résidence

Classes déciliaires de la population	Valeur du décile¹⁶⁰		
	Total	Milieu rural	Milieu urbain
1	2.960	2.895	3.151
2	4.382	4.375	4.392
3	5.399	5.389	5.411
4	6.391	6.358	6.423
5	7.480	7.488	7.474
6	8.745	8.717	8.763
7	10.331	10.312	10.341
8	12.656	12.640	12.665
9	16.783	16.728	16.800
10	37.175	29.878	38.262

9.2 PROJECTIONS SUR L'EVOLUTION DE LA CONSOMMATION DES MENAGES

Les **hypothèses de la présente étude sur l'évolution des ménages** jusqu'en 2030 se basent sur l'étude „Projections de la Population et des Ménages 2004-2030“. Les ménages ont augmenté entre 1960 et 2004 selon un facteur de 2,4. Pour l'année 2030, les estimations s'élèvent à 10,1 Mio. de ménages. Ceci correspond à une augmentation annuelle de 168.000 ménages.¹⁶¹

La taille des ménages devrait diminuer, passant de 5,2 personnes/ménages en 2004 à 3,8 personnes/ménage en 2030.¹⁶² En milieu urbain, la taille des ménages s'élevait en 2004 à 4,75 personnes. L'évaluation de la taille des ménages de la population la plus aisée tient compte du fait que le nombre de personnes par ménage baisse proportionnellement à la hausse du niveau de vie.

¹⁵⁶ Parmi les dépenses des ménages, on compte les dépenses de nourriture et de boisson, d'habillement, liées au logement et à la consommation d'énergie, d'équipement en meubles, liées à l'hygiène et à la santé, au transport et à la communication, à la formation et à la culture, outre diverses dépenses telles que bijoux, tabac, assurances (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010b, p. 219).

¹⁵⁷ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010b, p. 48 et suiv.).

¹⁵⁸ Compte tenu d'une valeur moyenne de 5,2 personnes par ménage, un ménage de la couche la plus aisée de la population dépense tout juste 200.000 Dh par an. Pour un ménage de la couche la plus défavorisée, les dépenses annuelles s'élèvent environ à 16.400 Dirham. Si l'on considère le prix d'une installation photovoltaïque, soit 33.000 Dirham par kWc, on constate que cela représente le double des dépenses annuelles d'un ménage parmi les plus défavorisés, et que même pour la population aisée, ce montant correspond à 16% des dépenses annuelles. Il faut cependant remarquer qu'il s'agit là de valeurs moyennes. La fabrication de biens d'équipement de qualité supérieure (par ex. secteur immobilier) indique bien que ces valeurs sont largement dépassées par certaines couches de la population.

¹⁵⁹ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010b, p. 45).

¹⁶⁰ La valeur du décile correspond à sa limite maximale.

¹⁶¹ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008, p. 75 et suiv.).

¹⁶² (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008, p. 78).

En se basant sur la prolongation de la tendance, soit de 5,2 à 4,75 personnes/ménage en moyenne nationale en milieu urbain, on projette dans le cadre de cette étude 4 personnes/ménage pour la population la plus aisée.

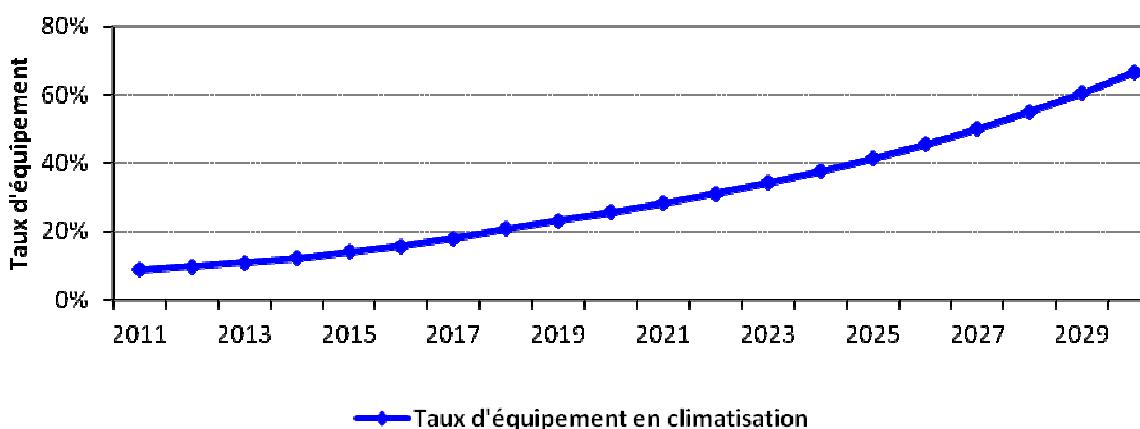
Dans l'étude susmentionnée, l'évolution de la population et des ménages est projetée à l'échelle nationale. En revanche, la présente étude examine les potentiels des régions. **A l'échelle régionale** nous ne disposons pas de projections sur le nombre de ménages, raison pour laquelle le facteur de croissance national de la projection du HCP est appliqué au nombre actuel de ménages par régions. Les données régionales sont tirées de l'étude „Recensement général de la Population et de l'Habitat 2004“ du HCP.¹⁶³

Pour évaluer le nombre des 20% de ménages les plus aisés, le nombre correspondant à la partie la plus aisée de la population est divisé par une taille moyenne par ménage de 4 personnes.

9.3 PROJECTIONS SUR L'EQUIPEMENT DES MENAGES EN PHOTOVOLTAIQUE

Comme jusqu'à présent on ne peut pas vraiment parler d'équipement des ménages en photovoltaïque, on ne peut pas non plus se baser, pour les projections sur le développement futur, sur une évolution historique prolongée sur l'avenir. L'évolution qu'ont connue d'autres pays montre à quel point le développement d'une telle technologie peut être influencée par des mesures politiques. Pour nous aider dans cette démarche, nous avons cherché un bien d'équipement dont la percée sur le marché serait, selon une appréciation logique, comparable à l'introduction du photovoltaïque. Dans le cadre de cette étude, nous avons porté notre choix sur l'évolution des installations de climatisation, un article demandé principalement par la population aisée – avec pour seule restriction que l'apport d'investissement en photovoltaïque est 3 à 6 fois supérieur.¹⁶⁴ Selon un expert tunisien familier du marché marocain, l'équipement des ménages en installations de climatisation devrait passer de 9% en 2010 à 67% en 2030.

Figure 72: Hypothèse sur l'évolution de l'équipement en installations de climatisation au Maroc



¹⁶³ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2007b).

¹⁶⁴ Le point faible de la comparaison entre les deux équipements - photovoltaïque et climatiseurs – réside dans la différence de valeur absolue du volume d'investissement. Cependant, la référence à ces deux biens d'équipement techniques constitue un bon indicateur sur le fait que, dans quelques années, la réglementation en matière de construction (du moins en matière de bureaux) devrait imposer l'installation d'un système PV pour l'achat d'un climatiseur (en outre, parce que c'est avantageux économiquement pour le propriétaire).

Pour les 20% des ménages les plus aisés de la population marocaine, l'étude part du principe que pour l'installation de systèmes photovoltaïques, ils reproduisent le processus d'équipement en climatiseurs. Comme il y a déjà une demande sur le marché marocain, on suppose qu'il faudra cinq ans pour que le taux d'équipement de 9% soit atteint.

Sur la base d'une élévation du niveau de vie (voir Tableau 18¹⁶⁵), on projette que, proportionnellement à son augmentation, encore 20% de ménages commenceront à installer du photovoltaïque vers 2020 et que l'équipement en installations connaîtra le même développement que pour les 20% des ménages précédents.

Nous ne disposons ni d'indicateurs sur **les tailles** qu'ont connues jusqu'ici **les installations photovoltaïques connectées au réseau** dans le secteur résidentiel, ni de données sur la consommation d'électricité par catégorie de revenus. La présente étude se base sur le principe qu'un ménage pourrait en moyenne s'équiper d'une installation de 1,5 kW_c. Ceci correspond, au début de l'année 2011, à un volume d'investissement de 50.000 Dh environ pour un ménage.

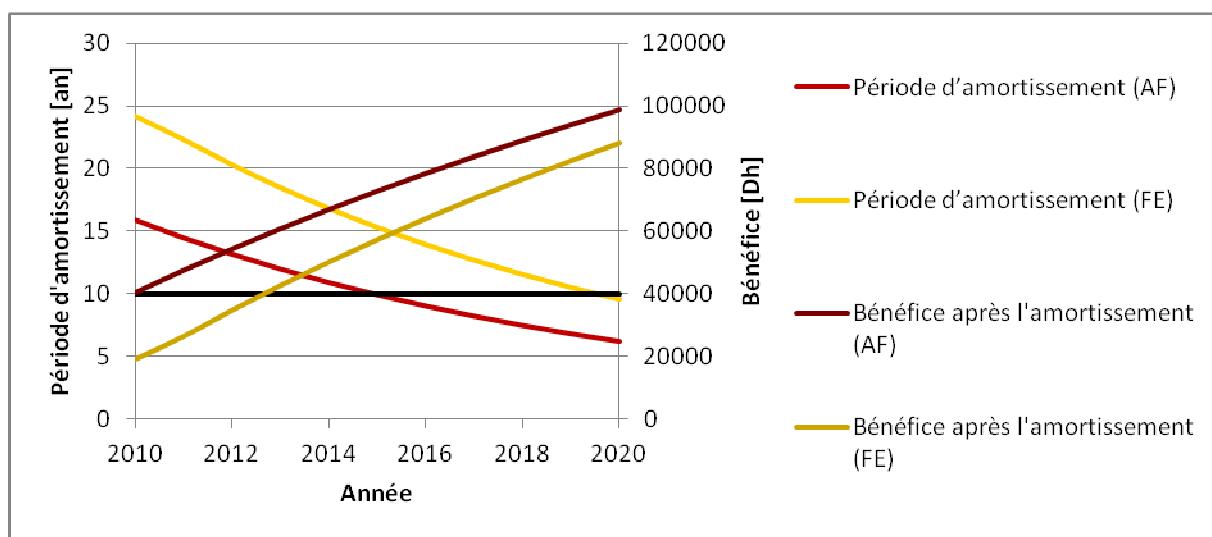
9.4 ÉVALUATION: POTENTIEL D'ECONOMIES ET PERIODE D'AMORTISSEMENT D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Pour l'évaluation du potentiel d'épargne en comparaison avec l'électricité conventionnelle et la période d'amortissement des coûts relatifs à l'installation, les paramètres suivants sont pris en compte:

- Les 20% des ménages les plus aisés de la population appartiennent très vraisemblablement aux clients qui atteignent la plus haute classe tarifaire avec des prix « effectifs » d'achat de l'électricité de 1,64 Dh/kWh en 2010 (voir 4.2.2.2).
- En moyenne nationale, 1,5 kW_c produisent environ 2.700 KWh par an au Maroc. Il en résulte une économie et une diminution de la facture d'électricité de 4.428 Dh en 2010.
- Pour le calcul de la période d'amortissement, les coûts totaux de l'installation photovoltaïque sont divisés sur 25 ans par l'épargne annuelle.

¹⁶⁵ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010c, p. 150).

Figure 73: Période d'amortissement et bénéfice selon différents modèles de financement pour une installation de 1,5 kW_c



AF : Autofinancement ; FE : Financement externe (80/20).

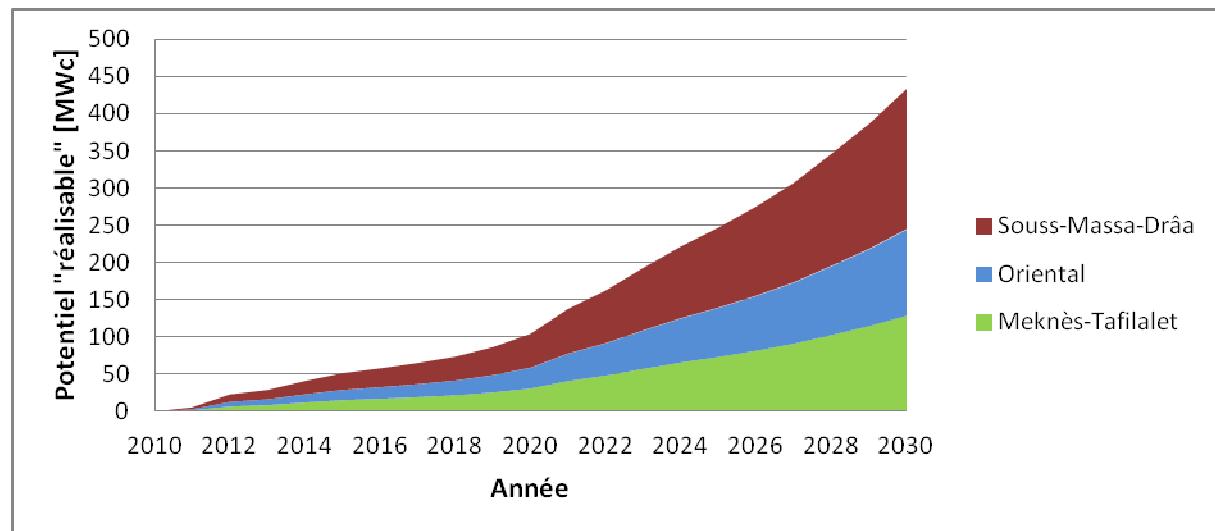
La période d'amortissement se réduit au fil du temps en proportion de la baisse des prix des systèmes et de la hausse concomitante des prix de l'électricité. Le bénéfice qui se dégage pour l'investisseur d'une installation photovoltaïque après sa période d'amortissement augmente en proportion de la baisse de la période d'amortissement.

Ainsi, en 2010, selon le modèle de financement choisi, les **périodes d'amortissement** se situent entre la valeur „minimale“ d'une installation autofinancée de 15,9 ans et une période „maximale“ de 24,2 ans. Dès 2015 une installation autofinancée atteint une période d'amortissement de 10 ans. Dans le cas d'une installation avec une part de capitaux extérieurs de 80%, la période d'amortissement est encore de 15 ans en 2015. Il faut noter que l'installation réalise déjà dans ce cas des rendements annuels.

Le **bénéfice** tiré d'une installation photovoltaïque après sa période d'amortissement augmente en proportion de la baisse de la période d'amortissement. Dans le cas d'une installation autofinancée, il se situe à environ 40.000 Dh en 2010 et s'accroît pour atteindre tout juste 100.000 Dh en 2020. Selon le modèle d'un financement avec des capitaux extérieurs importants et des taux de rendement sur les capitaux propres, le rendement réalisé est calculé sur les bénéfices de l'installation après son amortissement et sur les taux de rendement. Il se situe en 2010 à environ 19.000 Dh et atteint en 2020 88.000 Dh.

9.5 FAISABILITE DU PHOTOVOLTAÏQUE DANS LES TROIS REGIONS

Figure 74: Faisabilité du PV dans les trois régions



Eu égard aux barrières évoquées plus haut, le potentiel „réalisable“ dans la région de **Meknès-Tafilalet** dans le secteur résidentiel atteint en 2030 un volume d'installation photovoltaïque de 129 MW_c. Celui-ci n'exploite que 6,4 % environ du potentiel économique. La région de l'Oriental atteint en 2030 sans programme promotionnel un volume d'installation photovoltaïque de 115,8 MW_c (avec l'exploitation de 5% du potentiel économique). La région du Souss-Massa-Drâa présente en 2030 un potentiel réalisable dans le secteur résidentiel de 178,8 MW_c (avec l'exploitation de 7,9% du potentiel économique). Une nette augmentation se profile dans les trois régions à partir de 2020, quand des couches plus larges de la société commencent à avoir accès au photovoltaïque.

Cette analyse met en évidence le fait que, outre l'option d'octroyer directement des subventions d'investissement dans le cadre d'un programme promotionnel, l'accès à un programme de crédit à taux d'intérêt avantageux est essentiel pour le développement du photovoltaïque au Maroc¹⁶⁶.

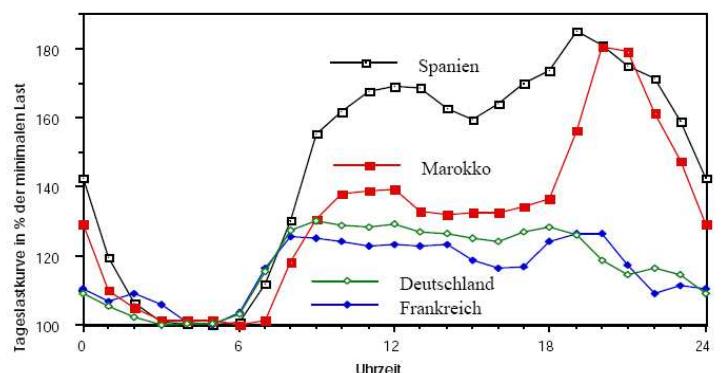
Remarques sur la courbe de charge et sur le marché de la climatisation au Maroc

La courbe de charge du Maroc connaît une évolution caractéristique pour un pays encore en développement. Comme l'illustrent Figure 76 et Figure 75, la courbe de charge atteint son maximum le soir entre 20h00 et 22h00. Vu le degré d'industrialisation relativement réduit du Maroc, les besoins domestiques qui augmentent fortement le soir se distinguent nettement sur la courbe de charge.¹⁶⁷

¹⁶⁶ Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko (Mémoire de fin d'études: „Considérations techniques et économiques sur le développement du photovoltaïque au Maroc“).

¹⁶⁷ (Czisch, Mai 1999, p. 11).

Figure 75: Courbes de charge types en Allemagne, en France, au Maroc et en Espagne



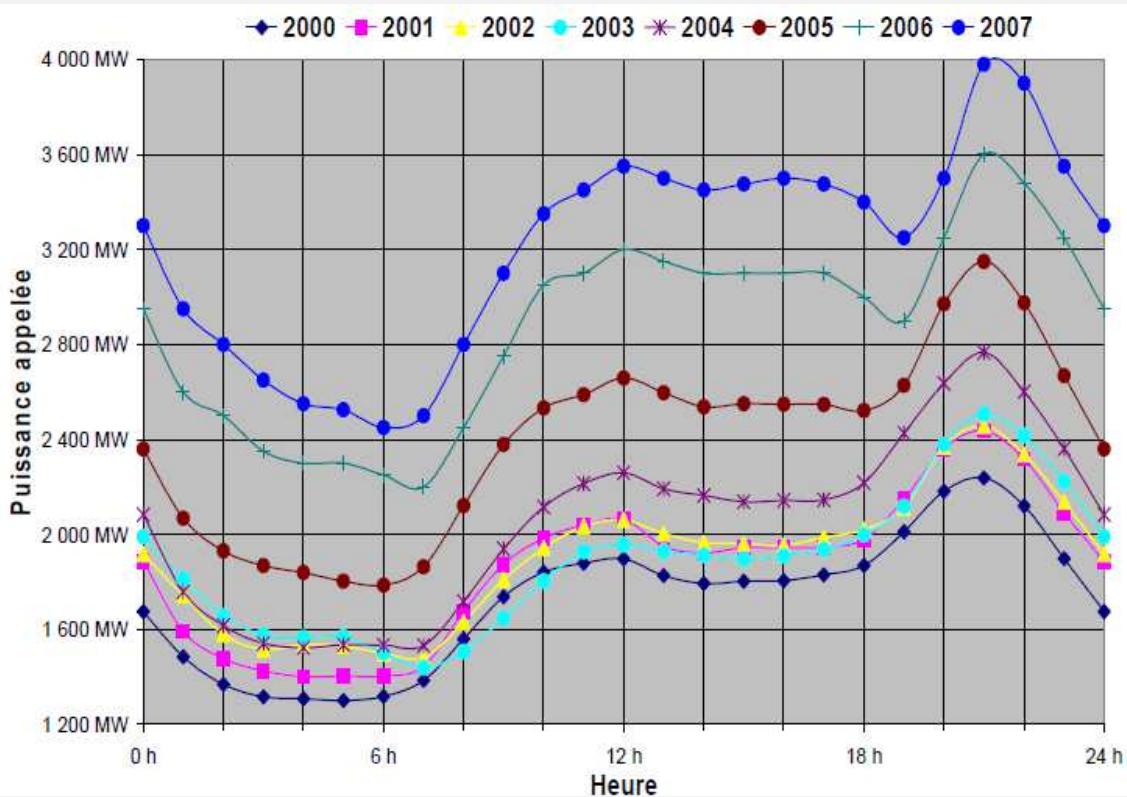
Source: Bennouna A., Staiß F. (1999).

Par comparaison, Figure 75 présente, pour une courbe de charge en Espagne, en France et en Allemagne, le déroulement de la journée aligné sur la charge minimale. Les courbes de charge des trois pays européens se caractérisent par une répartition „plus équilibrée“ sur la durée de la journée sans charge de pointe le soir. Ce phénomène est lié à l'impact du commerce et de l'industrie sur la consommation totale, comme leurs besoins sont prédominants le jour. A cela s'ajoute le fait que dans les pays industrialisés à climat chaud, la charge de pointe du midi est renforcée par l'usage intensif de climatiseurs.¹⁶⁸ Le développement d'une charge de pointe à la mi-journée est déjà perceptible dans l'étude de la charge de pointe du Maroc ces dernières années (voir Figure 76) et permet de conclure à un usage renforcé d'installations de climatisation. Ce phénomène est confirmé par un article de L'Economiste, dont les données font état d'une forte demande en climatisation dans les secteurs du tourisme (40%) et de l'immobilier (80%). Dans le secteur résidentiel, ce sont les couches riches et aisées qui peuvent se payer le confort d'une climatisation. Selon un expert, la climatisation est systématiquement intégrée dans la construction des nouveaux logements dans des villes torrides comme Marrakech ou Fès.¹⁶⁹

¹⁶⁸ (Greenpeace, 2009, p. 63).

¹⁶⁹ (Zakaria, 2010).

Figure 76: Courbe de charge du Maroc entre 2002 et 2006



Source: CDER (2008).

Du point de vue du photovoltaïque, l'augmentation de la climatisation est intéressante car la demande en installations de climatisation et la production d'électricité des installations photovoltaïques concordent dans le temps. Les besoins en électricité de la courbe de pointe de la mi-journée pourraient être couverts par le photovoltaïque sans problèmes majeurs.

10 ÉVOLUTIONS POSSIBLES PAR LA MISE EN ŒUVRE DU POTENTIEL ÉCONOMIQUE

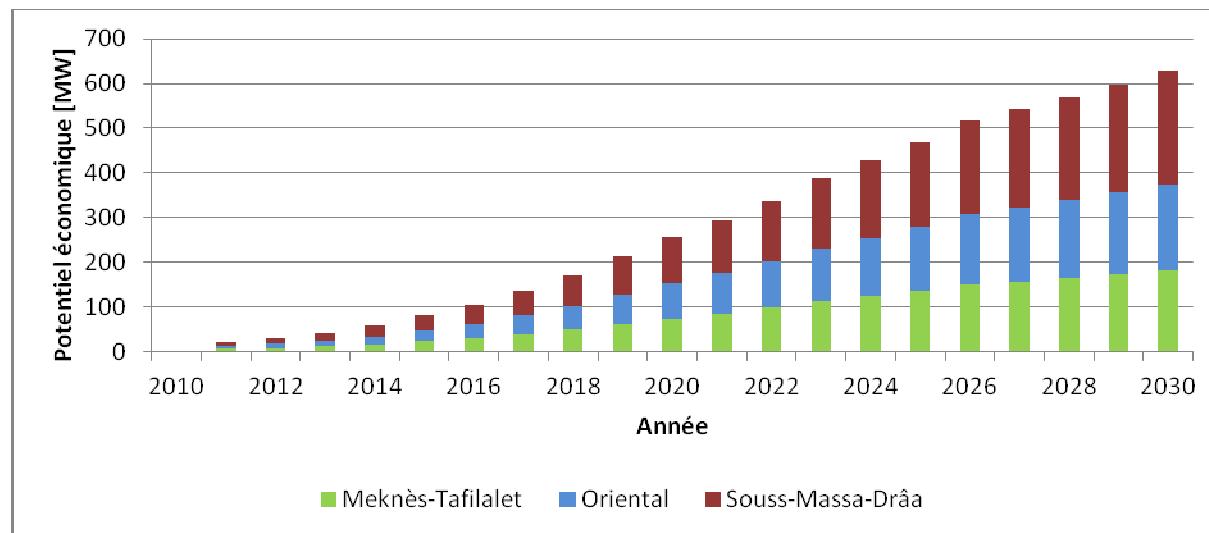
La mise en œuvre du potentiel économique – cumulée sur environ 6.000 MW jusqu'en 2030 seulement dans les trois régions – aurait de très nettes répercussions sur plusieurs secteurs à l'échelle nationale – et au delà. Si l'on se rappelle que le parc actuel de centrales du Maroc comprend 6.135 MW¹⁷⁰ et que la présente étude se borne à étudier le potentiel économique du photovoltaïque dans seulement trois régions sur seize, on constate que le potentiel national est encore nettement plus élevé: une estimation grossière sur toutes les couches de la population permet d'évaluer un ordre de grandeur de 28 GW (= 28.000 MW) cumulés jusqu'en 2030 pour l'ensemble du pays. Une mise en œuvre de ce potentiel énorme – réalisé par les investissements privés des particuliers – aura des répercussions socio-économiques considérables. La présente étude prend en compte les aspects liés à l'évolution du marché et de la création d'emplois en cas de mise en œuvre du potentiel économique dans les régions. En outre, elle éclaire les questions de l'intégration du photovoltaïque au réseau électrique du Maroc et celles relatives au soutien financier du Mécanisme de Développement Propre.

Il faut souligner que les résultats de ce chapitre donnent un ordre de grandeur et une orientation pour un mode de développement possible, mais, vu la complexité des facteurs qui les influencent et la durée de la période considérée, ils ne sauraient constituer des prévisions dans le sens d'un pronostic.

En cas d'atteinte de la parité réseau par un groupe tarifaire, le potentiel augmente assez brutalement de façon purement arithmétique (voir par ex. la Figure 50). Pour diverses raisons, cette augmentation brusque du potentiel ne peut être appliquée en réalité que de façon différée. L'expérience de la pénétration du marché avec des produits innovants (ordinateurs, téléphones portables, etc.) ces dernières années atteste d'une courbe de développement en S. Par analogie, on s'est basé sur une évolution du potentiel économique qui – compte tenu d'une part de marché très réduite –, partant d'une augmentation annuelle de 40% les premières années, se développe pour atteindre à 5% à la fin de la période considérée (phase de saturation). La Figure 77 illustre une courbe selon cette logique pour la capacité à installer annuellement dans les trois régions.

¹⁷⁰ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010).

Figure 77: Evaluation de l'évolution du potentiel économique



10.1 ÉVOLUTION DU MARCHE

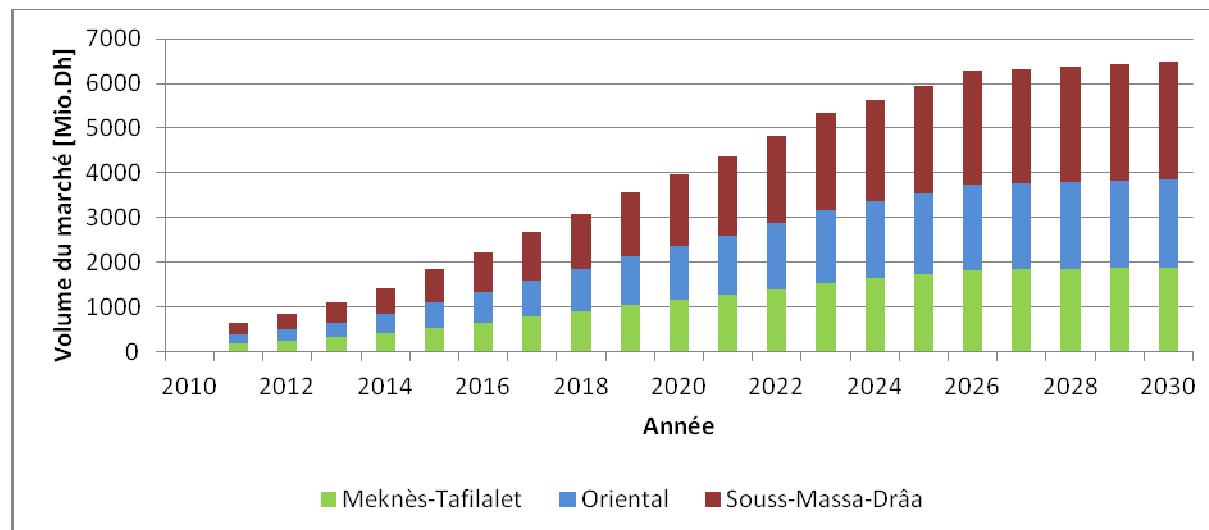
Le prix par W_c d'un système photovoltaïque est actuellement en Europe d'environ 2,5-3 €/ W_c . Au Maroc, selon un expert de Temasol, le prix est similaire. La présente étude se base sur un prix de 3 €/ W_c pour l'année 2010 (voir aussi Chapitre 4.2.2.5). Pour une projection des prix des systèmes, on se base sur une baisse annuelle moyenne de 7,5%¹⁷¹ pour la période jusqu'à 2020, et de 4% jusqu'en 2030 (voir Chapitre 4.2.2.6).

Si l'on suppose maintenant une mise en œuvre du potentiel économique jusqu'en 2030, on obtient un volume de marché pour les trois régions en multipliant la puissance annuelle estimée en MW_c par le prix par MW_c escompté par année.

Selon une évaluation par année, dans les trois régions, un marché d'un volume de 656 Mio.Dh se développe en 2011, de 1.846 Mio.Dh en 2015 et de 3.961 Mio. Dirham en 2020. En 2030, on suppose un volume de marché de 6.480 Mio.Dh pour les trois régions (voir Figure 78). Selon une évaluation cumulée, on obtient pour la région de Meknès-Tafilalet un volume de marché possible de 23,1 Mrd.Dh jusqu'en 2030. Le volume de marché cumulé possible pour la région de l'Oriental s'élève à 24,3 Mrd.Dh, celui de la région du Souss-Massa-Drâa présente un montant total de 32,1 Mrd.Dh jusqu'en 2030.

¹⁷¹ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Février 2010, p. 11).

Figure 78: Volume de marché annuel des trois régions jusqu'en 2030



10.2 EMPLOIS

Pour l'évaluation des emplois qui pourraient être générés par une mise en œuvre du potentiel économique, la présente étude s'est basée sur deux sources:

1. l'étude de la GTZ "Etude sur le cadre organisationnel, institutionnel et législatif pour la promotion des Énergies Renouvelables" ;
2. un document du « Projet de politique en énergies renouvelables » („Renewable Energy Policy Project“/ REPP) pour l'évaluation des emplois¹⁷² .

Les deux documents font une distinction entre les emplois générés par la fabrication des composants et ceux liés à leur installation, leur maintenance et à leur fonctionnement (voir Tableau 20).

Tableau 20: Emplois dans les secteurs Installation (I) et Opération et Maintenance (OM)

		Emplois Fabrication	Emplois Installation	Emplois (OM)
REPP	Emplois à plein temps 2003-2013	16.662	4.817	1.661
	MW installés (cumul.)	664	664	664
	Emplois / MW	25,1	7,3	2,5
GTZ	Emplois / MW		4,9	2,1

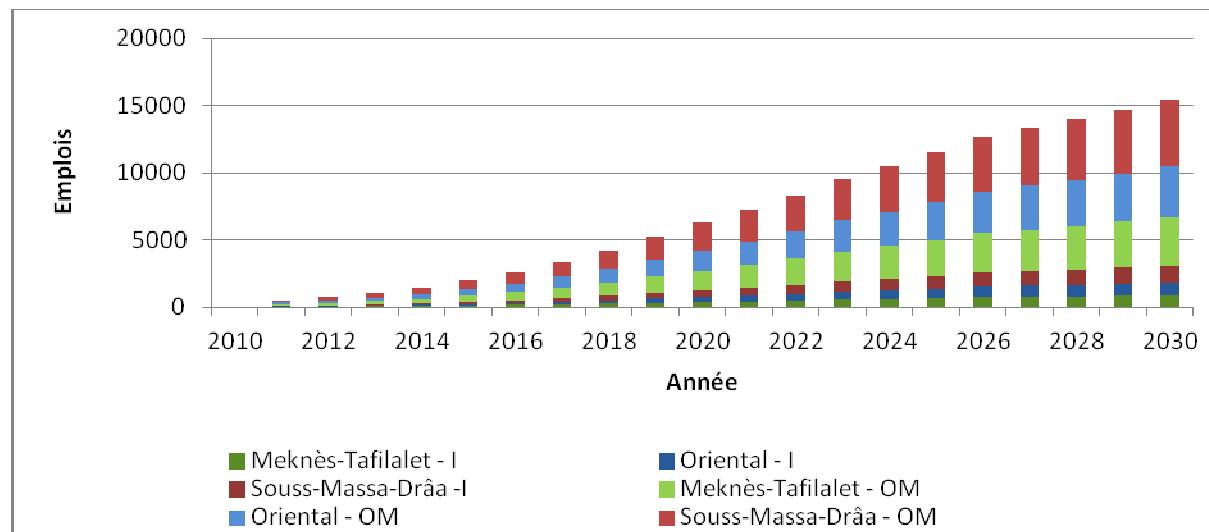
La présente étude utilise les approches les plus conservatives de l'Étude de la GTZ pour la création d'emplois. Les emplois générés par la fabrication de systèmes photovoltaïques ne sont pas pris en compte ici. En cas de développement d'une filière industrielle dans le secteur photovoltaïque au Maroc, les opportunités de création d'emplois sont à réévaluer très largement par rapport à cette étude.

Il faut préciser que ces estimations reposent sur des valeurs basées sur l'expérience à l'échelle internationale et/ou – en Allemagne. Comme il n'existe pas jusqu'ici pour le Maroc de valeurs basées sur l'expérience, ces valeurs constituent un ordre de grandeur approximatif pour le Maroc, uniquement en matière d'installation et de maintenance.

¹⁷² (Renewable Energy Policy Project (REPP), 2003).

Dans la mise en œuvre du potentiel économique, 4,9 emplois sont générés annuellement par MW photovoltaïque nouvellement installé. Les emplois dans les domaines de l'opération et de la maintenance se réfèrent au potentiel économique déjà réalisé.

Figure 79: Crédit d'emplois dans les secteurs Installation (I) et Opération et Maintenance (OM)



Dans l'ensemble des trois régions en 2015, en cas de réalisation du potentiel économique, 2.262 emplois sont créés - dont 451 liés à la puissance à installer en 2015 et 1.811 emplois liés à la maintenance et au fonctionnement de la puissance installée à partir de 2011. Pour l'année 2020, le nombre d'emplois est estimé à 7.169, dont 1.430 emplois dans le domaine de l'installation et 5.739 emplois liés à la maintenance et au fonctionnement. En 2030, 17.639 personnes peuvent être employées dans le cas d'une mise en œuvre du potentiel économique. Là encore, 3.519 emplois peuvent être créés dans le domaine de l'installation et 14.120 emplois liés à la maintenance et au fonctionnement.

10.3 APPOINT DU MECANISME DE DEVELOPPEMENT PROPRE (MDP) DANS LE FINANCEMENT D'UNE STRATEGIE D'INTRODUCTION DU PHOTOVOLTAÏQUE

Le Maroc a ratifié en 2002 le protocole de Kyoto et a ainsi pris sa coresponsabilité vis à vis du changement climatique.¹⁷³

L'objectif du protocole de Kyoto est une réduction des gaz à effet de serre. Pour atteindre cet objectif au moindre coût, trois mécanismes flexibles ont été introduits, le Commerce International des Droits d'Emission (ET), le Mécanisme de Développement Propre (MDP)¹⁷⁴ et l'Application conjointe (Joint Implementation / JI).¹⁷⁵

En termes de **MDP**, un pays industrialisé ou une entreprise d'un pays industrialisé (Annexe-I-Etat) investit dans un projet de réduction ou d'évitement des émissions de CO₂ dans un pays émergent ou en développement (Non-Annexe-I-Etat). Dans ce type de cas, il s'agit souvent de projets d'énergies renouvelables ou d'amélioration de l'efficacité énergétique. La baseline, soit la valeur de référence,

¹⁷³ Voir : Commission européenne (2007), p. 33.

¹⁷⁴ Mécanisme de développement propre (MDP).

¹⁷⁵ Voir: Ministère fédéral allemand de l'Environnement, de la Protection de la nature et de la Sécurité nucléaire (2001).

indique à quel point les émissions auraient été élevées sans le projet qui vient d'être financé.¹⁷⁶ Les Etats ou les entreprises peuvent faire certifier leurs réduction des émissions de CO₂ en référence à la baseline, sous la forme de Certificats de Réduction des Émissions (CREs). Un CRE correspond à une tonne d'équivalent CO₂. La durée d'un projet MDP s'élève généralement à dix ans ou à trois fois sept ans. Si un projet a une durée de 21 ans, une évaluation complète est nécessaire au bout de sept ans.¹⁷⁷ Une autre caractéristique du MDP repose sur le principe d'additionalité. Il faut prouver dans chaque cas si le projet de réduction des émissions et d'acquisition de certificats d'émission est économiquement viable uniquement grâce au financement par la délivrance des certificats.¹⁷⁸ Parallèlement, d'autres critères de subsidiarité ont été formulés. Reste à vérifier avec précision si un programme de photovoltaïque décentralisée correspondrait aux critères du MDP.

Option : Abasissement des coûts de production d'électricité au Maroc par la participation au MDP

Dans la mesure où un programme national de photovoltaïque décentralisée correspond aux critères du MDP, les recettes tirées de la vente de certificats peuvent permettre de faire baisser les coûts de production d'électricité. La proportion des recettes tirées du commerce du CO₂ par kWh est corrélée à deux informations:

- a) La réduction de CO₂ par kWh d'électricité du bouquet électrique conventionnel: selon l'ADEREE, 0,766 kg CO₂ par kWh peuvent être économisés au Maroc.¹⁷⁹
- b) Le prix des certificats de CO₂: selon EEX, les prix du commerce des émissions sont en 2011 de 11,5 €/CER. Ils sont considérés comme relativement stables jusqu'en 2012.¹⁸⁰

Sur la base de ces deux paramètres, et dans le cadre actuel du MDP, on obtient un prix pour le CO₂ d'environ 0,88 ct€ (= 0,1 Dh/kWh) par kWh d'électricité conventionnelle économisé au Maroc.

Si l'on devait donc initier un programme de photovoltaïque au Maroc, de l'électricité conventionnelle serait économisée sur chaque kWh produit dans une installation photovoltaïque, avec une réduction d'émissions de Co₂ évaluée actuellement à 0,766 kg et, dans le cadre du MDP, 0,1 Dh/kWh pourraient contribuer au financement du programme ces dix à 21 prochaines années.

Quant aux coûts de production d'électricité, ils pourraient donc être abaissés de 0,1 Dh/kWh, ce qui permettrait de faire avancer d'un an environ la parité réseau (voir l'exemple de parité réseau des ménages dans la région de Meknès-Tafilalet en Figure 80) et pourrait accélérer l'introduction du photovoltaïque au Maroc.

¹⁷⁶ Voir : Fraunhofer- Institut, System- und Innovationsforschung (2005), p. 335 et suiv.

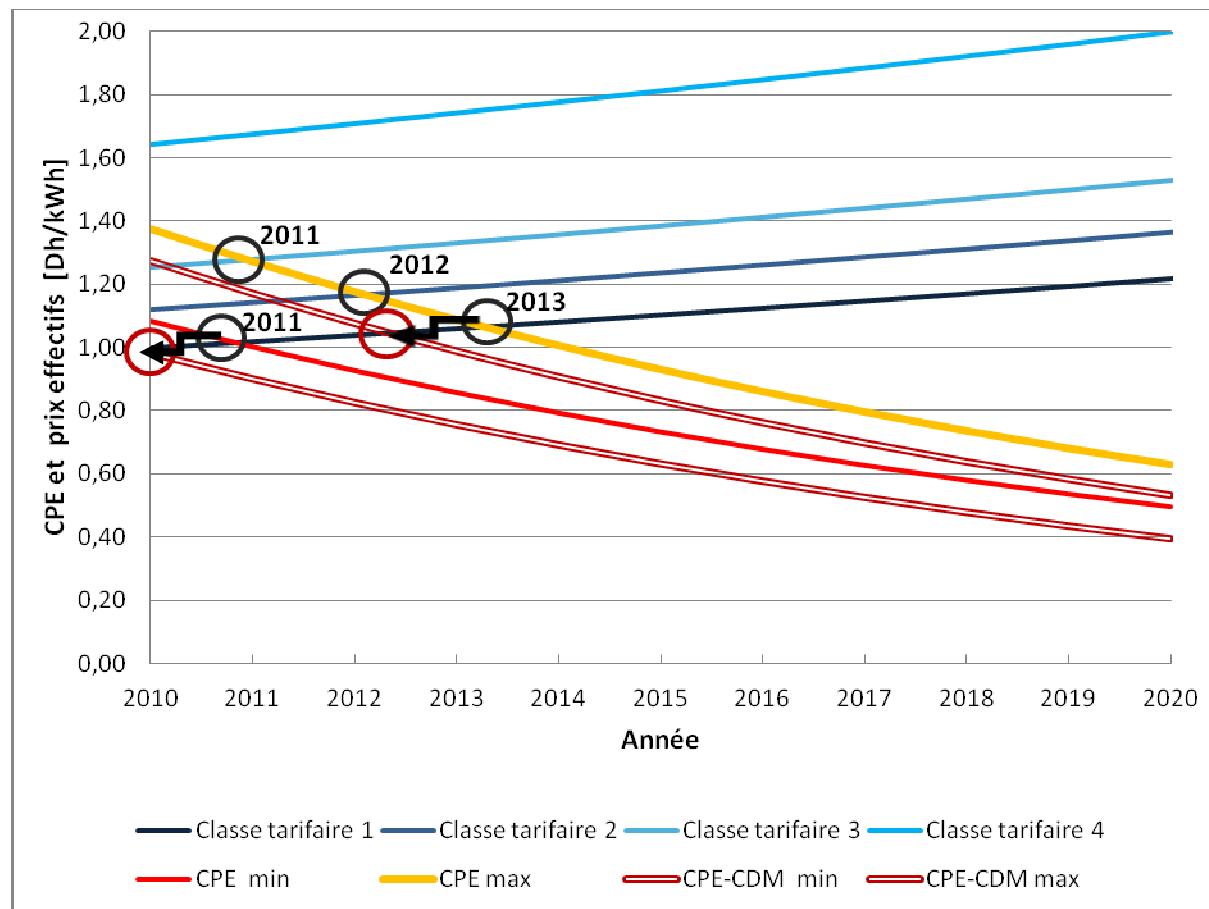
¹⁷⁷ (Atmosfair, 2011).

¹⁷⁸ Voir : Fraunhofer- Institut, System- und Innovationsforschung (2005), p.388 et suiv.

¹⁷⁹ (Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), 2008).

¹⁸⁰ (EEX, 2011).

Figure 80: Parité réseau des différentes classes tarifaires dans le secteur résidentiel [MT] et développement des CPE grâce au MDP



Recettes d'une installation photovoltaïque par la participation au MDP

Dans une autre perspective, le commerce du CO₂ permet d'obtenir un bénéfice de 180 Dh par an et par kW_c en se basant sur un rendement moyen de photovoltaïque de 1.800 kWh/(kW_c*an): un élément intéressant pour le porteur d'un projet dans le cadre d'un programme promotionnel. Supposons que ce promoteur lance un programme promotionnel national pour le photovoltaïque et le présente comme projet MDP, le porteur du projet pourrait donc aussi percevoir des recettes du CO₂ économisé. Ces recettes pourraient couvrir une partie des coûts liés au programme promotionnel.

Si l'on considère un apport du MDP à la promotion du photovoltaïque au Maroc, il convient de vérifier deux aspects en particulier:

- 1) Un programme promotionnel de photovoltaïque présente-t-il une **additionalité**? Quelle importance ont la rentabilité une fois atteinte la parité réseau d'une part, et la période d'amortissement d'autre part, pour que le projet soit reconnu comme projet MDP?
- 2) Comment est évaluée l'évolution du commerce des émissions **après la fin de la période de commerce momentanée et du protocole de Kyoto en 2012 (post-Kyoto)?**

Ces questions doivent être examinées de façon approfondie avant toute décision en faveur d'un programme étatique d'envergure.

11 REMARQUES ET QUESTIONS SUBSIDIAIRES

1. Energie de réserve et de régulation

Une région donnée dispose normalement d'autres options de génération d'électricité (éolien, hydraulique, biomasse, centrales à combustibles fossiles), qui sont d'importantes énergies de réserve et de régulation quand le rayonnement solaire fait défaut ou est insuffisant (de nuit, par temps couvert). Dans ce sens, le potentiel photovoltaïque, d'après l'approche selon les besoins, représente une valeur maximale pour une génération d'électricité à proximité du lieu de consommation : une énergie qui ne doit pas nécessairement être consommée et/ou qui reste à disposition pour des besoins croissants.

2. Intégration au réseau du photovoltaïque

En raison de la hausse croissante à l'échelle mondiale du nombre d'installations photovoltaïques, le débat sur la faculté d'intégration de cette technologie dans le réseau de distribution et de transmission électrique se pose de façon accrue. Le photovoltaïque produit de l'électricité pendant la journée – en fonction de l'intensité du rayonnement solaire. Pour une approche orientée selon les besoins telle qu'elle est abordée dans la présente étude, l'apport du photovoltaïque en période diurne permet une réduction de la charge sur le réseau: elle est corrélée, comme exposé par exemple dans le chapitre précédent, avec la charge de pointe de la mi-journée causée par l'installation croissante de climatiseurs et par les besoins grandissants du secteur industriel. Pour couvrir la charge de pointe en soirée si typique du Maroc, le photovoltaïque ne peut rien apporter – du moins à première vue. Dans ce contexte, on peut avancer deux hypothèses dans une stratégie de solution de problèmes, qui permettent d'élargir la réflexion à l'ensemble du système électrique du Maroc:

- 1) Une région et/ou une zone de régulation disposent d'une énergie rapidement réglable – telle que par exemple l'hydraulique, le biogaz issu de déchets organiques ou le gaz naturel – ou peuvent être connectées pour compenser les fluctuations du photovoltaïque.
- 2) Une zone de régulation peut être équipée de capacités de stockage qui accumulent l'électricité photovoltaïque superflue produite pendant la journée et peuvent la restituer en période de forte demande. Un exemple classique en est la station de transfert d'énergie par pompage (STEP). En Europe, la recherche se penche sur de nouvelles techniques de stockage (par ex. stockage d'énergie par air comprimé, batteries de stockage de nouvelle génération). Un domaine particulièrement intéressant pour l'avenir est l'introduction de l'électro-mobilité au Maroc : la présence indispensable de batteries de stockage dans les véhicules électriques induit une capacité de stockage qui permettra d'énormes économies d'énergie ces vingt prochaines années.

La présente étude n'approfondit pas la question de l'intégration au réseau du photovoltaïque, suffisamment d'études européennes traitent de cette question. Pour une appréciation qualitative et quantitative de cet aspect pour le Maroc, une étude approfondie du réseau est indispensable.

3. Création de conditions favorables, incitations, mesures d'accompagnement

Une barrière importante au Maroc pour la réalisation de l'autoproduction par le photovoltaïque est constituée par la hauteur du volume d'investissement initial en comparaison avec les moyens dont dispose la majeure partie de la population marocaine.

Dans ce contexte, pour accélérer l'introduction du photovoltaïque sous une forme décentralisée selon le principe de l'autoproduction, différentes mesures sont indispensables:

1. la création de conditions favorables (par ex. inclusion du secteur de la basse tension dans la loi 13-09 par des décrets d'application) et une simplification des procédures administratives ;
2. la création de mesures d'incitation financières (par ex. baisse ponctuelle de la TVA, subventions ponctuelles à l'investissement, conditions de crédit favorables dans le cadre d'un programme de crédit¹⁸¹) ;
3. et l'établissement de diverses mesures d'accompagnement telles que l'apprentissage et la formation continue, l'appui à la création d'entreprises, le renforcement du tissu industriel et des mesures de marketing pour la sensibilisation de la population.

¹⁸¹ Les possibilités d'un programme promotionnel sont traitées dans le mémoire de fin d'études de Sidki, Wafaa (2011) : « Considérations techniques et économiques pour le développement du photovoltaïque au Maroc ».

12 BIBLIOGRAPHIE

- EU PV Technology Platform. (2007b). *EU PV Technology Platform. Crystalline Silicon - Annexe*. Etat au: 27.08.2007. <http://www.eupvplatform.org/index.php?id=125>.
- (GTZ), G. f. (2007). *Etudes sur les potentiels, le cadre organisationnel, institutionnel et législatif pour la promotion des Energies Renouvelables. Rapport préfinal- Version longue. Juillet/Décembre 2007.* Project No.: 2003.3505.9-000.00, Ref. no.: 810887707.
- Abbildung Netmetering*. (2010). Consulté le 18.01.2010, sur http://farm4.static.flickr.com/3422/3202438222_4b64455b3c_o.gif
- AEROWEST. (2010). *Solarpotential*. http://www.aerowest.de/?page_id=81: Etat au: 03.05.2010, 17.44 MEZ.
- Agence de l'Oriental. (2010). Consulté le 14.09.2010, sur <http://www.oriental.ma/>
- Alsema, E., & Brummelen, M. v. (1993). *Het potentieel van pv-systemen in OECD landen*. Utrecht University, Department of Science, Technology and Society.
- Asian Development Bank. (2010). *Guidelines for the Economic Analysis of Projects. Least-Cost and Cost-Effectiveness Analysis*. Etat : 2010.
http://www.adb.org/documents/guidelines/eco_analysis/least-cost.asp.
- Atmosfair. (2011). Consulté en Février 2011, sur <http://www.atmosfair.de/unsere-projekte/projektablauf/cdm-und-gold-standard/>
- Berdai, M. (28.10.2008). *Energies Renouvelables au Maroc. Le développement de la filière photovoltaïque dans une approche intégrée sectorielle et régionale. Vision 2020. Expert Workshop: Mediterranean Solar Plan*.
- Beyer, C. (2010). *Value of Solar PV Electricity in MENA Region. Large-Scale Solar Power in MENA: Vision and Reality*. Q-Cells.
- Bouatia, C. (17.10.2009). *Technopole Oujda. Oujda - MED EST*. Oujda.
- Breyer, C., & Gerlach, A. (2010). *Global Overview on Grid-Parity Event Dynamics*. Q-cells.
- Bulletin officiel N° 5822. (2010). *Dahir n° 1-10-16 du 26 safar 1431 (11 février 2010) portant promulgation de la loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables*.
- CDER, C. d. (2009). *Etude des filières liées à l'énergie solaire dans la région de Meknès-Tafilalet*. Rabat.
- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). (2008). *Evaluation du programme PROMASOL. Rapport final*. Resing.
- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). (2008). *Hypothèse de calcul (Bâtiment)*.
- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). *Promasol. Rapport final. L'énergie du soleil, un choix tout naturel*. Rabat.
- Chambre de Commerce d'Industrie et de Services d'Oujda. (2007). *Monographie de la Région Oriental*.
- Chatre, B. (2010). *Energies Renouvelables au Maroc. Etat des Lieux et Perspectives*. Settat: Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE).

- Concentrix Solar GmbH. (2008a). *Meilensteine*. Etat au: 10.03.2009, <http://www.concentrix-solar.de/unternehmen/meilensteine/>.
- Concentrix Solar GmbH. (2008b). *Von der Zelle zum Kraftwerk*. Consulté le 10.01.2011, sur <http://www.concentrix-solar.de/technologie/computeranimation/>.
- Czisch, G. (Mai 1999). *Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika*.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2011). *Abbildung netzgekoppelte Anlage*. Consulté le 18.01.2011 sur <http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/solarstrom/aufbau-der-anlage/aufbau-einer-pv-anlage.html>
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). (2005). *MED-CSP. Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Final Report*. Etat au: 16.04.2005, <http://www.dlr.de/tt/>.
- Direction de la Météorologie Nationale. (2010). *Zonage Climatique du Maroc*. Récupéré sur <http://www.marocmeteo.ma/>
- EEX. (2011). *European Energy Exchange AG*. Consulté en Février 2011 sur <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte/Certified%20Emission%20Reductions%20Futures%20|%20Terminmarkt>
- El Hafidi, A. (2008). *Morocco. Power Investment Opportunities*. Rabat: Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE).
- El Hafidi, A. (30.01.2009). Stratégie énergétique nationale. Volet Electricité. Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE), Rabat.
- Energie-bau.at. (2010). *FAQ Photovoltaik*. Récupéré sur <http://www.energie-bau.at/index.php/wissen/photovoltaik/>
- EU PV Technology Platform. (2007a). *A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology*. Etat au: 04.06.2007. <http://www.eupvplatform.org/index.php?id=125>.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (Février 2010). *Ermittlung einer angemessenen zusätzlichen Absenkung der Einspeisevergütung für Solarstrom im Jahr 2010*. Freiburg.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2007). *Solarzellen. Prospekt*.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2009). *Weltrekord: 41,1% Wirkungsgrad für Mehrfachsolarzellen am Fraunhofer ISE*. Etat au: 14.01.2009. <http://www.ise.fraunhofer.de/presse-und-medien/>.
- Freiburg im Breisgau. (2011). *Freiburgs erneuerbare Energie: Sonne*. Récupéré sur http://www.freiburg.de/servlet/PB/menu/1206098_l1/index.html
- Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). (2007). *Etudes sur les potentiels, le cadre organisationnel, institutionnel et législatif pour la promotion des Energies Renouvelables. Rapport préfinal- Version longue. Juillet/Décembre 2007*. Project no.: 2003.3505.9-000.00, Reference no.: 810887707.
- Greenpeace. (2009). *Globaler Ausblick auf die Entwicklung solarthermischer Kraftwerke 2009. Sauberer Strom aus den Wüsten*.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2010e). *Annuaire statistique du Maroc - 2009*. Rabat.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2010a). *Comptes régionaux. Produit intérieur brut et dépenses de consommation finale des ménages. 2004 et 2007*.

- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2010b). *Enquête nationale sur les revenus et les niveaux de vie des ménages 2006/2007.*
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2011). *Horloge de la Population.* <http://www.hcp.ma/>.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2010c). *Les indicateurs sociaux du Maroc en 2008.* Rabat: Direction de la Statistique.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (19.11.2008). *Maroc 2030. Prospectives. Energie 2030. Quelles options pour le Maroc?* Récupéré sur <http://www.forums.hcp.ma/maroc2030/LinkClick.aspx?fileticket=...>
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2008). *Prospections de la Population et des Ménages 2004-2030.* Rabat.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2006). *Recensement général de la Population et de l'Habitat 2004. Caractéristiques démographique et socio-économiques. Région Meknès-Tafilalet.*
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2007b). *Recensement général de la Population et de l'Habitat 2004. Données régionales.* Rabat: www.hcp.ma/Profil.aspx. Condition d'Habitat des Ménages.
- Hoogwijk, M. (2004). *On the global and regional potential of renewable energy resources.* Utrecht.
- IEA/OECD. (2001). *Potential for building integrated photovoltaics.* Paris.
- IMS Research. (2011, 01 17). *Solar PV Installations Reached 17.5 GW in 2010. Press Release.* Consulté le 19.01.2010, sur http://imsresearch.com/news-events/press-template.php?pr_id=1857
- Kost, C., & Dr.Schlegel, T. (Décembre 2010). *Studie. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.* Fraunhofer ISE.
- LP ELECTRIC SRL. *Solar Panels.* Etat au: 10.11.2010.
http://www.lpelectric.ro/en/products/solar/panels_en.html.
- Luther, J. (2007). *Photovoltaische Energiekonversion, Status und Perspektiven.* Etat au: 10.01.2007,
<http://www.ise.fraunhofer.de/veroeffentlichungen/ausgewahlte-vortraege/vortraege-luther/photovoltaische-energiekonversion-status-und-perspektiven>.
- Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Environnement, de l'Urbanisme et de l'Habitat. (Novembre 2001). *Enquête Logement 2000. Synthèse des résultats.* Rabat.
- Ministère de l'Economie et des Finances. (27.10.2009). *Inflation et cours internationaux.* Consulté le 05.01.2011 sur
http://www.finances.gov.ma/portal/page?_pageid=53,17844066&_dad=portal&_schema=PORTAL
- Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE) . (21.07.2008). *Grandes Lignes de la stratégie énergétique 2020-2030. Dossier de Presse.* Récupéré sur
<http://www.mem.gov.ma/Actualites/PresseStratg.pdf>.
- Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE). (15.02.2010). *Chiffres de l'énergie. Chiffres clés. Année 2009.* Rabat.
- Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE). (2009). *Secteur énergétique. Stratégie.*
- Monographie Meknès. (2006). *Enquête sur le parc logement au niveau de la ville de Meknès.*
- Moroccan Agency for Solar Energy (MASEN). (2010). *Site d'Ouarzazate.*
http://www.masen.org.ma/index.php?Id=43&lang=fr#/_.
- Natural Resources Canada. (2009). *RETSscreen Climate Database.* Etat au: 19.05.2009.
http://www.retscreen.net/ang/d_data_w.php.

- Natural Resources Canada. (2010). *RETSscreen International. Empowering Cleaner Energy Decisions.* Etat au: 09.09.2010. <http://www.retscreen.net/ang/version4.php>.
- Office National de l'Electricité (ONE) . (2009). *L'offre de service Optima pour l'efficacité énergétique.* Präsentation, 13.01.2009.
- Office National de l'Electricité (ONE). (2008). "The Chourouk" Initiative 500 MW Solar by 2015.
- Office National de l'Electricité (ONE). (2010a). *Direction Régionale d'Agadir.*
- Office National de l'Electricité (ONE). (2010b). *Direction Régionale Oujda.*
- Office National de l'Electricité (ONE). (2010c). *Homepage.*
- Office National de l'Electricité (ONE). (2009). *L'offre de service Optima pour l'efficacité énergétique.* Präsentation, 13.01.2009.
- Office National de l'Electricité (ONE). (2010). *Rapport d'activité 2009.*
- Office National de l'Electricité (ONE). (2010d). *Tableau de bord comparatif des ventes d'énergie.*
- Österreichische Umwelttechnologie (ACT). (2011). *Schematische Darstellung eines Photovoltaik-Inselsystems.* Consulté le 18.01.2011 sur http://www.act-center.at/de/technologien/energie/energieproduktion/photovoltaik/grundlagen_zur_photovoltaik/PhotovoltaikGrundlagen17.jpg
- Ourraoui, D. (2008). *Grand Projets Eoliens Marocains.* Office National de l'Electricité (ONE).
- Photon Consulting. (2010). *The True Cost of Solar Power: How Low Can You Go?*
- Photon. (Décembre 2010). Finanzierung. Entwicklung der Anlagenpreise. p. 119.
- Photon. (01.02.2011). *Newsletter. Word record efficiency for CIGS sub-module from Avancis certified by NREL.*
- Podewils, C. (Juin 2009). *Was von der Zukunft übrig bleibt.* Photon.
- Possharp. (2010). *Solar Panel Database Sorting with Manufacturers. Shell Solar.* <http://possharp.com/photovoltaic/database.aspx?cid=vjbwgxccquzmli&sort=mfg&dt=Desc&pg=159>.
- Renewable Energy Policy Project (REPP). (2003). *The REPP Labor Calculator.* http://www.repp.org/articles/static/1/binaries/Labor_Calculator.pdf.
- Secrétariat Général du Gouvernement. (2009). *Arrêté du ministre délégué auprès du Premier ministre, chargé des affaires économiques et générales n° 528-09 du 29 safar 1430 (25 février 2009) réglementant les structures tarifaires et les tarifs de vente de l'énergie électrique aux clients consommateurs.*
- Solaranlagen-Portal. (2010b). Récupéré sur Solarkataster & Solaratlas - kostenlose Ertragsinformation: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/ratgeber/solarkataster>
- Solaranlagen-Portal. (2010a). *Glossar Photovoltaik.* Consulté en Juin 2010 sur <http://www.solaranlagen-portal.de/glossar-photovoltaik/kwp.html>
- Solarserver. (26.01.2011). *Performance Ratio.* Récupéré sur <http://www.solarserver.de/wissen/lexikon/p/performance-ratio.html>
- Solarserver. (Décembre 2010). *Photovoltaik Preise: PVX Spotmarkt Preisindex auf dem Solarserver.* Consulté le 19.01.2011 sur <http://www.solarserver.de/service-tools/photovoltaik-preisindex.html>
- Temasol. *L'Electricité solaire au Maroc.*
- Uh, D. (20.11.2008). *Résultats préliminaires du Scénario 2008 et quelques remarques de l'extérieur. Contexte – Résultats - Perspectives.*

Union Régionale de la CGEM Souss-Massa-Drâa. (2010). *Monographie de la Région Souss-Massa-Drâa.*

Université de Sherbrooke. (2010). *Perspective Monde. Maroc. PIB par habitant (\$US constant 2000). Banque mondiale.* Consulté le 02.09.2010 sur:

<http://perspective.usherbrooke.ca/bilan/servlet/BMTendanceStatPays?langue=fr&codePays=MAR&codeTheme=2&codeTheme2=2&codeStat=NY.GDP.PCAP.KD&codeStat2=x>

Weber, E. R. (2008). *Photovoltaik und Solarthermie - Energielieferanten der Zukunft.* Fach.Journal 2008, pp.36-44.

Weltbank. (15.12.2010). *Gross national income per capita 2009, Atlas method.* World Development Indicators database.

Westfalen Solar. (08.11.2010). *Photovoltaik.* Récupéré sur:

http://www.westfalensolar.de/photovoltaik.html#flaeche_pro_kw

Wilaya de Meknes Tafilalet. *Portail de la Meknès-Tafilalet.* <http://www.region-meknes-tafilalet.ma/>.

Zakaria, O. (2010). *Climatisation. Après le coup de froid, la bouffée de chaleur.* L'Economiste.

<http://www.leconomiste.com/article.html?a=101609>.

ANNEXES

ANNEXE 1

Coûts de production de l'électricité (CPE) dans la région de Meknès-Tafilalet selon divers modèles de financement et différentes tailles d'installations en Dirham - 2010

Paramètres du projet	Installation PV 1 kW _c	Installation PV 50 kW _c
Durée du projet en années	25	25
Coûts d'investissement [Dh]	32.157	26.484
Coûts d'investissement, incl. TVA [Dh]	38.588	31.781
Coûts d'exploitation/an [Dh] (1% des coûts d'investissement)	338	279
Coûts d'exploitation – total [Dh]	8.462	6.970
Coûts liés au projet [Dh]	47.050	38.750
Durée de validité du crédit en années	10	10
Taux de crédit annuels	8%	8%
Taux d'intérêt annuels	5%	8%
Rendement : durée de validité en années	25	25
Rendement/An [kWh/KW _c /An]	1.802	1.802
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	43.465	43.465
Capitaux propres : 100%		
Capitaux propres [Dh]	38.588	31.781
Capitaux extérieurs [Dh]	0	0
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	0	0
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970
Coût total de l'installation [Dh]	47.050	38.750
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	43.465	43.465
CPE [Dh/kWh]	1,08	0,89
80% capitaux propres - 20% capitaux extérieurs		
Capitaux propres [Dh]	30.870	25.425
Capitaux extérieurs [Dh]	7.718	6.356
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	3.784	3.116
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970
Coût total de l'installation [Dh]	50.834	41.867
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	43.465	43.465
CPE [Dh/kWh]	1,17	0,96
50% capitaux propres - 50% capitaux extérieurs		
Capitaux propres [Dh]	19.294	15.890
Capitaux extérieurs [Dh]	19.294	15.890

Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	9.460	7.791
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970
Coût total de l'installation [Dh]	56.510	46.541
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	43.465	43.465
CPE [Dh/kWh]	1,30	1,07
20% capitaux propres avec taux d'intérêt; 80% capitaux		
Capitaux propres [Dh]	7.718	6.356
Taux d'intérêt sur les capitaux propres [Dh]	10.357	8.530
Capitaux extérieurs [Dh]	30.870	25.425
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	15.135	12.466
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970
Coût total de l'installation [Dh]	72.542	59.746
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	43.465	43.465
CPE [Dh/kWh]	1,67	1,37

ANNEXE 2

Coûts de production de l'électricité (CPE) dans la région de l'Oriental selon divers modèles de financement et différentes tailles d'installations en Dirham - 2010

Paramètres du projet	Installation PV 1 kW _c	Installation PV 50 kW _c
Durée du projet en années	25	25
Coûts d'investissement [Dh]	32.157	26.484
Coûts d'investissement incl. TVA [Dh]	38.588	31.781
Coûts d'exploitation /an [Dh] (1% des coûts d'investissement)	338	279
Coûts d'exploitation - total [Dh]	8.462	6.970
Coûts liés au projet [Dh]	47.050	38.750
Durée de validité du crédit en années	10	10

Taux de crédit annuels	8%	8%
Taux d'intérêt annuels	5%	8%
Rendement : durée de validité en années	25	25
Rendement/An [kWh/KW _c /An]	1.635	1.635
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	39.435	39.435
Capitaux propres : 100%		
Capitaux propres [Dh]	38.588	31.781
Capitaux extérieurs [Dh]	0	0
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	0	0
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970
Coût total de l'installation [Dh]	47.050	38.750
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	39.435	39.435
CPE [Dh/kWh]	1,19	0,98
80% Capitaux propres - 20% Capitaux extérieurs		
Capitaux propres [Dh]	30.870	25.425
Capitaux extérieurs [Dh]	7.718	6.356
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	3.784	3.116
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970
Coût total de l'installation [Dh]	50.834	41.867
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	39.435	39.435
CPE [Dh/kWh]	1,29	1,06
50% Capitaux propres - 50% Capitaux extérieurs		
Capitaux propres [Dh]	19.294	15.890
Capitaux extérieurs [Dh]	19.294	15.890
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	9.460	7.791
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970

Coût total de l'installation [Dh]	56.510	46.541
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	39.435	39.435
CPE [Dh/kWh]	1,43	1,18
20% capitaux propres avec taux d'intérêt; 80% capitaux		
Capitaux propres [Dh]	7.718	6.356
Taux d'intérêt sur les capitaux propres [Dh]	10.357	8.530
Capitaux extérieurs [Dh]	30.870	25.425
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	15.135	12.466
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970
Coût total de l'installation [Dh]	72.542	59.746
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	40.173	39.435
CPE [Dh/kWh]	1,81	1,52

ANNEXE 3

Coûts de production de l'électricité (CPE) dans la région du Souss-Massa-Drâa selon divers modèles de financement et différentes tailles d'installations en Dirham - 2010

Paramètres du projet	Installation PV 1 kW _c	Installation PV 50 kW _c
Durée du projet en années	25	25
Coûts d'investissement [Dh]	32.157	26.484
Coûts d'investissement incl. TVA [Dh]	38.588	31.781
Coûts de fonctionnement/an [Dh] (1% des coûts d'investissement)	338	279
Coûts de fonctionnement – total [Dh]	8.462	6.970
Coûts liés au projet [Dh]	47.050	38.750
Durée de validité du crédit en années	10	10
Taux de crédit annuels	8%	8%
Taux d'intérêt annuels	8%	8%
Rendement : durée de validité en années	25	25
Rendement/An [kWh/KW _c /An]	1.868	1.868
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	45.057	45.057
Capitaux propres : 100%		
Capitaux propres [Dh]	38.588	31.781
Capitaux extérieurs [Dh]	0	0
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	0	0
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970
Coût total de l'installation [Dh]	47.050	38.750
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	45.057	45.057
CPE [Dh/kWh]	1,04	0,86
80% Capitaux propres - 20% Capitaux extérieurs		
Capitaux propres [Dh]	30.870	25.425
Capitaux extérieurs [Dh]	7.718	6.356
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	3.784	3.116
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970
Coût total de l'installation [Dh]	50.834	41.867
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	45.057	45.057
CPE [Dh/kWh]	1,13	0,93
50% Capitaux propres - 50% Capitaux extérieurs		
Capitaux propres [Dh]	19.294	15.890
Capitaux extérieurs [Dh]	19.294	15.890
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	9.460	7.791
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970

Coût total de l'installation [Dh]	56.510	46.541
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	45.057	45.057
CPE [Dh/kWh]	1,25	1,03
20% capitaux propres avec taux d'intérêt; 80% capitaux		
Capitaux propres [Dh]	7.718	6.356
Taux d'intérêt sur les capitaux propres [Dh]]	10.357	8.530
Capitaux extérieurs [Dh]	30.870	25.425
Intérêts sur les capitaux extérieurs [Dh]	15.135	12.466
Coûts d'exploitation [Dh]	8.462	6.970
Coût total de l'installation [Dh]	72.542	59.746
Rendement total de l'installation sur 25 ans (dégradation: 0,3%)	45.057	45.057
CPE [Dh/kWh]	1,61	1,33

ANNEXE 4**Zonage climatique du Maroc****Direction de la Météorologie Nationale****ZONAGE CLIMATIQUE DU MAROC****4**