



Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences

Master en Techniques de l'Environnement et Energies
Régénératives

Département : Sciences de l'Ingénieur

Université de Sciences Appliquées de Berlin (HTW Berlin)

LE PROGRAMME DE 1 MILLION DE TOITS

Une solution énergétique possible pour l'introduction de la technologie photovoltaïque à grande échelle au Maroc

Mai 2011

par Wafaa Sidki

Stagiaire au projet PEREN



Synthèse en français d'une partie du mémoire de fin d'études :

« *Technische und Ökonomische Betrachtung der Stromerzeugung
aus Photovoltaik in Marokko* » (HTW-Berlin, Mars 2011)

Email : Wafaa.Sidki@gmail.com

Index

Index	I
Tables des Illustrations	III
Liste des Tableaux	VI
1. Scénario : le programme de 1 million de toits	1
1.1 Philosophie du programme.....	1
1.2 Les hypothèses d'un programme de soutien	1
1.3 Hypothèses sur la quantité d'installations à développer	2
1.4 Suppositions pour la taille de l'installation	5
1.5 Le rayonnement solaire au Maroc	7
2. Volume d'investissement du programme	9
2.1 Évolution prévisible des prix des systèmes PV à l'horizon 2020 au Maroc	9
2.2 Instruments de financement: coûts du programme pour l'Etat	15
A : Subvention directe	15
B : Variante de crédit	16
2.3 Coût total supporté par le client selon les options de financement A et B	17
3. Aspect économique pour les clients	21
3.1 Les prix réels de l'électricité	22
3.2 Coûts de production d'électricité photovoltaïque.....	27
3.3 Le développement des coûts de production d'électricité photovoltaïque.....	28
3.4 Potentiels d'économies	29
3.5 Période d'amortissement.....	30
3.6 Parité réseau.....	31
4. Analyse de rentabilité selon différents rayonnements solaires.....	32
4.1 L'exemple de la ville d'Ouarzazate	33
4.2 L'exemple de la ville de Tétouan	35
5. Installations photovoltaïques pour divers consommateurs.....	38
5.1 Petits consommateurs : ménages	38

5.2	Grands consommateurs: ménages à revenus élevés	40
5.3	Gros consommateur en moyenne tension: Bâtiment du Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement, Rabat – Agdal.....	42
5.3.1	Bâtiment A	43
5.3.2	Bâtiment B	50
5.3.3	Protection contre le soleil et photovoltaïque	55
5.4	Aéroport Mohammed V	56
6.	Évolutions possibles par la mise en œuvre du programme de soutien	64
6.1	Développement des marchés.....	64
6.2	Emplois	66
7.	Synthèse	67

Tables des Illustrations

Figure 1: Développement des ménages ruraux électrifiés : PERG 2000-2009	3
Figure 2: Niveau d'électrification rurale dans le cadre du PERG 2000-2009	3
Figure 3: Evolution possible de la courbe d'expansion du programme de soutien du Maroc...	5
Figure 4: Moyenne quotidienne totale de rayonnement en kWh/m ² (ADEREE).....	7
Figure 5: Rayonnement global moyen par kWh/m ² et par jour – Programme PVGIS	8
Figure 6 : Moyenne journalière du rayonnement solaire global : ADEREE / Programme de simulation PVGIS	8
Figure 7 : Indices des prix des modules de silicium cristallin de différentes origines selon pvXchange pour la période de Juillet 2008 à Novembre 2009	10
Figure 8 : Développement des prix des systèmes photovoltaïques pour l'industrie solaire allemande 2010-2020 (Echelle de prix supérieure / Echelle de prix inférieure).....	12
Figure 9 : Évolution possible des prix des systèmes photovoltaïques au Maroc en € / kWc .	13
Figure 10 : Coût total des Installations PV, selon le modèle de financement en DH / kWc ...	14
Figure 11 : Volume total du programme marocain du PV en millions €.	14
Figure 12 : Volume total du programme marocain de PV et impacts sur la TVA, le système bancaire et le commerce en millions d '€	15
Figure 13 : Développement du taux de subventions dans le cas A en Mio. €	16
Figure 14 : Exemple de soutien à une start-up dans le premier cas.....	17
Figure 15 : Développement des prix de la photovoltaïque pour les clients en fonction de l'option de subvention en DH / kWc	18
Figure 16 : Part du capital, de la maintenance, des coûts du crédit dans le total des frais engagés selon les modèles 20/80 et 50/50.....	19
Figure 17 : Développement du coût total selon le modèle de subvention et le financement du modèle au cours des trois premières années du programme	20
Figure 18: Développement des coûts totaux pour le client en fonction de l'option de subvention et de l'année.....	20
Figure 19: Cash-Flow cumulé avec le prix des systèmes en 2011.....	21
Figure 20: Tarifs de l'ONE et coûts effectifs d'achat de l'électricité dans le domaine domestique en 2010.....	24
Figure 21: Coûts effectifs d'achat de l'électricité pour l'industrie, l'agriculture (AG) et les clients industriels en basse tension en 2010.....	25
Figure 22: Evolution des prix effectifs d'achat de l'électricité jusqu'en 2030 dans le secteur résidentiel.....	27

Figure 23 : Coûts de production d'électricité en DH /kWh d'un système PV de 1kWc en 2011	28
Figure 24 : Développement des coûts de production d'électricité photovoltaïque	29
Figure 25 : Potentiel d'économie en Dh pour un système de 0,5 kWc dans le cas d'un ménage de catégorie de consommation moyenne durant les trois premières années du programme.....	30
Figure 26 : Temps d'amortissement de l'installation PV de 0,5 kWc selon la variante de subvention.....	31
Figure 27 : Parité réseau en basse et en moyenne tension	32
Figure 28 : Parité réseau de l'installation de 2kWp : site d'Ouarzazate.....	34
Figure 29 : Revenu en Dh de l'installation de 2 kWc à Ouarzazate selon la catégorie de clients.....	34
Figure 30 : Cash-flow en Dh d'une installation PV construite en 2011 dans le cas d'un autofinancement sans subvention	35
Figure 31 : Evolution des coûts de production d'électricité en Dh/kWh d'une usine de 2 kWc à Tétouan.....	36
Figure 32: Parité réseau - cas de l'usine de 2 kWc à Tétouan	36
Figure 33: Revenu de l'installation en Dh à Tétouan selon la catégorie de clients	37
Figure 34: Cash-flow en Dh d'une installation PV construite en 2011 à Tétouan (subvention + autofinancement).....	37
Figure 35 : Cash-flow en Dh d'une installation PV à 0,8 kWc construite en 2011 (subvention + autofinancement).....	38
Figure 36: Cash-flow de l'installation de 0,8kWc selon divers prix de systèmes	39
Figure 37: Parité réseau de l'installation de 0,8kWc - PV	39
Figure 38: Potentiels d'économies annuelles de la 0,8 kWc-PV.....	40
Figure 39: Parité réseau : installations PV de 12 kWc	41
Figure 40: Cash-Flow des installations PV de 12-kWc.....	41
Figure 41: Rayonnement mensuel à Rabat	42
Figure 42: Consommation d'électricité du Bâtiment A en 2010.....	43
Figure 43 : Consommation électrique et revenus issus de l'installation PV sur le toit du Bâtiment A.....	44
Figure 44: Projection : parité réseau des systèmes PV de 131kWc sur le toit du MEMEE à Rabat	44
Figure 45: Cash-flow des systèmes de 131 kWc dans le cas de la subvention directe et de l'autofinancement	45
Figure 46 : Consommation de courant et rendement d'une installation de 97kWc, Bâtiment A	46

Figure 47 : Projection - Parité réseau de l'installation de 97kWc au Bâtiment A, MEMEE, Rabat	47
Figure 48: Flux de trésorerie du système de 97kWc (subvention et autofinancement).....	47
Figure 49: Consommation aux heures de pointe et rendement de l'installation PV.....	48
Figure 50: Vue aérienne du Bâtiment A.....	49
Figure 51: Consommation d'électricité en 2010, Bâtiment B.....	50
Figure 52: Consommation d'électricité et rendement de l'installation PV, Bâtiment B	51
Figure 53: Parité réseau des systèmes PV à 160 kWc sur le toit du MEMEE à Rabat.....	51
Figure 54: Cash-flow du système 160 kWc (subvention + autofinancement) à Rabat.....	52
Figure 55 : Consommation de courant et rendement de l'installation PV adaptée à la plus basse consommation mensuelle - Bâtiment B	52
Figure 56: Charge de base et rendement des systèmes PV, Bâtiment B.....	53
Figure 57 : Parité réseau des systèmes PV de 87 kWc à Rabat.....	53
Figure 58 : Cash-flow du système 87 kWc (Subvention + Autofinancement)	54
Figure 59: Vue aérienne du Bâtiment B.....	54
Figure 60: Modules photovoltaïques brise-soleil	55
Figure 61: Consommation de l'aéroport Mohamed V en 2010	56
Figure 62: Valeurs moyennes mensuelles de rayonnement solaire sur le site de Nouasser .	57
Figure 63: Consommation électrique et revenus issus de l'installation PV sur le toit de l'aéroport Mohamed V	57
Figure 64: Coûts de production d'électricité et parité réseau du système PV	58
Figure 65: Cash-flow en millions de Dh du système PV à 17 MW (dans le cas de la variante de subvention avec autofinancement), Aéroport Mohamed V, Nouasser.....	59
Figure 66: Cash-flow de l'installation PV à 17 MWc en cas de modèle de financement 20/80 (année 2011).....	59
Figure 67: Cash-flow de l'installation PV à 17 MWc en cas de modèle de financement 20/80, en 2020	60
Figure 68: Vue aérienne de la toiture existante dans l'aéroport	61
Figure 69: Parité réseau des systèmes PV à 500 kWc, MED V	62
Figure 70: Cash-flow de l'usine à 500kWp, l'aéroport Mohamed V	62
Figure 71: Rendement cumulatif du programme de subventions en GWh	64
Figure 72 : Évolution de la consommation d'électricité au Maroc en GWh/an	65
Figure 73: Développement de la part de l'électricité PV au cours du programme de subvention en %.....	65
Figure 74: Emplois résultant de l'installation des systèmes PV.....	66

Liste des Tableaux

Tableau 1: Développement possible de la quantité de systèmes.....	4
Tableau 2: Consommation annuelle moyenne d'électricité par catégorie de consommateurs en 2009	6
Tableau 3: Taille moyenne d'installation par catégorie de clients.....	6
Tableau 5 : Comparaison des prix des systèmes PV réels et fictifs, calculé à partir de la réduction des coûts sur la base de la courbe d'apprentissage	10
Tableau 6 : Prix des installations photovoltaïques en € / kWc.....	13
Tableau 7: Montant de la taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national (TPPAN) selon la consommation d'électricité en 2010	23
Tableau 8: Tarifs d'électricité selon les classes de consommation mensuelle d'électricité dans le secteur résidentiel en 2010	23
Tableau 9: Tarif de l'électricité et TPPAN des autres catégories de clients en basse tension en 2010	25
Tableau 11: Tarifs d'électricité en moyenne tension en fonction des heures de charge (incl. TVA à 14%).....	26
Tableau 18 : Rayonnement mensuel de la ville d'Ouarzazate	33
Tableau 22 : Rayonnement mensuel de la ville de Tétouan	35
Tableau 47 : Consommation de courant et rendement de l'installation PV adaptée à la plus basse consommation mensuelle - Bâtiment B	52
Tableau 48: Charge de base et rendement des systèmes PV, Bâtiment B.....	53
Tableau 49 : Parité réseau des systèmes PV de 87 kWc à Rabat	53
Tableau 50 : Cash-flow du système 87 kWc (Subvention + Autofinancement)	54
Tableau 51: Vue aérienne du Bâtiment B	54
Tableau 52: Modules photovoltaïques brise-soleil	55
Tableau 53: Consommation de l'aéroport Mohamed V en 2010	56
Tableau 54: Valeurs moyennes mensuelles de rayonnement solaire sur le site de Nouasser	57
Tableau 55: Coûts de production d'électricité et parité réseau du système PV	58
Tableau 56: Cash-flow en millions de Dh du système PV à 17 MW (dans le cas de la variante de subvention avec autofinancement), Aéroport Mohamed V, Nouasser.....	59
Tableau 57: Cash-flow de l'installation PV à 17 MWc en cas de modèle de financement 20/80 (année 2011)	59
Tableau 58 : Cash-flow de l'installation PV à 17 MWc en cas de modèle de financement 20/80, en 2020	60

1. Scénario : le programme de 1 million de toits

Cette partie permet de donner une vue générale sur un programme de lancement des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau au Maroc. En plus des programmes existants pour l'énergie éolienne et l'énergie solaire à concentration, un programme de photovoltaïque décentralisée à grande échelle sera en outre présenté. Les aspects techniques et économiques d'un tel programme seront détaillés et commentés.

1.1 Philosophie du programme

Le programme « un million de toits » est réalisable pour le lancement de la photovoltaïque au Maroc et pour appuyer et soutenir son utilisation. L'installation d'un million de systèmes photovoltaïques sur les toits pourrait être planifiée jusqu'en Décembre 2020. La puissance moyenne de ce type de systèmes est de 2 kW_c, de sorte qu'un million de systèmes photovoltaïques installée correspond à une capacité de 2000 MW. La taille de ces installations peut varier de 0,5 à 1000 kW_c. Un prérequis de la planification devrait être que ces installations couvrent les besoins en électricité. En ce sens, outre les toits de particuliers, des bâtiments administratifs ou commerciaux, des toitures industrielles et autres zones appropriées pourraient être utilisés: le critère central doit rester le principe de la «facturation nette», que ce soit dans la conception technique ou dans les aspects économiques (investissements, rentabilité, exploitation).

Objectifs du programme

- Promotion des énergies renouvelables à grande visibilité;
- Réduction des factures d'électricité des clients et de l'impact économique des futures augmentations du prix de l'électricité
- Contribution à la préservation de l'environnement
- Réduction de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles importés.

1.2 Les hypothèses d'un programme de soutien

La présente étude se base sur l'hypothèse d'un 1 million de systèmes d'une puissance moyenne de 2 kW, ce qui produit une capacité totale de 2.000 MW. En l'absence d'un système de tarif de rachat, la taille de système est à choisir et à moduler selon la consommation d'électricité. Dans ce cas, le choix de la taille des systèmes est conditionné par le montant des factures de l'opérateur du réseau.

Modèle de subvention A: subvention directe

Dans le modèle A, l'aide est une subvention de 15% du prix total pour chaque système installé la première année; par la suite, la subvention sera diminuée à 10% la deuxième année, et à 5% la troisième année. Le groupe cible est constitué par l'ensemble des consommateurs.

Modèle de subvention B: crédit à 0% d'intérêt

Le modèle d'appui B est une subvention avec un programme de prêt à 0% d'intérêt pour les investisseurs dans le domaine de l'énergie photovoltaïque. Dans ce modèle, l'Etat subventionne le coût du crédit.

Critères d'inclusion dans le financement

- Concerne uniquement les nouvelles installations ; la subvention doit être demandée préalablement à l'installation
- Le bénéficiaire doit avoir le raccordement au réseau
- La taille de l'installation (en kWc) doit être adaptée à la consommation d'électricité (voir section 1.4). Une consommation mensuelle moyenne de plus que 63,25 kilowattheures est nécessaire pour éviter, dans les installations d'une taille minimale de 0,5 kWc, d'injecter de l'électricité dans le réseau, ce qui n'est pas intéressant en l'absence d'un système de tarif de rachat.

1.3 Hypothèses sur la quantité d'installations à développer

Le développement de la quantité d'installations au cours du programme est déterminé seulement pour le secteur des ménages, dans la mesure où pour d'autres secteurs aucune donnée n'est disponible.

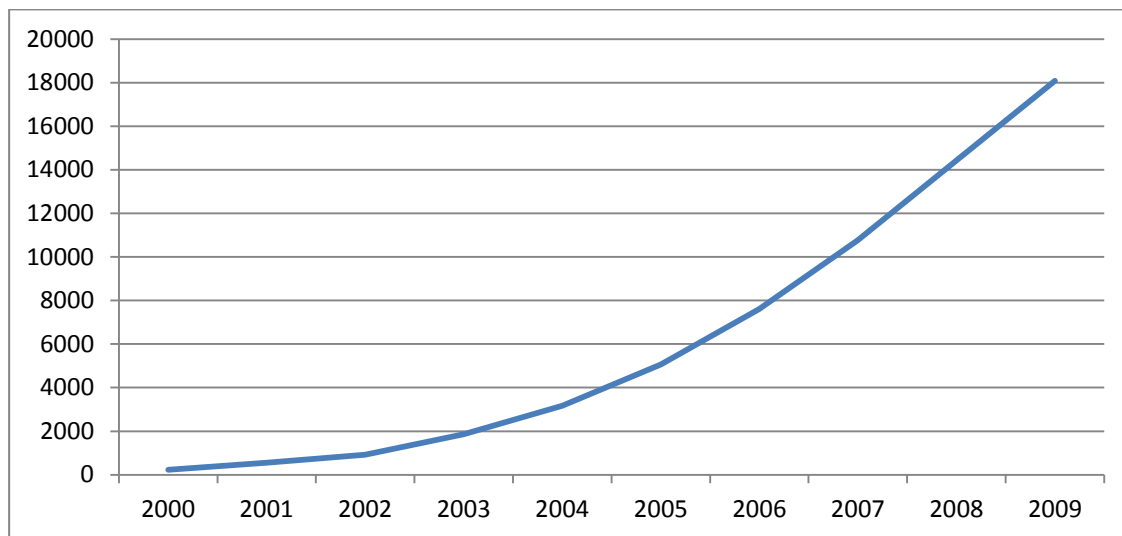
La méthode utilisée pour déterminer l'évolution du nombre d'installations dans ce secteur prend en compte la situation financière des ménages marocains, en ce sens que l'introduction de la PV au Maroc cible la classe favorisée de la population.

Dans le cadre de cette étude, nous avons cherché un programme qui puisse servir de référence sur le choix logique de recours à l'option PV. Nous avons opté pour le développement de l'électrification par des systèmes PV dans les zones rurales du Maroc dans le cadre du programme PERG. Comme la durée de ce programme est limitée à 10 ans, le PERG a été étudié seulement entre les années 2000 et 2009. La différence est, bien sûr, majeure au niveau de l'investissement: alors que dans le cadre du PERG une avance

d'environ 900 Dh était nécessaire en moyenne, le programme de subvention étudié ici couvre plusieurs milliers de dirhams.

Le nombre de ménages ruraux électrifiés en PV a augmenté de 273 ménages en 2000 à 3.663 ménages en 2009. Globalement, en 10 ans, 18.087 ménages ont bénéficié de l'électrification. La Figure 1 présente l'évolution du nombre de ménages ruraux électrifiés entre 2000 et 2009.

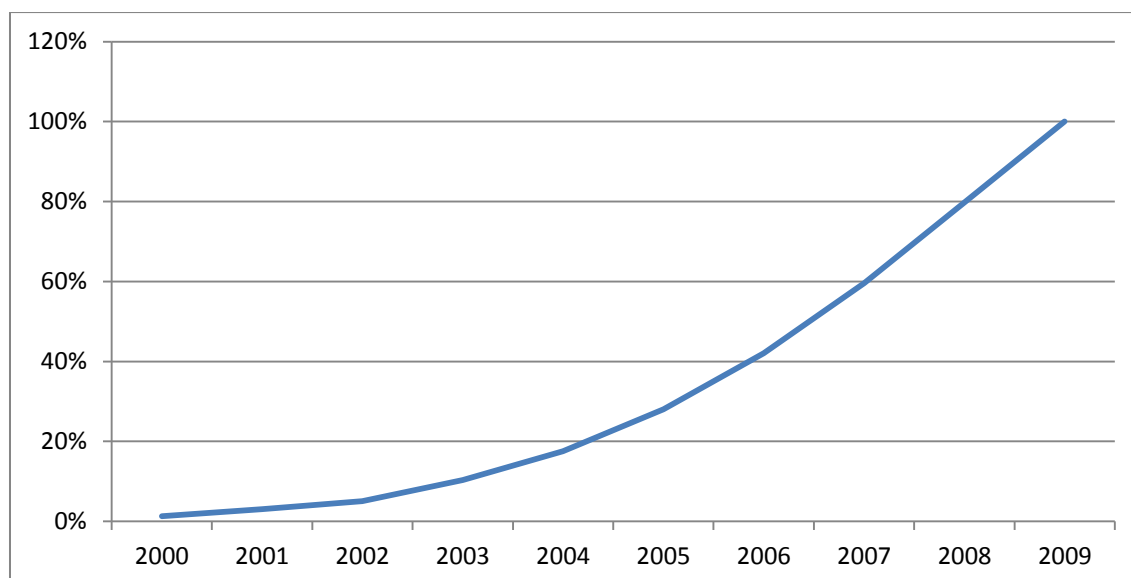
Figure 1: Développement des ménages ruraux électrifiés : PERG 2000-2009



Source: ONE, 2010

Puisque notre étude porte strictement sur cette période, elle se base sur une logique de développement analogue à celle du PERG, la part des ménages électrifiés partant de 0% au début de 2000 à 100% à la fin de 2009.

Figure 2: Niveau d'électrification rurale dans le cadre du PERG 2000-2009



La présente étude part du principe que le rythme d'installation PV des classes favorisées et moyennes de la population marocaine est analogue à la cadence d'équipement de l'électrification dans les villages. Ainsi, l'évolution du programme de soutien est supposée analogue à celle du PERG entre 2000 et 2009.

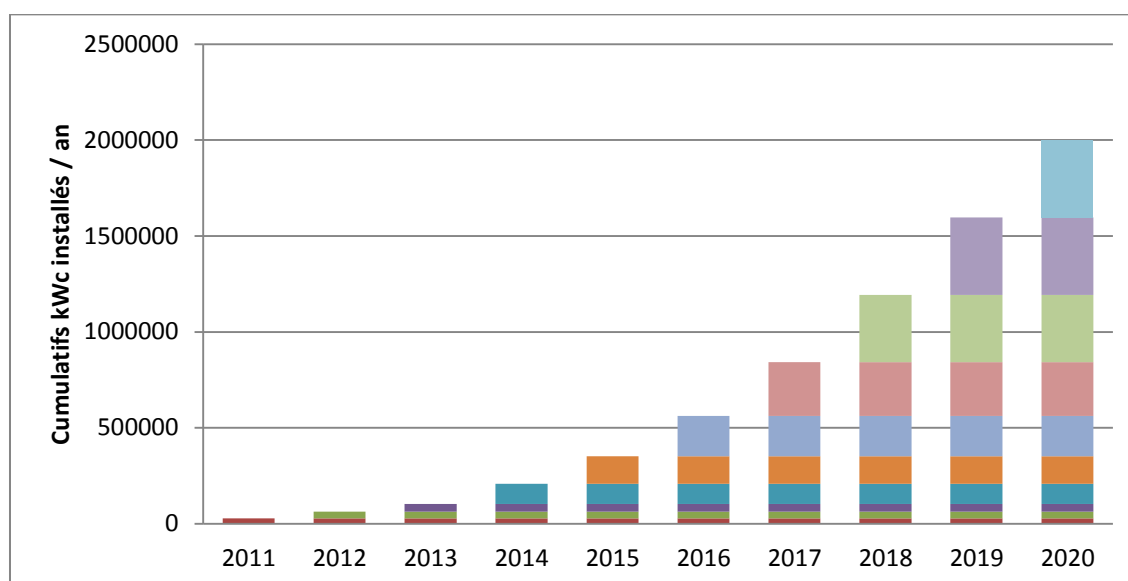
En partant du principe d'un total d'un million de systèmes PV installées jusqu'en 2020, le développement de la quantité de systèmes a été calculé en se basant sur le programme PERG. Le résultat est illustré par le Tableau 1.

Tableau 1: Développement possible de la quantité de systèmes

2011	1,31%	13.103
2012	1,75%	17.526
2013	2,02%	20.180
2014	5,23%	52.303
2015	7,24%	72.372
2016	10,47%	104.716
2017	14,04%	140.432
2018	17,49%	174.877
2019	20,20%	201.968
2020	20,25%	202.521
Somme	100%	1.000.000

En se basant sur une taille moyenne de systèmes de 2kWc, le total d'installations annuelles pouvant être atteint est illustré dans la figure suivante :

Figure 3: Evolution possible de la courbe d'expansion du programme de soutien du Maroc



Par conséquent, la première année, 13.103 unités pourraient être installées, 17.526 la seconde année, et 20.180 la troisième année ; entre la troisième et la quatrième année, on peut conjecturer une explosion de plus de 150%, sur la base d'une augmentation du nombre annuel de systèmes installés d'ici à 2019, avec un taux de croissance moyen d'environ 30% par an, sachant que le nombre de systèmes installés dans 201.968 implantations reste presque constant ; sur ces bases, pour 2020, on pourrait atteindre 202.521 d'unités PV.

1.4 Suppositions pour la taille de l'installation

Pour définir la taille technique d'une installation photovoltaïque connectée au réseau, on part de deux aspects essentiels : la propre consommation d'électricité et la surface disponible. La solution la plus intéressante consiste à essayer de produire la quantité correspondante à la consommation d'électricité par an. Si les besoins annuels en électricité sont couverts, on doit tenir compte d'une autre restriction : la surface disponible sur le toit. Si elle est supérieure à la couverture des besoins, on peut se limiter à cette taille. Si elle est inférieure, toute la surface disponible pourrait être utilisée pour produire au moins une partie de la consommation d'électricité.

Il est nécessaire de se référer à la consommation d'électricité réelle des ménages marocains pour définir une taille moyenne d'installation pour chaque catégorie de consommateur.

Le Tableau 2 présente l'ensemble de la consommation d'électricité annuelle par catégorie de consommateurs et la consommation moyenne en 2009.

Tableau 2: Consommation annuelle moyenne d'électricité par catégorie de consommateurs en 2009

	Nombre	Consommation totale : MWh/an	Consommation mensuelle moyenne: kWh/mois	Prix moyen réel de l'électricité
Ménages	3.558.434	3.491.178	81,76	1,42
Tertiaire	388.758	1.151.774	246,89	1,44
Administratif	31.597	582.916	1.537,37	1,18
Agriculture	21.961	1.220.250	4.630,37	1,33
Industrie	32.550	2.486.209	6.365,1	1,39

Selon ce tableau, les ménages présentaient en 2009 une consommation moyenne de 82 kWh/mois ; les plus grands consommateurs étaient les clients de l'industrie (MT) avec une consommation moyenne de 6.365 kWh / mois.

Sur la base de la consommation moyenne, il serait possible de définir une taille moyenne d'installations photovoltaïques en fonction de la catégorie de clients pour l'alimentation en PV en basse tension.

Le Tableau 3 représente la taille d'installation moyenne par catégorie de clients

Tableau 3: Taille moyenne d'installation par catégorie de clients

Catégorie de clients	Consommation moyenne MWh/an	Taille moyenne d'installation
Ménages	981,1	0,5
Tertiaire	2.962,7	1,6
Administratif	18.448,46	10,2
Agriculture	55.564,41	30,8
Industrie	76381,23	42,4

Un système photovoltaïque de 1 .000 Wc (1 kWc) produit environ 1.739 kWh par an - ce qui est approximativement égal à 1,8 fois la consommation annuelle moyenne d'un ménage – en couvrant une surface d'environ 8 à 12 m², et coûte (installation comprise) entre 2.500 € et

2.900 €, en fonction du type de matériau utilisé, du degré d'intégration et de la taille des systèmes.

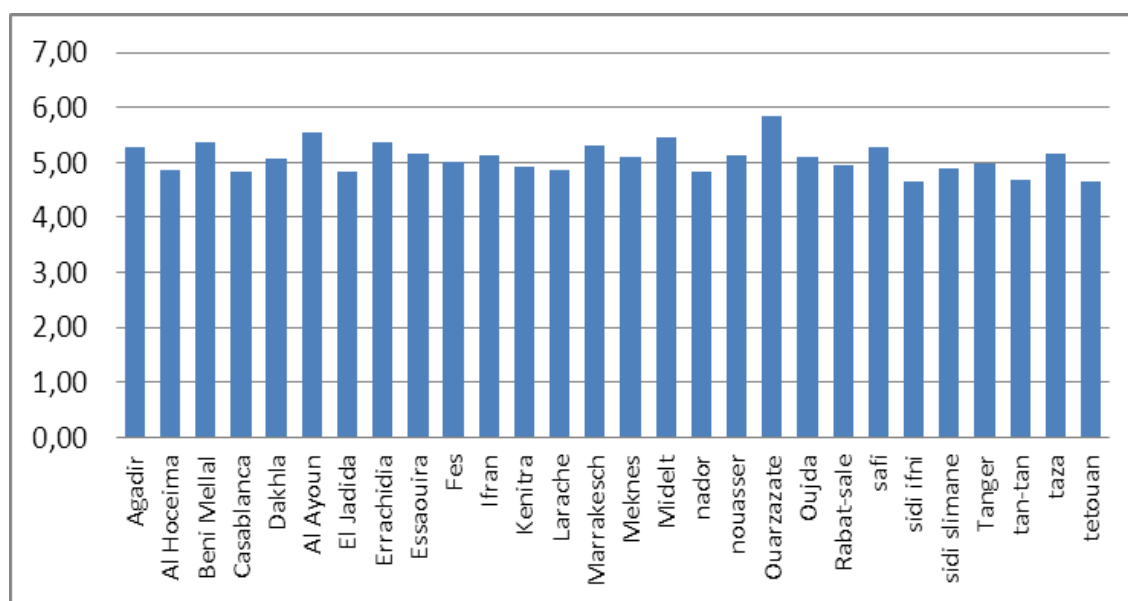
1.5 Le rayonnement solaire au Maroc

Le Maroc dispose d'un potentiel d'énergie solaire très intéressant, dont un rayonnement solaire d'incidence moyenne variant de 4,7 à 5,8 kWh par jour et par mètre carré et un nombre d'heures d'ensoleillement qui oscille entre 2.800 et 3.600 heures/an selon les régions.

Comme le programme concerne l'ensemble du Maroc, il est logique de définir un rayonnement moyen pour tout le pays. Dans ce but, deux sources sont à disposition : les données de rayonnement de l'ADEREE et le programme de simulation PVGIS.

Les différentes données de rayonnement pour les 28 villes marocaines indiquées par l'ADEREE sont représentées en Figure 4.

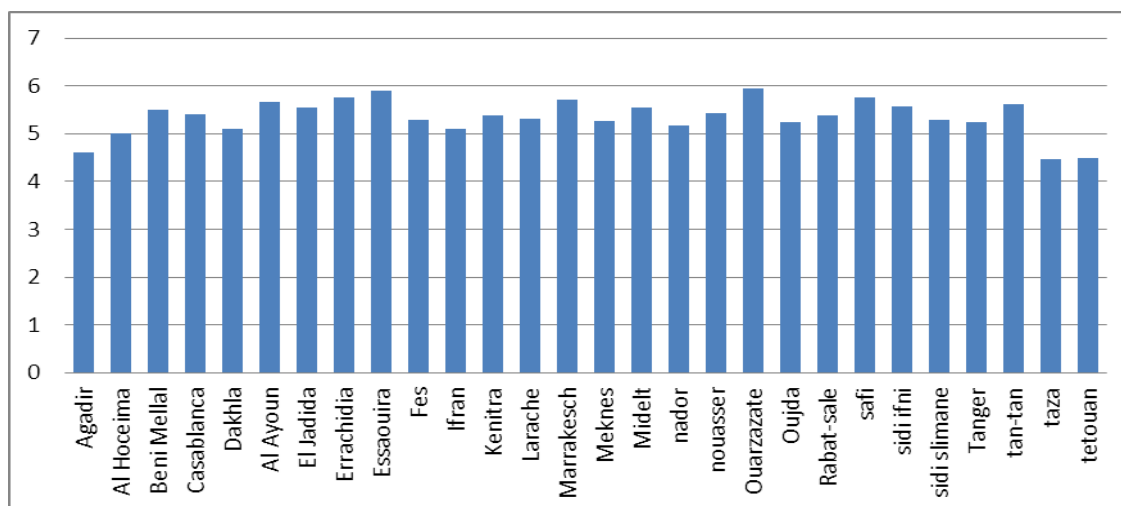
Figure 4: Moyenne quotidienne totale de rayonnement en kWh/m² (ADEREE)



Il est établi que le rayonnement augmente du Nord au Sud, la ville de Tétouan, située au Nord du Maroc, présentant le plus bas taux d'ensoleillement global avec 4,66kWh /m² et par jour. La ville d'Ouarzazate, située au Sud du Royaume, connaît le plus haut rayonnement global avec une valeur de 5,85 kilowattheures / m² et par jour, ce qui fait une différence d'environ 20%.

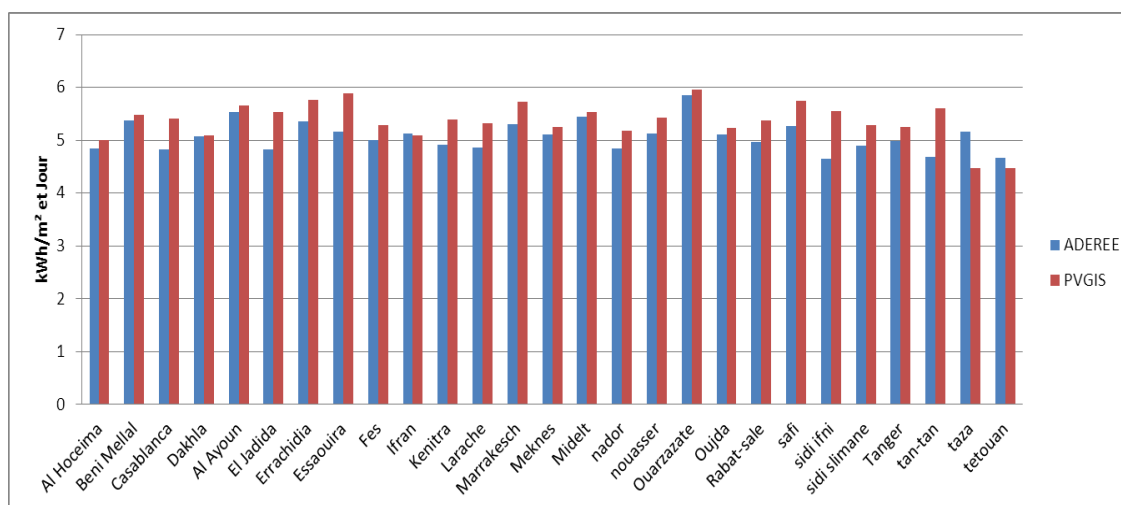
Le programme de simulation PVGIS travaille avec des données de rayonnement un peu divergentes ; quelques exemples sont présentés ci-dessous :

Figure 5: Rayonnement global moyen par kWh/m2 et par jour – Programme PVGIS



La ville de Tétouan, avec 4,48 kilowattheures /m² et par jour, connaît là encore le plus bas rayonnement, tandis que Ouarzazate, avec 5,95 kWh/m², présente contrairement le plus haut rayonnement solaire au Maroc. Ce mode de calcul différent confirme les données de l'ADEREE. La comparaison entre les deux sources est représentée en Figure 6.

Figure 6 : Moyenne journalière du rayonnement solaire global : ADEREE / Programme de simulation PVGIS



La différence est faible, en moyenne de 4% : les données de l'ADEREE et celles de PVGIS concordent, ce qui permet un calcul de dimensionnement des installations PV en utilisant le programme de simulation.

La présente étude s'est basée sur les données PVGIS, car ce programme de simulation est exact et permet d'évaluer plus précisément l'analyse de rentabilité des installations photovoltaïques.

Il résulte de la Figure 6 qu'Ouarzazate, avec le plus fort rayonnement solaire, et Tétouan au contraire, avec le plus bas rayonnement au Maroc, présentent des différences de rendement. Ainsi, la comparaison entre les deux villes met en évidence des marges très nettes dans les coûts de production d'électricité photovoltaïque au Maroc.

Pour une appréhension générale des économies réalisables par l'installation de photovoltaïque au Maroc, on part d'un rayonnement moyen de 5,27 kilowattheures / m² et par jour, selon un angle d'inclinaison optimal de 30 degrés, avec des pertes dues à la température estimées à 8%.

2. Volume d'investissement du programme

Les coûts d'investissement dépendent de la taille de l'installation et de la technologie appliquée, en se référant à un kWc clé en main installé, incluant les différents paramètres de connexion, d'installation, et de configuration des systèmes (onduleurs inclus).

Puisque les prix des systèmes photovoltaïques sont à la baisse pour les prochaines années, il est nécessaire de se pencher sur l'évolution des prix de la photovoltaïque au Maroc afin d'évaluer avec précision les coûts d'investissement.

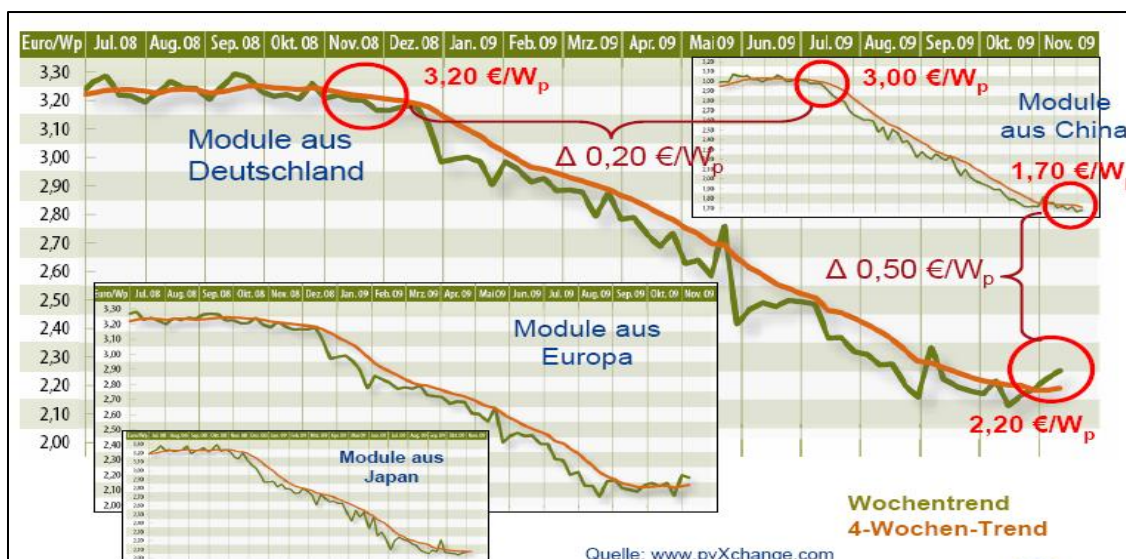
2.1 Évolution prévisible des prix des systèmes PV à l'horizon 2020 au Maroc

Les différents indicateurs du développement des prix du marché pour des modules et des systèmes complets sont actualisés régulièrement sur la base de différentes sources. Tous les prix énoncés ci-après sont des prix nets (hors TVA).

L'un de ces indicateurs est fourni par la plate-forme pvXchange, une bourse on-line pour modules photovoltaïques sur la base de leurs coûts, publiés mensuellement sur la page d'accueil ainsi que dans la revue "Photovoltaik".

La Figure 7 indique la tendance à la baisse des prix des modules de Décembre 2008 à Novembre 2009. La tendance de développement est indépendante de l'origine des modules.

Figure 7 : Indices des prix des modules de silicium cristallin de différentes origines selon pvXchange pour la période de Juillet 2008 à Novembre 2009



Selon une étude menée par le Fraunhofer Institut ISE et publiée en Février 2010, le prix des systèmes photovoltaïque aurait baissé significativement entre 2000 et 2010. La baisse des prix des modules est de l'ordre de 5- à 10% par an (voir Tableau ci-dessous) :

Tableau 4 : Comparaison des prix des systèmes PV réels et fictifs, calculé à partir de la réduction des coûts sur la base de la courbe d'apprentissage

An	Capacité PV installée dans le monde	Capacité PV annuelle installée dans le monde	Réduction annuelle des coûts - Facteur d'apprentissage de 15%	Prix systèmes estimés	Prix réels
		MWp	MWp	EUR/kWp	EUR/kWp
2000	1.428				
2001	1.762	334		5.853	
2002	2.201	439		5.571	
2003	2.795	594		5.288	
2004	3.847	1.052	7,22%	5.000	5.000
2005	5.167	1.320	6,68%	4.639	4.700
2006	6.770	1.603	6,14%	4.329	5.000
2007	9.162	2.392	6,85%	4.063	4.681
2008	14.730	5.568	10,54%	3.785	4.405
2009	21.530	6.800	8,51%	3.386	4.054
2010	3.098	3.092			

Cette baisse dépend de l'amélioration et de l'automatisation des processus de fabrication et, pour les filières du futur, des bonds technologiques qui pourront encore l'accentuer. Cette

tendance à une diminution permanente des coûts est un avantage beaucoup plus marqué pour la filière photovoltaïque que pour toutes les autres.

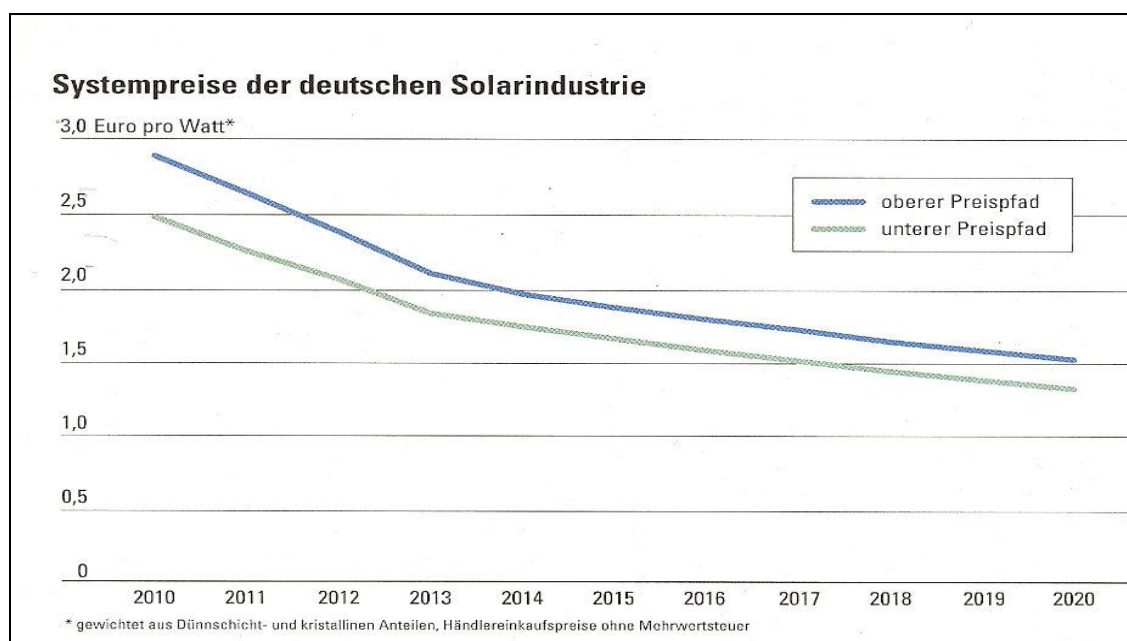
Dans cette mise en perspective, le coût des systèmes, qui était selon le Fraunhofer Institut de 5.853 €/kWc en 2001, a baissé pour atteindre 3.386 €/kWc en 2009.

La différence entre le prix fictif et le prix réel des systèmes s'explique en partie par le fait que le prix fictif comprend des modules de différentes origines dont la part dans le prix réel est inconnue. En outre, les prix sur le marché sont en général plus élevés que les prix des contrats négociés.

Selon les prévisions de 2010, les données varient entre les prix offerts par les grands fabricants tels que BP Solar, qui commercialise des modules entre 1600 et 1700 € / kWc pour des modules de marque, et les modules d'origine chinoise qui descendent à 1.300 € / kWc. La Commerzbank comptait pour 2010 sur des prix variant entre 1.600 € / kWc pour les modules produits en Allemagne, et 1300 € / kWc pour les produits chinois, voire 1.100 € / kWc pour des modules à couches minces. Sur la base de ces prix de modules et à la condition que les prix restent relativement inchangés, un prix de 2.550 - 2.850 €/kWp (pour les systèmes de silicium cristallin, selon l'origine) peut être atteint.

Les premières offres pour des systèmes photovoltaïques pour l'année 2010 ont été présentées dans le magazine allemand spécialisé en technologie solaire « Photon », qui signalait dans son édition de Janvier 2010 que les prix des systèmes figurant dans les offres oscillaient entre 2.500 et 2.700 €/kWp. Selon le magazine « Photon » de Décembre 2010, le prix des systèmes devrait se développer au cours des dix prochaines années comme le montre la Figure ci-dessous:

Figure 8 : Développement des prix des systèmes photovoltaïques pour l'industrie solaire allemande 2010-2020 (Echelle de prix supérieure / Echelle de prix inférieure)



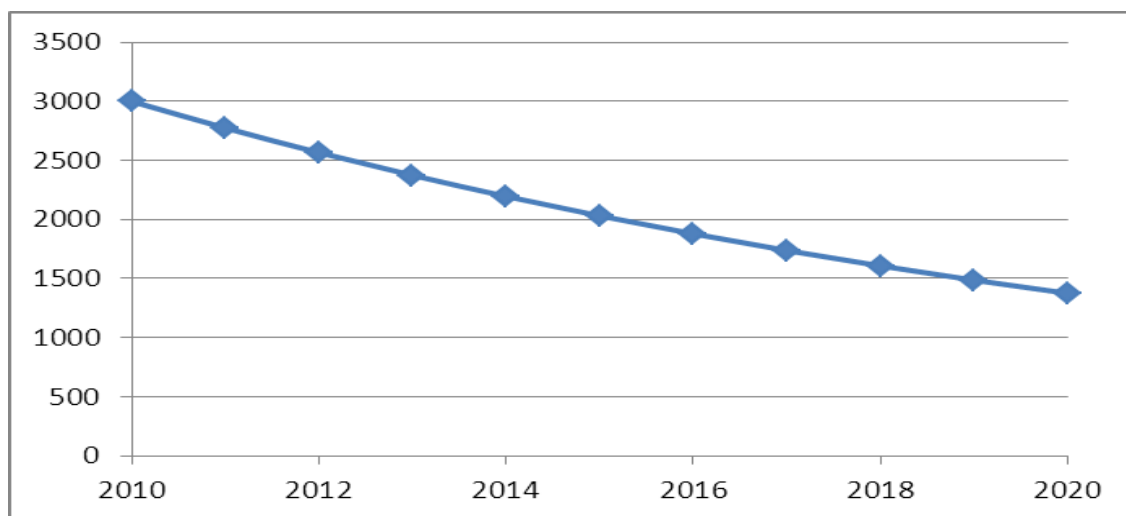
Source : Photon, 2010

Il s'agit ici de prix d'achat nets, sur lesquels viennent se greffer des marges commerciales et des frais d'installation. Les prix des systèmes devraient baisser selon Photon d'environ 10% ces trois prochaines années, ensuite une baisse de 5% est prévue.

L'estimation de « Photon » pour les dix prochaines années et la réduction des coûts des systèmes PV sur les dix dernières années selon le Fraunhofer Institut sont bien concordants. Par conséquent, une baisse annuelle du prix des systèmes photovoltaïques de 7,5% en moyenne est tout à fait vraisemblable.

Suite à des entretiens avec des professionnels (tels qu'AMISOLE, le secteur privé...), tous s'accordent sur le fait que les prix des systèmes PV au Maroc correspondaient en 2010 à environ 3.000 €/kWc (hors TVA). Ce chiffre est imprécis, puisque pratiquement aucune installation raccordée au réseau n'a été réalisée. Avec une réduction de 7,5% par an, les prix devraient baisser à la fin de 2020 de près de 82,5%, pour parvenir en conséquence à 1367 €/kWc. La Figure 9 présente une hypothèse de développement des prix de la photovoltaïque au Maroc.

Figure 9 : Évolution possible des prix des systèmes photovoltaïques au Maroc en € / kWc



Toutefois, il convient de noter que les coûts peuvent varier de manière significative selon le type, la taille et les conditions locales des systèmes.

Selon le magazine « Photon », les prix des systèmes s'élevaient en Octobre 2010 (comme indiqué dans le Tableau suivant) entre 2.489 et 2.995 Euro/ kWc (hors taxe).

Tableau 5 : Prix des installations photovoltaïques en € / kWc

moins de 10kW	entre 10 et 30kW	entre 30 et 100kW
2.995	2.809	2.489
100%	94%	83%

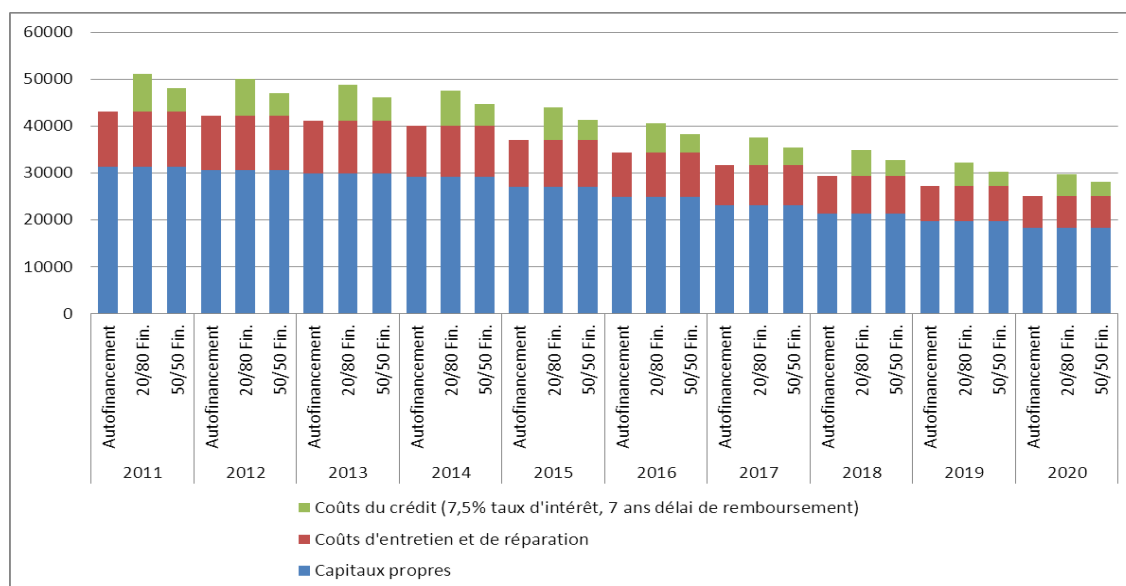
Pour calculer les coûts de production d'électricité des différentes tailles d'installations PV, on table sur des frais réduits concernant les petites installations, comme suit:

moins de 10kW	entre 10 et 30kW	entre 30 et 100kW	à partir de 1MW _c
+/-0%	-5%	-15%	-25%

Le calcul du coût total des investissements d'un système photovoltaïque requiert la connaissance des éléments suivants : une TVA de 14%, des coûts d'entretien et de réparation (garantie onduleur) de 1,5% des coûts d'investissement, un taux d'intérêt de 7,5% et un délai de remboursement de 7 ans. Ces trois modèles de financement ont été adoptés:

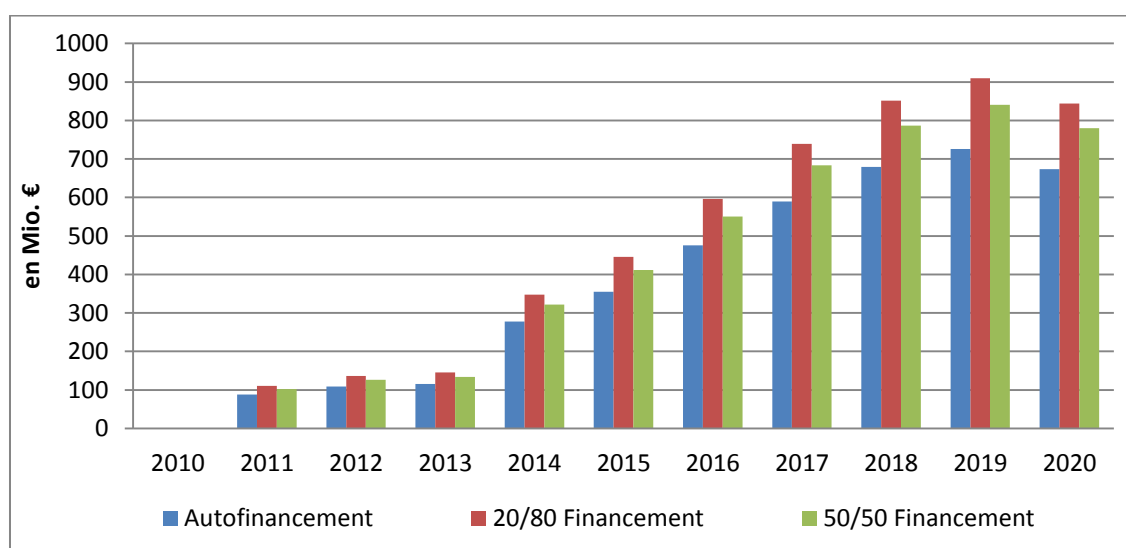
l'autofinancement, le modèle 50/50 (50% capitaux propres et 50% capitaux extérieurs) et le modèle 20/80 (20% capitaux propres et 80% capitaux extérieurs).

Figure 10 : Coût total des Installations PV, selon le modèle de financement en DH / kWc



L'ensemble du programme totalise, en fonction du modèle de financement, entre 4.087,95 et 5.124,16 Mio. €, ce qui correspond au volume du marché, y compris tous les coûts associés. La Figure 11 présente l'évolution du coût du programme au cours des dix prochaines années.

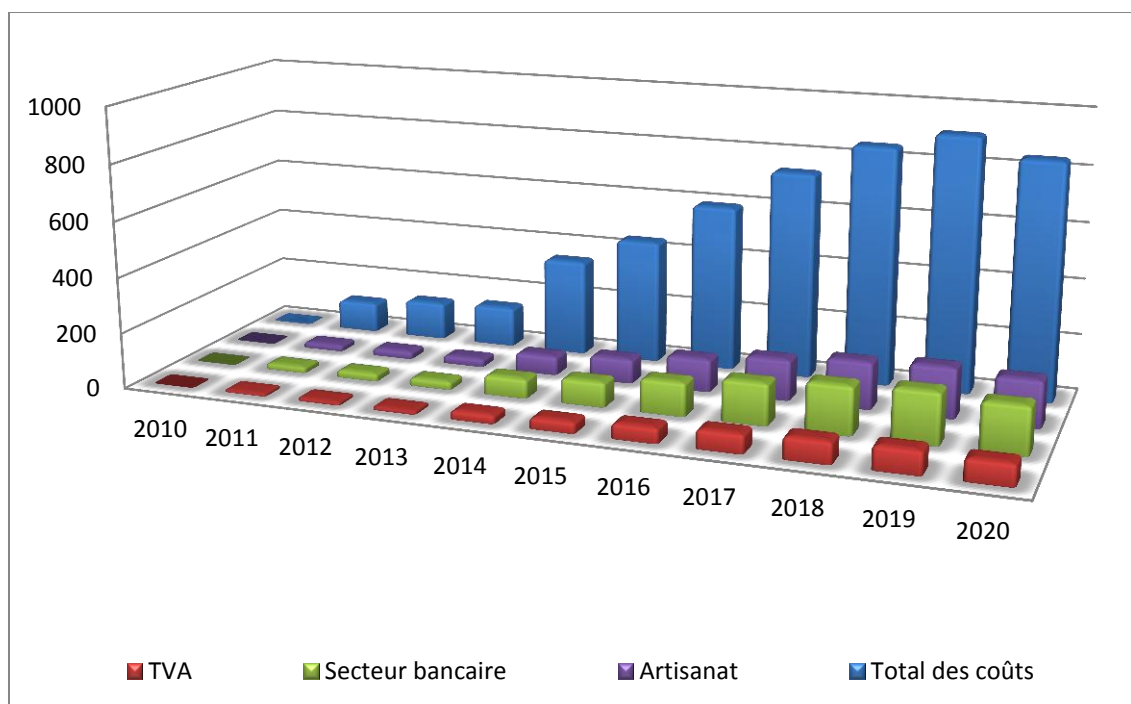
Figure 11 : Volume total du programme marocain du PV en millions €.



Il résulte de cette figure les caractéristiques (valeurs de référence) suivantes du point de vue des coûts et des avantages: chaque 1kWc installé induit un coût moyen du programme d'environ 3.480 €. Le coût du crédit, dans le cas d'un modèle 20/80, s'élève à 16% du total

des coûts. En conséquence, les liquidités des banques pour chaque kWc installé sont de l'ordre de 550 €, ce qui fait un total de plus de 1,097 milliards € sur l'ensemble du programme. Avec une TVA de 14%, l'État bénéficiera de 380 € par chaque kilowatt-crête installé. En conséquence, l'Etat peut gagner jusqu'à la fin de 2020 un total de 767 millions €. Les métiers résultant du commerce et de l'installation bénéficient d'un pourcentage de 17% du prix net des systèmes, ce qui correspond à environ 465 € / kWc, soit un montant de plus de 931.000.000 € dans le cadre du programme.

Figure 12 : Volume total du programme marocain de PV et impacts sur la TVA, le système bancaire et le commerce en millions d '€.

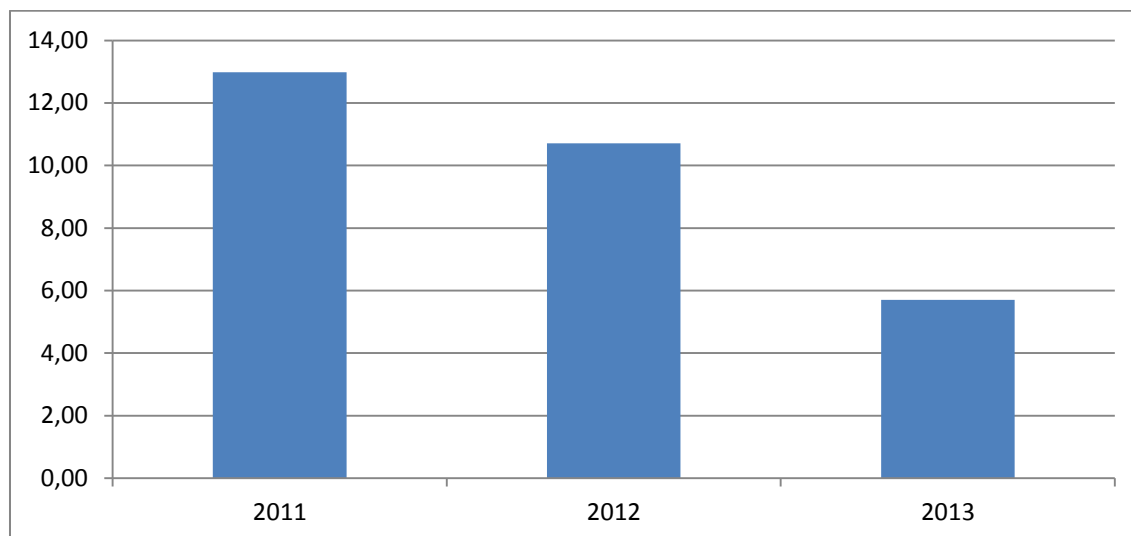


2.2 Instruments de financement: coûts du programme pour l'Etat

A : Subvention directe

Dans le cas d'une subvention directe, uniquement les trois premières années sont considérées. Selon le Tableau 1, 13.103 unités seront installées la première année, 17.526 la seconde, et 20.180 la troisième année. L'État diminue progressivement les subventions, passant de 15% la première année à 5% la troisième année, avec un volume total de financement de € 29,3 Mio. Euro (32,9 Mio. Dh).

Figure 13 : Développement du taux de subventions dans le cas A en Mio. €



B : Variante de crédit

Comme l'indique clairement la Figure 10, des frais supplémentaires sont sur-rajoutés lors d'un financement bancaire pour la construction d'une installation PV : les frais de financement, les taux d'intérêt et la durée des crédits sont des valeurs déterminantes pour l'évaluation du niveau des coûts de financement globaux. Ils influencent ainsi les coûts de production de courant à partir de l'installation PV (voir Chapitre 3.2) et la compétitivité économique (parité réseau) dans un système de facturation nette. Au Maroc, le taux d'intérêt est de 7,5%, ce qui est en soi un obstacle majeur à la mise en œuvre d'un tel programme.

Pour soutenir le développement de la PV, une aide importante serait donc la réduction des coûts de financement par des subventions du taux d'intérêt (pouvant aller jusqu'à un taux de 0%). Les investisseurs privés seraient d'autant plus encouragés que les conditions de prêt seraient favorables.

Dans le cadre de cette étude, le modèle B sera examiné : l'effet d'une mesure de promotion avec un programme de prêts et de garantie à 0% d'intérêt sur le crédit. Selon ce modèle, l'Etat subventionne le coût du crédit.

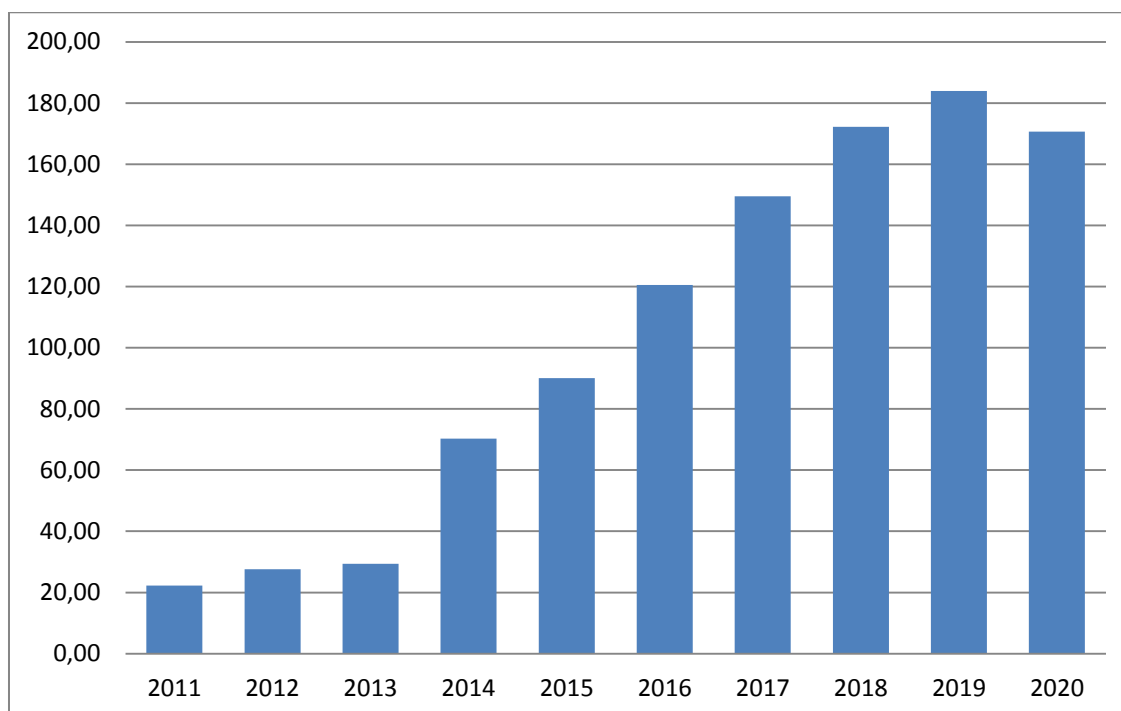
Pour l'option de crédit, deux cas sont évalués :

- Cas 1: option de crédit pour toutes les installations d'ici à 2020
- Cas 2: option de crédit pour les installations d'ici à 2013

Dans le premier cas, toutes les unités sont soutenues jusqu'en 2020 ; ainsi les coûts du crédit, pour un total de 1 million d'unités avec une capacité totale installée de 2000 MWc,

seront supportés par l'Etat. La Figure 14 montre le développement d'une telle aide au démarrage pour le premier cas.

Figure 14 : Exemple de soutien à une start-up dans le premier cas



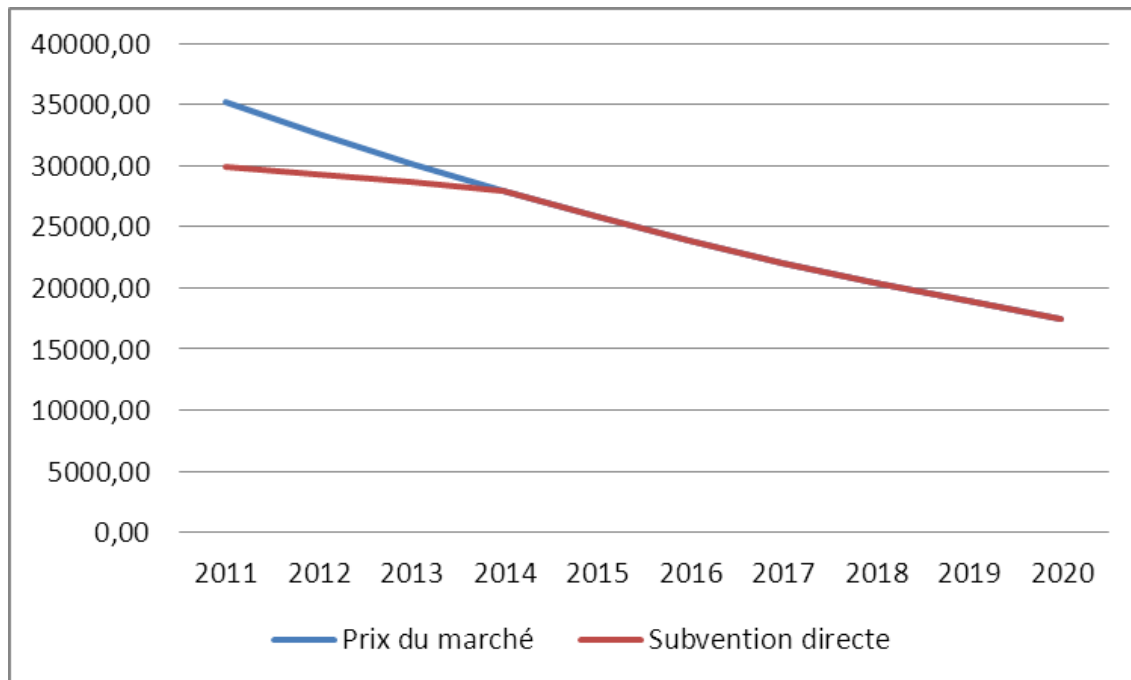
La prise en charge des frais financiers par le programme sur dix ans coûtera au total 1.036,21 millions d'euros - cela correspond à 20% du volume total du programme de 5.124,16 millions €. En réalité, ces coûts devraient s'étaler jusqu'en 2027 ; en Figure 14, les coûts sont actualisés au moment de l'installation.

Dans le second cas, seuls les systèmes installés au cours des trois premières années sont pris en charge, l'Etat supportant le coût de l'emprunt d'un total de 50.810 systèmes photovoltaïques d'une capacité installée de 101.620 kWc. Dans ce cas, l'Etat a une part de 1,54% du volume total du programme et a versé un total de 79,15 millions €.

2.3 Coût total supporté par le client selon les options de financement A et B

Il est nécessaire d'examiner les coûts globaux du programme du point de vue du consommateur, par contraste avec les coûts supportés par l'Etat, par souci de clarté et pour mieux orienter la décision du consommateur: la Figure 15 présente l'évolution du coût total selon l'option de financement. Seulement au cours des trois premières années du programme PV, une différence est identifiable en raison des subventions.

Figure 15 : Développement des prix de la photovoltaïque pour les clients en fonction de l'option de subvention en DH / kWc

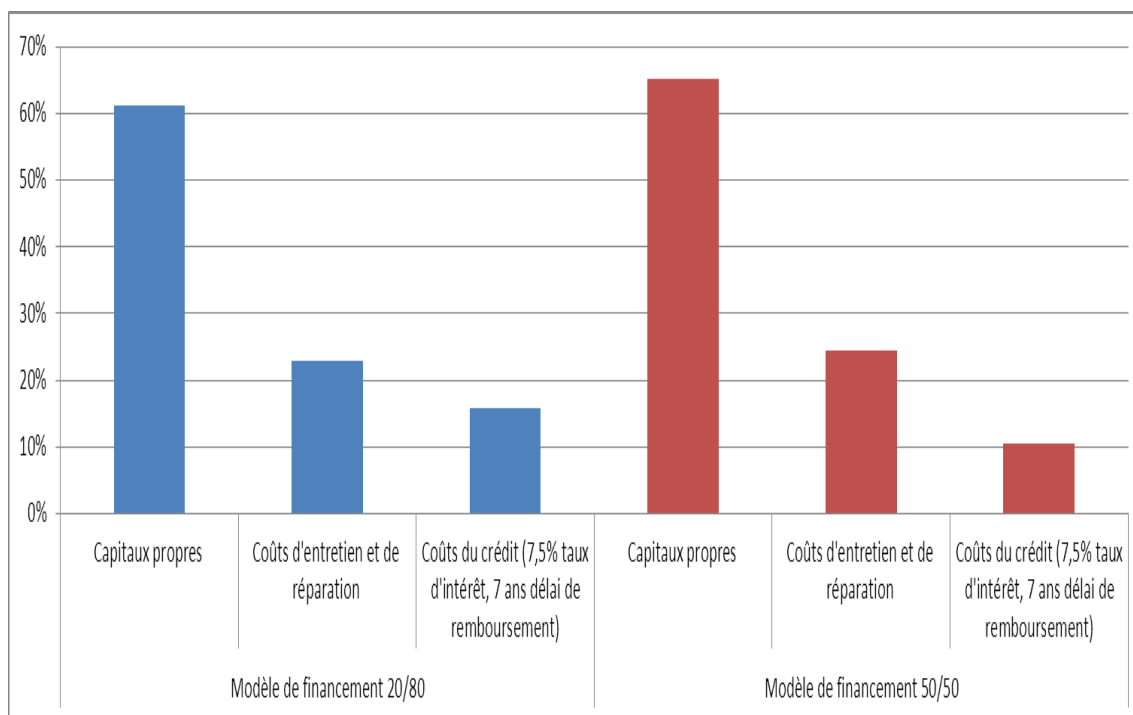


Il se produira toujours un cas concret où un ménage marocain devra décider entre les deux variantes. Un cas typique sera d'opter pour la variante de subvention directe, cependant le ménage ne dispose pas d'un capital suffisant pour payer en espèces le montant restant et doit donc solliciter un crédit aux conditions usuelles offertes par les banques.

Afin d'examiner plus précisément la différence de coût pour les consommateurs entre les deux options de subvention, soit le coût total des investissements ou les frais de crédit selon trois modèles de financement - l'autofinancement, le financement 20/80 et le financement 50/50 – il faut comparer la part de financement selon les différentes variantes.

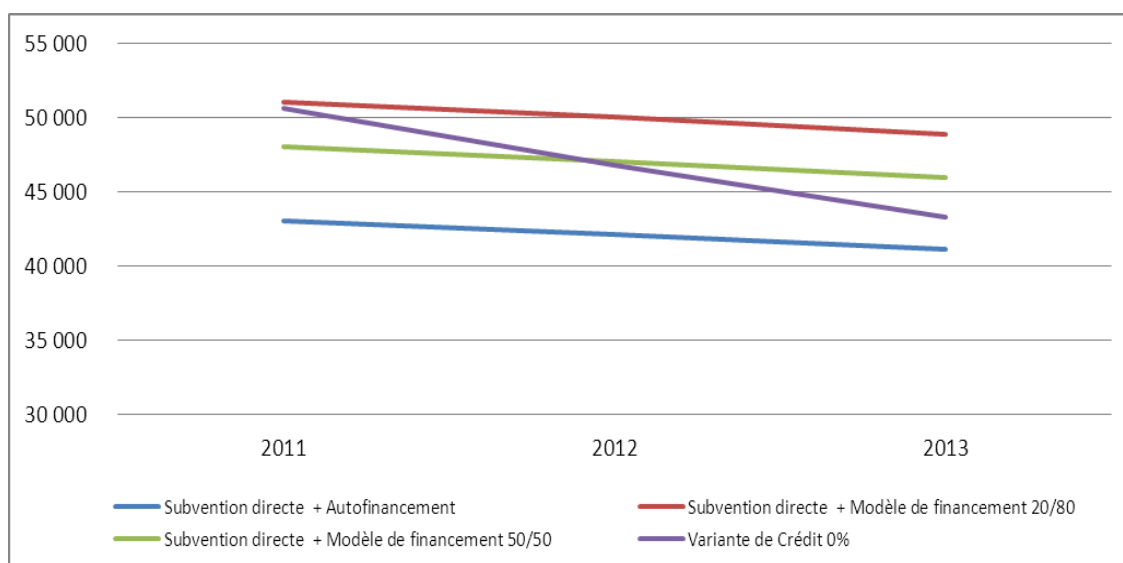
Le développement des coûts globaux, décrit ici sous forme d'un scénario modèle, repose sur les hypothèses suivantes : taux d'intérêt moyen : 7,5% - durée du prêt : 7 ans - coûts de maintenance : 1,5% de l'investissement par an.

Figure 16 : Part du capital, de la maintenance, des coûts du crédit dans le total des frais engagés selon les modèles 20/80 et 50/50



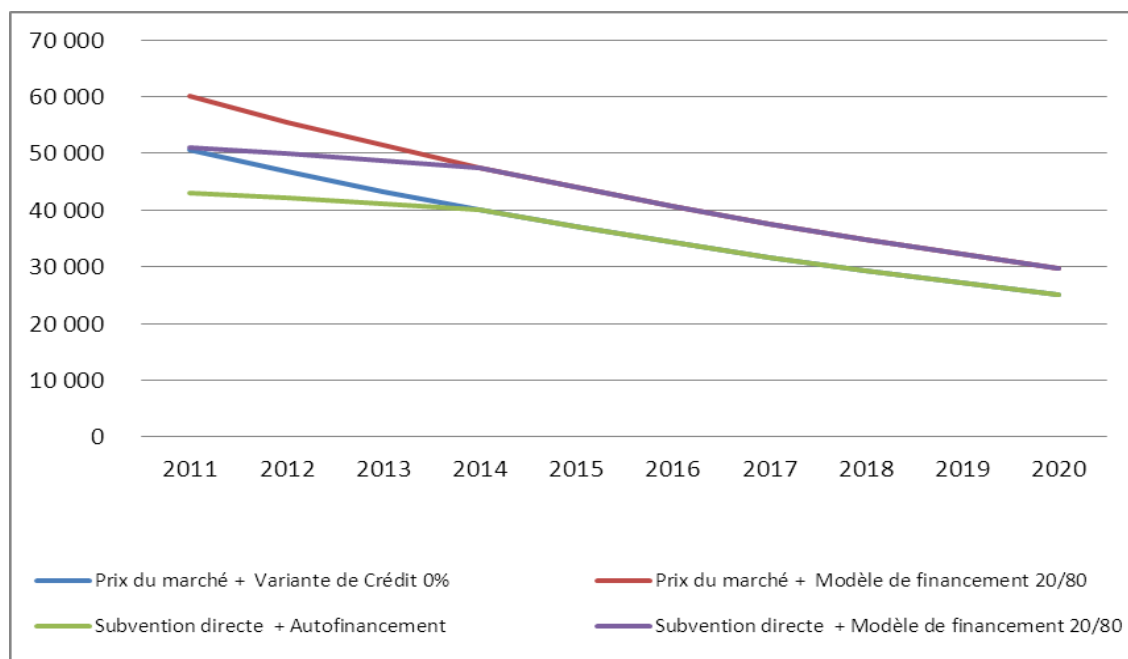
La part favorisée de la population qui opte pour l'autofinancement fait l'économie des coûts du crédit, et bénéficie ainsi d'une baisse des coûts totaux ramenés à 16% de moins que les frais correspondant au modèle de financement 20/80, et à 10% de moins que le modèle de financement 50/50. Pour cette part de la population, la variante de la subvention directe est la plus économique et, selon l'année de construction de l'installation, permet de bénéficier d'autres abaissements du coût d'investissement - selon la hauteur de subvention. Pour le reste de la population, les économies réalisées sont variables selon l'année de construction et le modèle de financement. Pour le modèle 20/80, les coûts du crédit s'élèvent à 16%, ce qui dépasse la part de contribution dès la première année. Pour le modèle de financement 50/50, le coût du crédit est de 10% ; ainsi, l'année de construction de l'installation est le facteur décisif pour le choix du type de subvention. Si l'installation est construite dans la première année, la variante de contribution est la plus favorable et permet de réaliser 5% d'économies ; pendant la deuxième année, les deux variantes sont égales, puisque les coûts du crédit et la part de contribution s'élèvent tous deux à 10% ; la troisième année, la part de subvention continue de diminuer pour atteindre 5% ; ainsi, les coûts du crédit sont supérieurs à la subvention, qui rend la variante du crédit plus économique.

Figure 17 : Développement du coût total selon le modèle de subvention et le financement du modèle au cours des trois premières années du programme



Le coût total pour les utilisateurs varie de 43.000 en 2011 à 25.084 DH/ kWc en 2020 pour l'autofinancement (avec subvention) et entre 50.588 et 25.084 DH / kWc dans le cas de l'option de crédit de 0%. En revanche, les coûts du modèle de subvention avec le pourcentage de crédit bancaire standard varient selon le modèle financier et sont de 51.046 à 29.778 DH / kWc dans le cas du financement 20/80.

Figure 18: Développement des coûts totaux pour le client en fonction de l'option de subvention et de l'année

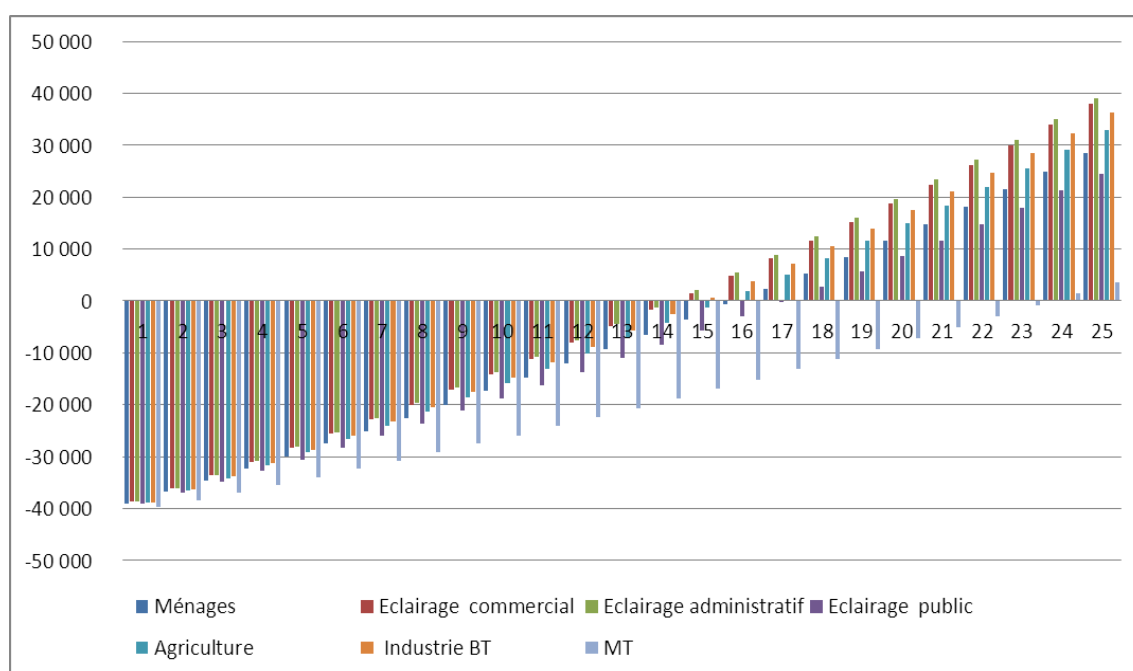


3. Aspect économique pour les clients

La rentabilité d'une installation photovoltaïque dépend du rendement des systèmes. Les régions ensoleillées, dans laquelle le rayonnement solaire par an est élevé, peuvent permettre une production d'énergie solaire considérablement plus élevée que dans les zones défavorisées en soleil. Pour optimiser le rendement d'une installation, il est conseillé d'aligner les systèmes PV dans une position optimale. Il s'agit d'un angle optimal qui varie d'un endroit à l'autre – au Maroc, selon une exposition au Sud et un raccordement au réseau entre 29 et 32 degrés. Ainsi, le rayonnement solaire a plus d'impact pour une production d'énergie optimisée.

La partie suivante – sur la base des résultats des Chapitres 1.5 et 2.1 – se penche sur la question suivante: quels sont les temps de retour sur investissement pour une installation photovoltaïque selon les différents groupes de clients ? Pour produire un résultat un peu simplifié, on peut déjà énoncer qu'un système photovoltaïque au Maroc est rentabilisé après seize ans environ pour pratiquement tous les groupes de clients de l'ONE. Cette assertion se base sur les anciens calculs de rayonnement solaire moyen au Maroc. Ce chiffre annuel peut varier selon le type et la taille de l'installation. Une affirmation plus précise sur la productivité de tel ou tel système ne peut être étayée que par un calcul individuel. La Figure 19 fournit un exemple de cash-flow d'un système PV installé par des groupes de clients appartenant à des catégories différentes- selon les prix des systèmes pratiqués en 2011 et compte tenu de la moyenne annuelle du rayonnement solaire au Maroc.

Figure 19: Cash-Flow cumulé avec le prix des systèmes en 2011



La rentabilité d'un système photovoltaïque au Maroc est très importante, c'est probablement le facteur décisif pour une projection du succès d'un tel programme de subvention financière par l'Etat. Puisque la philosophie de ce programme se fonde sur l'autosuffisance, la "parité réseau" est décisive. La parité réseau, du point de vue du consommateur, est la situation selon laquelle le KWh photovoltaïque serait au même niveau de prix que le KWh d'électricité conventionnelle offert par le fournisseur d'électricité. A partir de là, cette situation dépend à la fois des tarifs d'électricité des différents groupes de clientèle, de certains facteurs techniques et économiques liés à la photovoltaïque, et des programmes de soutien avec leurs modalités de financement. Pour cela, une comparaison entre deux critères est nécessaire :

- Prix réels de l'électricité
- Coûts de production d'électricité photovoltaïque.

Un accent particulier est mis ici sur la basse tension, puisque elle n'est pas jusqu'à ce jour assujettie à la Loi 19-03 sur les Energies renouvelables. Cependant, les calculs sont aussi intéressants pour la moyenne et même la haute tension, bien qu'elles soient rentables plus tardivement. Un autre argument est le fait que les ménages et les petites entreprises industrielles et commerciales doivent payer les tarifs les plus élevés ; en conséquence, la parité réseau est atteinte plus rapidement.

3.1 Les prix réels de l'électricité

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

- un tarif de l'électricité par kWh consommé¹, incl. une taxe sur la valeur ajoutée de 14%
- 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 national².

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 pour la promotion du paysage audiovisuel national (TPPAN).

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 6). Dans

¹ (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009, p. 583 et suiv.).

² Taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national (TPPAN).

le domaine commercial et industriel en basse tension³, la TPPAN est limitée à 100 Dh par mois au maximum.⁴

Tableau 6: 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

Tarifs et coûts effectifs d'achat de l'électricité 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. Le Tableau 7 indique les catégories en détail.⁵

Tableau 7: 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 T_{eff} , la formule suivante est utilisée:

T_{eff} [Dh/kWh]

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

avec :

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

³ Les secteurs de la „force motrice“ industriels et agricoles et les clients industriels appartiennent aux secteurs commercial et industriel en moyenne tension.

⁴ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010c).

⁵ (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009).

K... Consommation mensuelle en [kWh]

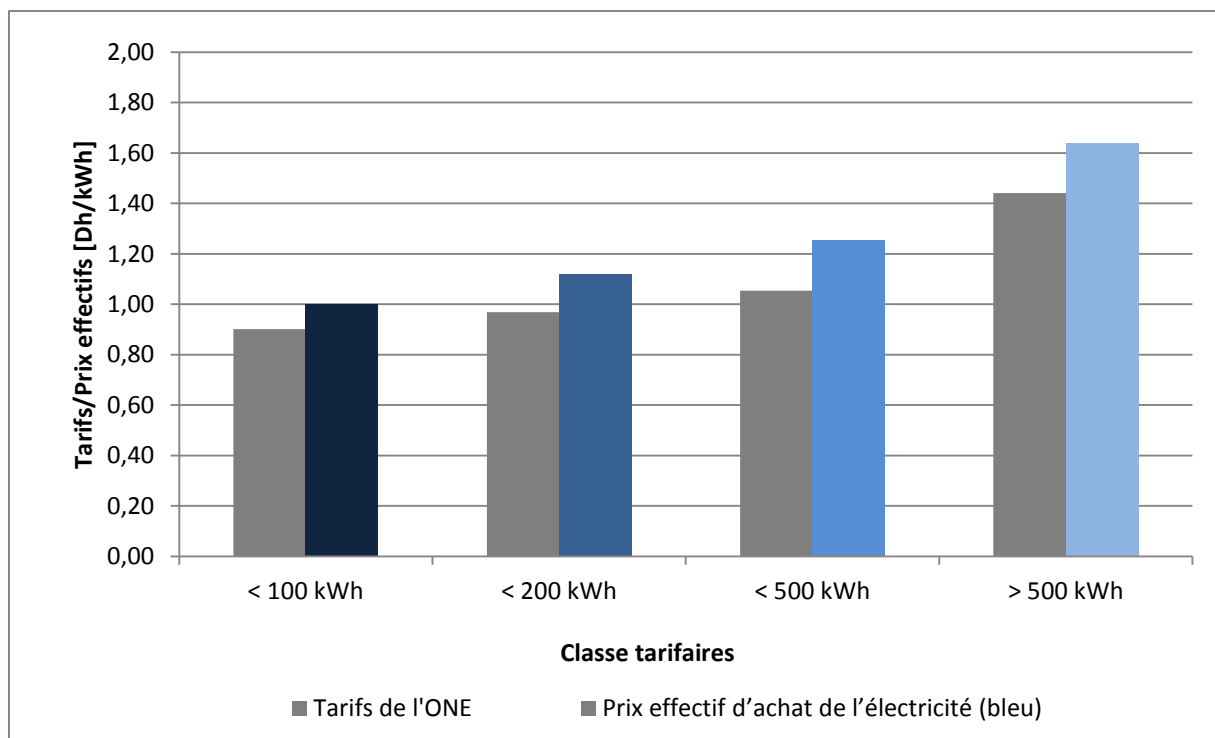
T... Tarif en [Dh/kWh]

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 7). Chaque catégorie de consommateurs doit faire l'objet d'un calcul séparé.

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.

Figure 20: Tarifs de l'ONE et coûts effectifs d'achat de l'électricité dans le domaine domestique en 2010



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

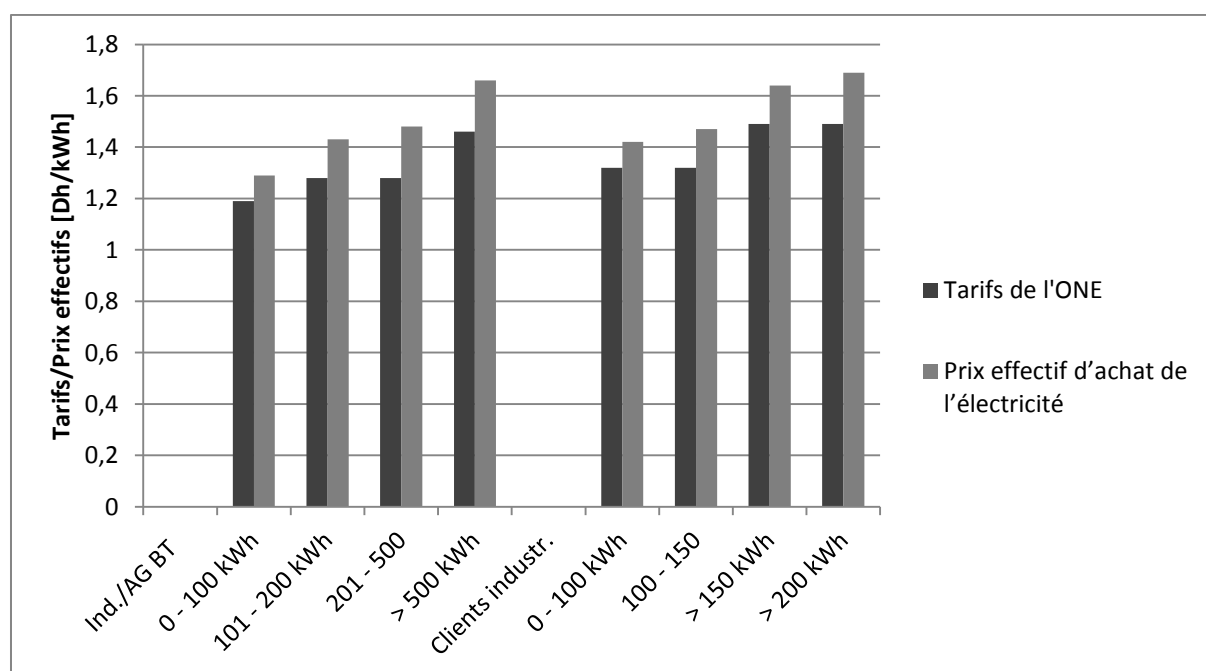
Tableau 8 indique les tarifs respectifs pour les autres groupes de clients en basse tension (TVA incluse) et la TPPAN.⁶ Les coûts effectifs d'achat de l'électricité sont représentés en tableau 9.

⁶ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010c), (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009).

Tableau 8: Tarif de l'électricité et TPPAN des autres catégories de clients en basse tension en 2010

	Tarif de l'électricité	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	

Figure 21: Coûts effectifs d'achat de l'électricité pour l'industrie, l'agriculture (AG) et les clients industriels en basse tension en 2010



Coûts d'achat de l'électricité 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 ⁷

Pour la détermination de la parité réseau en moyenne tension, le tarif journalier est particulièrement important, car la photovoltaïque, du fait de sa productivité diurne, ne peut fournir d'électricité que pendant les heures de la journée. Le secteur de la moyenne tension ne paie pas de taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national, raison pour laquelle le tarif journalier indiqué au Tableau 9 est utilisé pour la détermination de la parité réseau.

Tableau 9: 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

Approches sur l'évolution des coûts d'achat de l'électricité jusqu'en 2030

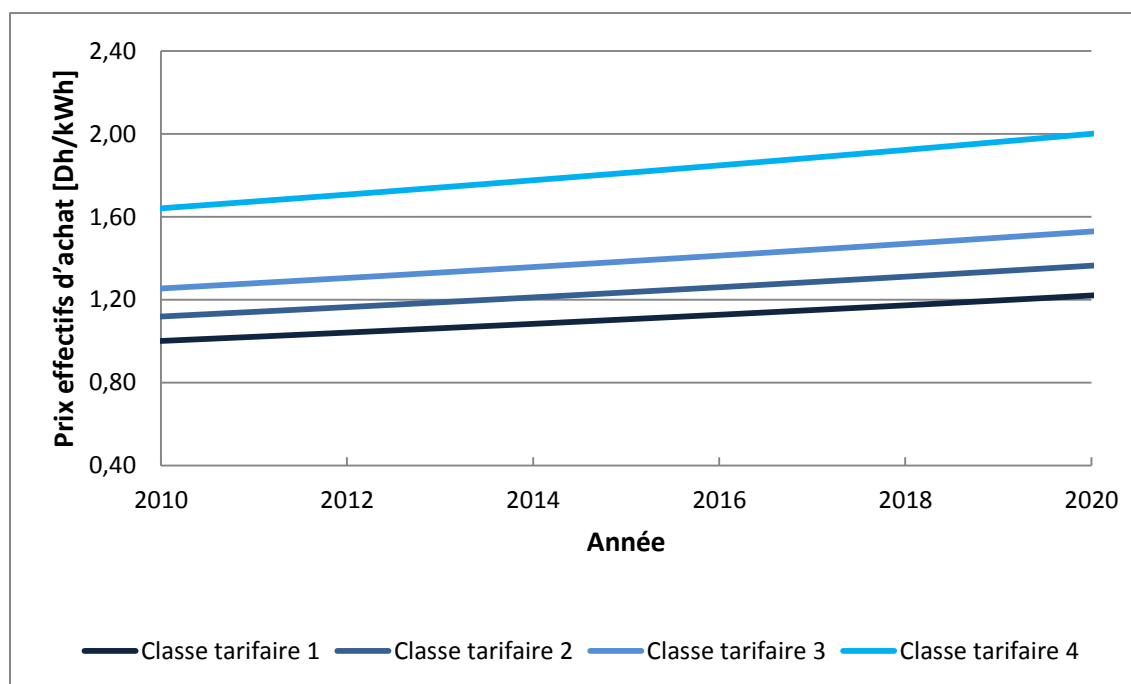
Divers facteurs liés aux coûts tels que l'inflation, la hausse des salaires, l'augmentation des charges de même que la hausse des prix des combustibles fossiles sur le marché mondial induisent une augmentation des coûts d'achat de l'électricité qui doivent en fin de compte être répercutés sur les consommateurs. Pour les calculs présentés ci-dessous, concernant la période jusqu'en 2030, on se base sur une augmentation annuelle des coûts de 2%, estimation qui reste conservative⁸ du seul point de vue du taux d'inflation, de 3,9% en 2008⁹. A titre d'exemple, la Figure 22 illustre l'évolution des prix effectifs d'achat de l'électricité jusqu'en 2030 pour les différentes classes tarifaires du secteur résidentiel.

⁷ (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009, p. 583 et suiv.).

⁸ (Uh, 20.11.2008, p. 4).

⁹ (Ministère de l'Economie et des Finances, 2009).

Figure 22: Evolution des prix effectifs d'achat de l'électricité jusqu'en 2030 dans le secteur résidentiel



3.2 Coûts de production d'électricité photovoltaïque

Les critiques relatives à l'énergie photovoltaïque ne concernent pas les coûts des systèmes, mais les coûts de production d'électricité à partir de cette technologie. Ces coûts globaux sont déterminés par la dépréciation de l'investissement initial, par les coûts d'exploitation et d'entretien et par le rendement énergétique annuel. Il convient de noter que le rayonnement solaire joue un rôle majeur.

Sur la base des résultats de la section 1.4 concernant la taille moyenne des installations et des prévisions du Fraunhofer Institut sur le développement futur des prix des systèmes photovoltaïques, une comparaison est effectuée sur les coûts de production d'électricité entre des systèmes de tailles diverses selon des rayonnements variables. La source des données de rayonnement est le programme de simulation PVGIS.

Selon un scénario de développement des coûts de production d'électricité, on se base sur les hypothèses suivantes:

- Prix des systèmes PV par kWc [voir. 2.1]
- Durée de vie économique de chaque installation [25 ans]
- Rayonnement sur le module [5,2 kWh/m²]
- Taux de performance [0,8]

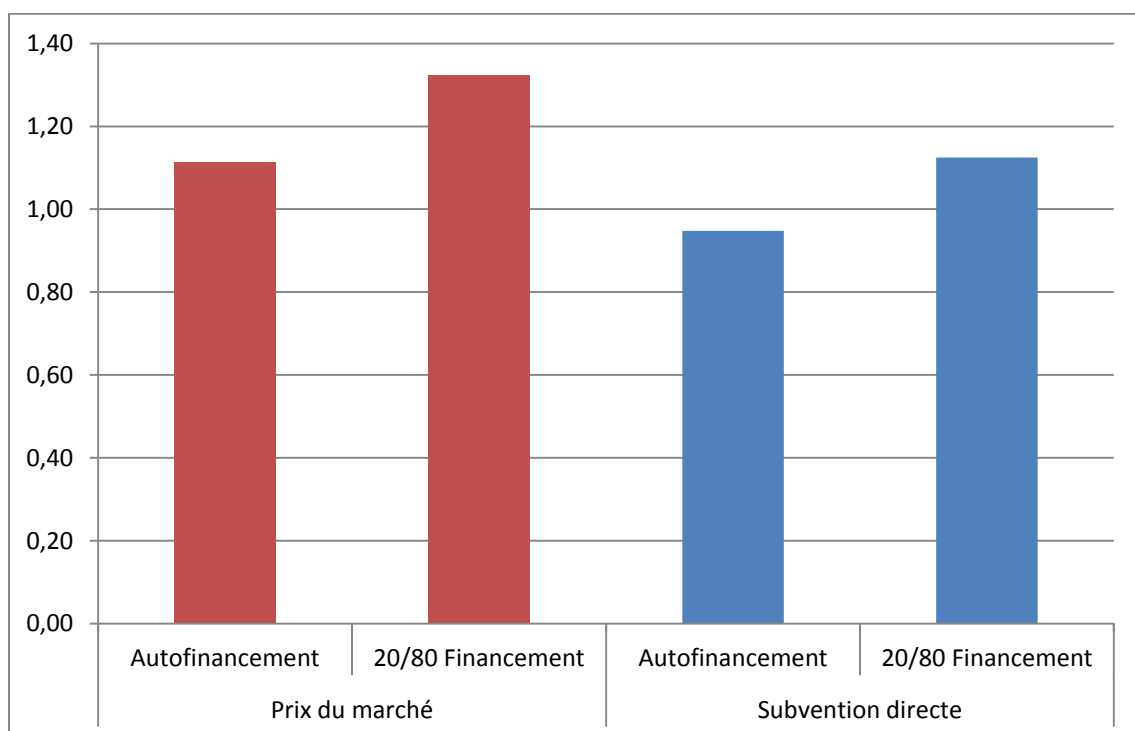
- Période de remboursement [7 ans], intérêts d'emprunt [7,5%],
- Coût de garantie : onduleur et entretien [1,5% des coûts d'investissement]

Le financement a une influence majeure sur les coûts de production. Deux modes de financement sont acceptés :

- Le client paie directement l'investissement
- Le financement se compose de 20% de capital propre et 80% de crédit

Les coûts de production d'électricité photovoltaïque lors de la première année du programme, avec un rendement moyen de 1.739 kilowattheure/ kWc, sont présentés en Figure 23. Ils varient, selon le type de subvention et le modèle de financement, entre 1,16 DH/kWh selon la variante de crédit, et entre 0,99 et 1,17 Dh / kWh en cas de subvention directe.

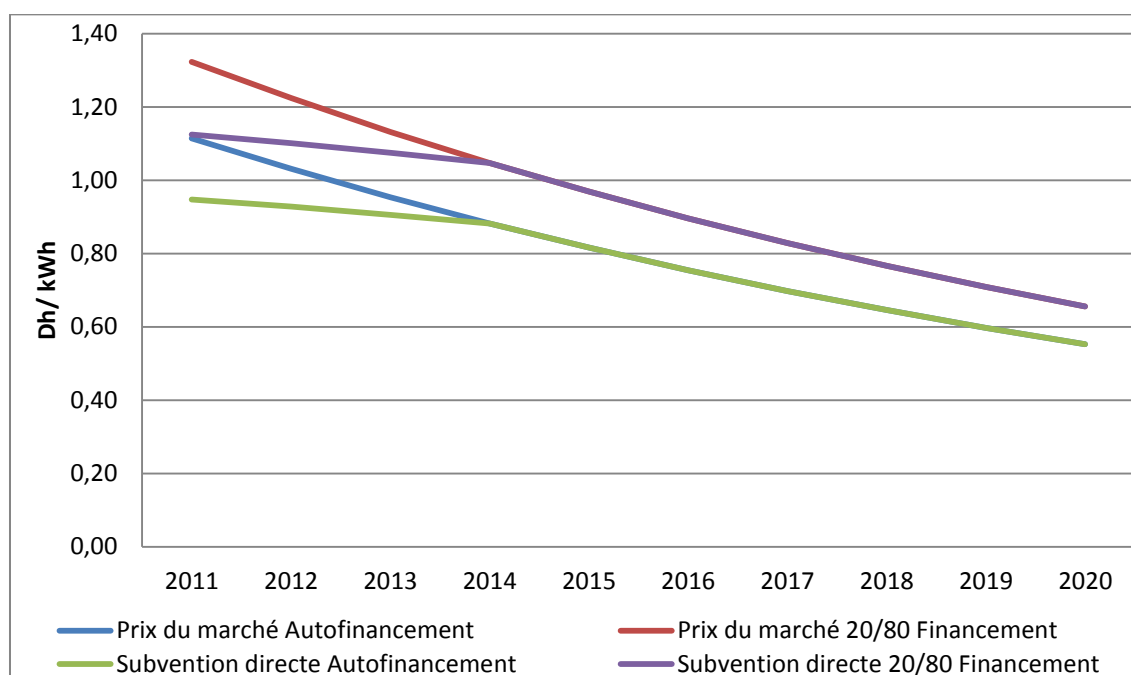
Figure 23 : Coûts de production d'électricité en DH /kWh d'un système PV de 1kWc en 2011



3.3 Le développement des coûts de production d'électricité photovoltaïque

Selon l'hypothèse d'une poursuite de la baisse des prix des systèmes PV à un taux de 7,5% par an, les coûts de production d'électricité devraient varier, en prenant l'exemple cité au Chapitre 3.2, selon le modèle de financement, entre 0,99 et 1,17 DH/par kilowattheure en 2011 et entre 0,58 et 0,68 DH/kWh en 2020, selon la variante de la subvention directe. Selon la variante de prêt à taux zéro sans intérêt, les coûts se situent entre 1,16 en 2011 et 0,68 DH/par kilowattheure en 2020.

Figure 24 : Développement des coûts de production d'électricité photovoltaïque



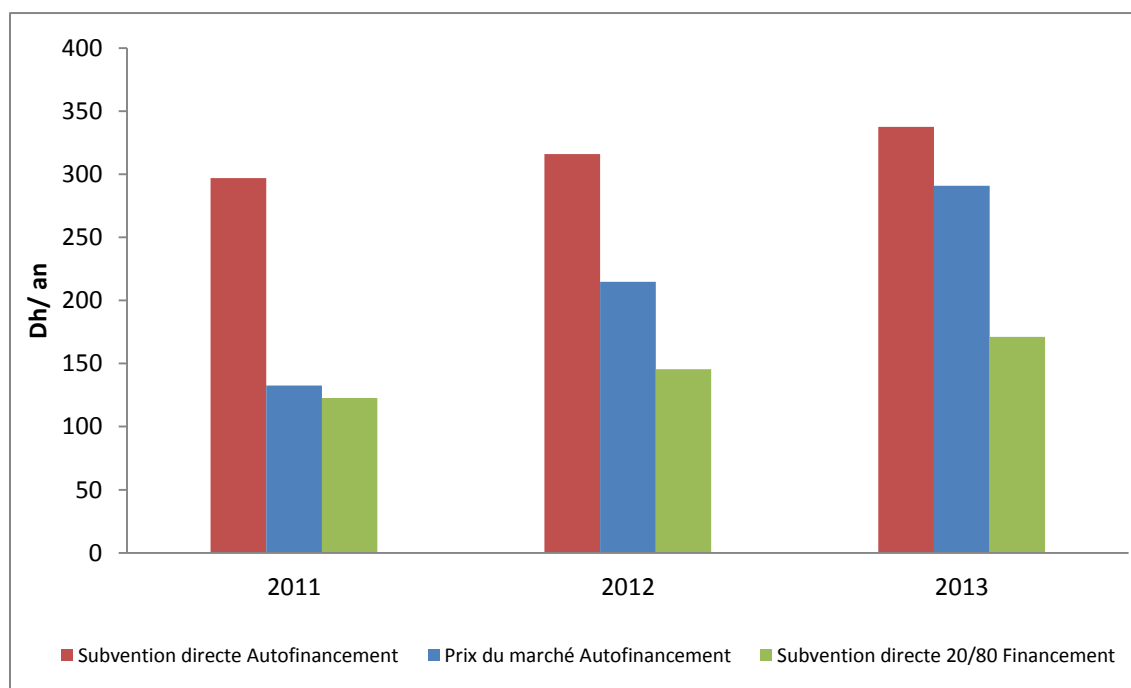
3.4 Potentiels d'économies

Dans un exemple de calcul, on suppose qu'un ménage installe 0,5 kWc. Cela signifie un investissement total, en fonction de l'option de subvention, qui atteint entre 21.500 et 25.294 Dh en 2011. Au Maroc, une installation de 0,5 kWc produit en moyenne 869 kWh par an.

Au cours de la période de subvention et en fonction du financement choisi, le potentiel annuel d'économie fluctue entre 84,70 Dh et 249,75 Dh selon la variante du crédit, et va de 74,37 Dh à 396,32 Dh selon la variante de subvention directe. Le potentiel d'économie se calcule en fonction de la différence entre les prix "réels" d'électricité et les coûts de production d'électricité PV.

La Figure 25 représente les potentiels d'économie pour le 0,5 kWc au cours de la période de subvention.

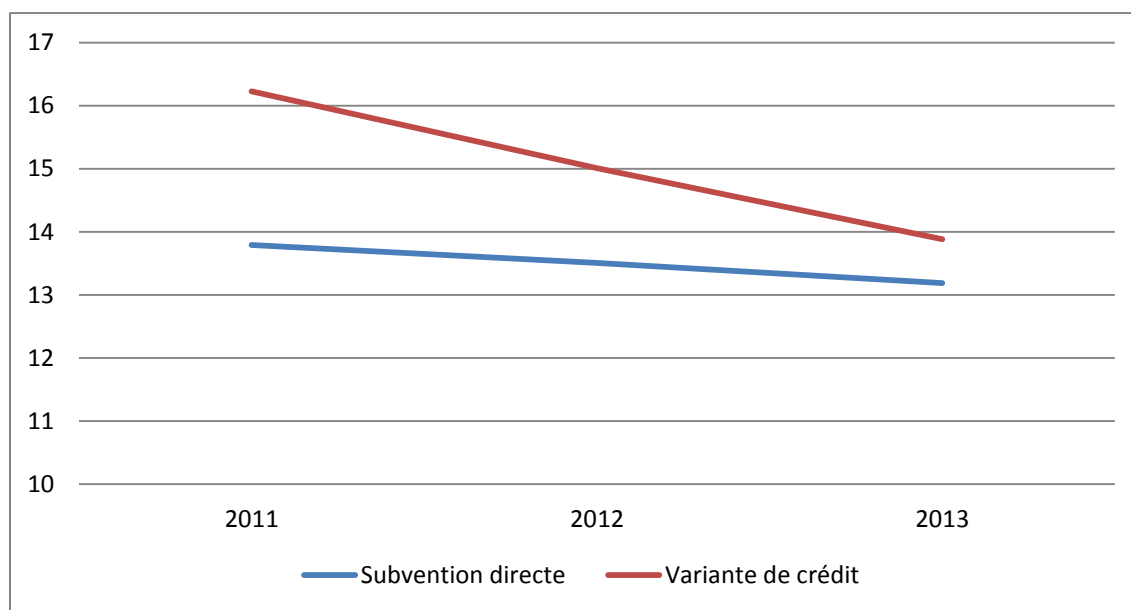
Figure 25 : Potentiel d'économie en Dh pour un système de 0,5 kWc dans le cas d'un ménage de catégorie de consommation moyenne durant les trois premières années du programme



3.5 Période d'amortissement

Le calcul du retour sur investissement d'un système PV est réalisé différemment lorsque le ménage ne paie en réalité aucun frais de production d'électricité. Une fois les systèmes financés, chaque kilowattheure produit via les systèmes PV permet de faire des économies sur le tarif du courant appliqué par l'ONE. Toujours selon l'hypothèse que les ménages les plus aisés constituent la plus haute catégorie de consommation, un ménage économise, avec un système de 0,5 kWc qui produit 869 kWh par an, jusqu'à 1.086,25 Dh/an. Il en résulte un temps d'amortissement entre 14 et 16 ans pour l'installation PV selon la variante de subvention et de financement. En supposant une durée de vie de système de 25 ans, le ménage économise jusqu'à la fin du fonctionnement de l'installation PV entre 9.533 et 12.176 Dh. Comme le temps d'amortissement dépend du prix par système, le type de subvention exerce une grande influence sur le temps d'amortissement de la photovoltaïque au Maroc.

Figure 26 : Temps d'amortissement de l'installation PV de 0,5 kWc selon la variante de subvention



Ces chiffres ne prennent en considération aucune perte de production de l'installation PV, et aucune augmentation des prix d'électricité, donc ce calcul doit être considéré comme plutôt conservatif.

3.6 Parité réseau

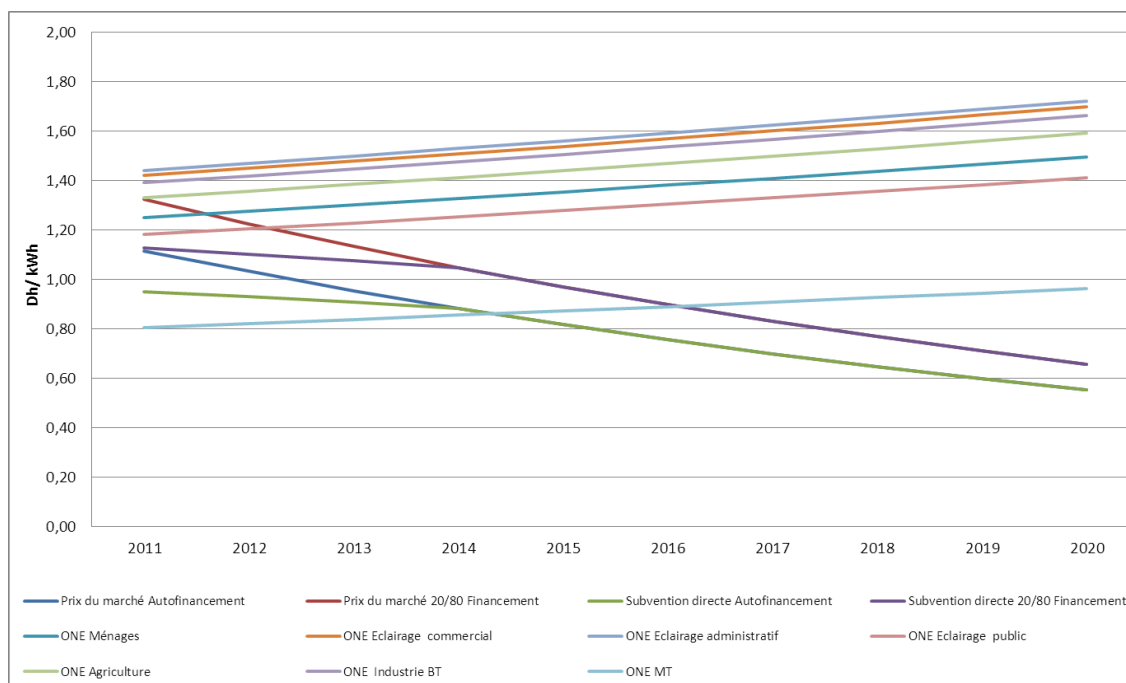
Jusqu'en 2020, les experts s'attendent à une croissance très dynamique de l'industrie solaire, car en raison de la surcapacité, les prix des systèmes photovoltaïques seraient fortement à la baisse. Cela devrait contribuer à l'objectif de l'industrie, soit d'atteindre la parité réseau beaucoup plus tôt que prévu. La parité avec le réseau est atteinte quand l'énergie solaire peut être fournie au même prix que l'électricité classique présente dans le réseau. Un système photovoltaïque est exploité dans ce cas, non seulement d'un point de vue environnemental, mais aussi lucratif. A partir de là, on peut supposer que ce sera à long terme plus avantageux pour chacun de produire de l'électricité grâce à un panneau solaire installé sur son propre toit que de recevoir de l'électricité conventionnelle par le réseau. Par conséquent, une forte hausse de la demande mondiale en systèmes photovoltaïques est à anticiper. Selon les prévisions, des pays tels que le Maroc, dotés d'un fort rayonnement solaire, devraient tirer profit de cette nouvelle technologie.

Par le programme d'aide au développement de marchés, les systèmes d'énergie solaire seront favorisés, ce qui permettra d'élaborer de nouvelles méthodes de production plus efficaces, avec d'avantage d'unités produites et des innovations permettant une rentabilité

accrue. Cette évolution positive devrait permettre d'atteindre la parité réseau dans un avenir très proche.

Si l'on combine la Figure 21 et la Figure 23, on obtient :

Figure 27 : Parité réseau en basse et en moyenne tension



En basse tension, dans le cas d'un autofinancement, on constate en Figure 26 que toutes les catégories de clients ont atteint la parité réseau. Selon le modèle de financement 20/80, la parité réseau est déjà partiellement atteinte à partir de cette année, il s'agit des catégories de clients Éclairage commercial, administratif, et Industrie. Pour le reste des catégories, c'est le cas un ou deux ans plus tard.

Les clients en moyenne tension devraient atteindre la parité réseau avec un retard de 4 ans selon un modèle d'autofinancement et de 6 ans selon le modèle de financement 20/80.

4. Analyse de rentabilité selon différents rayonnements solaires

Les variations en termes de rayonnement solaire au Maroc s'élèvent - comme déjà mentionné au Chapitre 1.5 - à environ 20% et ont ainsi une grande influence sur les économies réalisables avec l'option photovoltaïque. Pour éviter de traiter séparément chaque site, une comparaison de rentabilité de la PV est réalisée sur les sites présentant les plus grandes disparités de rayonnement solaire au Maroc, soit la ville d'Ouarzazate avec le rayonnement le plus élevé, et celle de Tétouan, avec le plus faible taux de rayonnement.

4.1 L'exemple de la ville d'Ouarzazate

La ville d'Ouarzazate, située dans le Sud du Maroc, se trouve à une latitude d'environ $\varphi = 30,55^\circ$, avec une moyenne quotidienne de rayonnement global de 5,95 kilowattheures / m². Selon PVGIS, 31 degré est l'inclinaison optimale pour le positionnement d'une installation PV, permettant de réaliser un gain de rendement d'environ 13%.

Tableau 10 : Rayonnement mensuel de la ville d'Ouarzazate

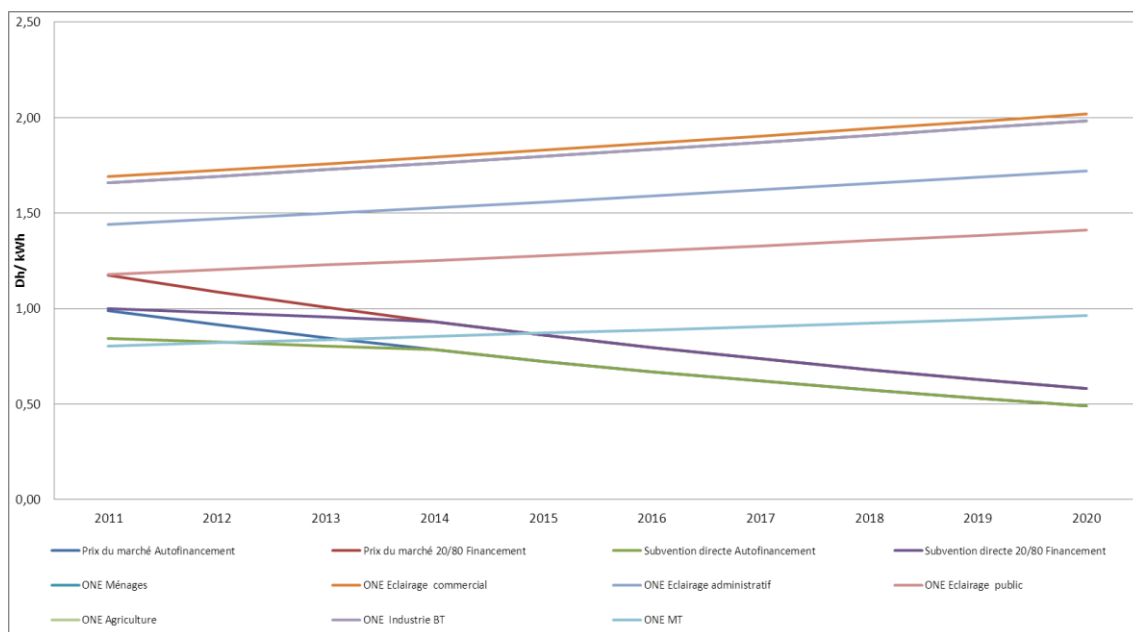
Mois	H _h	H _{opt}	H(90)	I _{opt}
Janvier	3980	6190	5890	58
Février	4560	6190	5040	49
Mars	6060	7110	4550	36
Avril	7360	7550	3290	19
Mai	8030	7380	2170	4
Juin	7940	6980	1770	-2
Juillet	7400	6690	1980	1
Août	6890	6770	2740	13
Septembre	6140	6840	3860	29
Octobre	5020	6420	4790	44
Novembre	4350	6550	5960	55
Décembre	3570	5730	5650	60
An	5950	6700	3970	31

Avec une taille d'installation moyenne de 2 kWc, on produit 3.913 kWh d'électricité par an. Une telle installation devrait coûter selon l'année de construction entre 61.322 Dh en 2011 et 34.954 Dh en 2020.

Selon le modèle de financement, les coûts de production d'électricité à partir de PV varient entre 0,88 et 1,04 Dh par kilowattheure en 2011 et entre 0,51 et 0,61 Dh/kWh en 2020.

En basse tension, la parité réseau est atteinte pour toutes les catégories de clients et les modèles de financement. En moyenne tension, la parité est atteinte à partir de 2013 avec l'autofinancement et en 2015 dans le cas du modèle de financement 20/80.

Figure 28 : Parité réseau de l'installation de 2kWp : site d'Ouarzazate



Les coûts d'investissement (autre les frais supplémentaires) et les prix de production d'électricité PV sont des facteurs décisifs pour évaluer la hauteur du taux de capitalisation. Ainsi, le taux de capitalisation de l'installation sera différent selon la catégorie de clients et l'année de construction. Cependant, on part du principe que l'installation photovoltaïque produit de l'électricité au moins durant 25 ans et que les prix de l'électricité devraient augmenter de 2% ces prochaines années. La Figure 29 illustre de manière exemplaire le revenu de l'installation de 2 kWc construites en 2011 à Ouarzazate. La Figure 30 indique le cash-flow de l'installation.

Figure 29 : Revenu en Dh de l'installation de 2 kWc à Ouarzazate selon la catégorie de clients

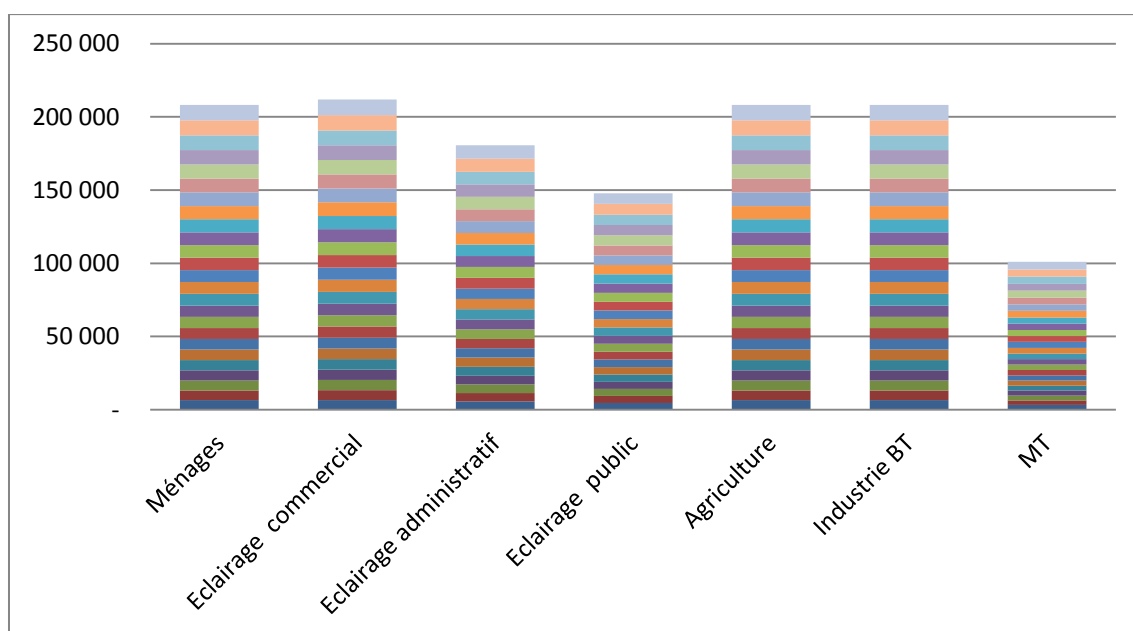
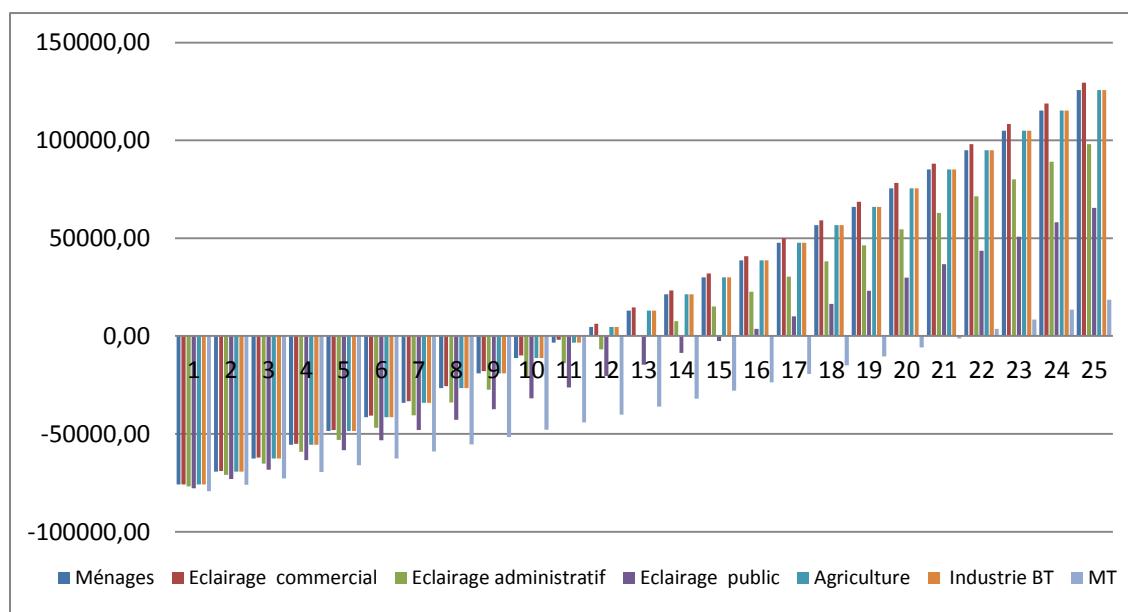


Figure 30 : Cash-flow en Dh d'une installation PV construite en 2011 dans le cas d'un autofinancement sans subvention



Les clients de l'éclairage commercial atteignent le plus grand bénéfice avec 125.804 Dh. En revanche, les clients de la moyenne tension, avec les gains les plus faibles, perçoivent seulement 14.901 Dh.

4.2 L'exemple de la ville de Tétouan

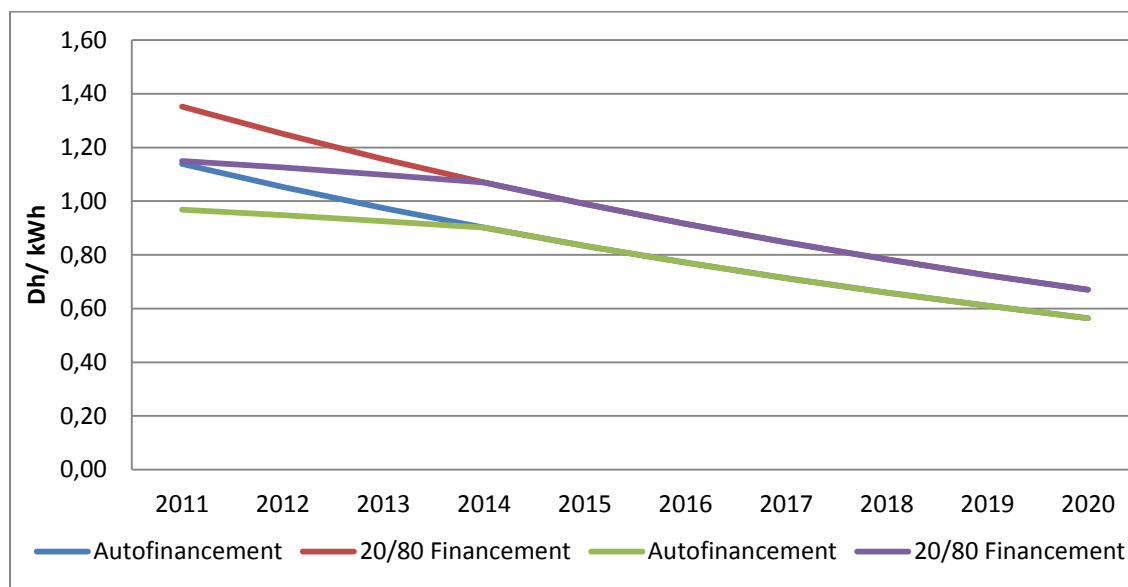
La ville de Tétouan, située du Nord du Maroc, est à une latitude d'environ $\phi = 35,34^\circ$. La ville dispose d'un rayonnement solaire moyen de 4,84 kWh par m² et jour. Selon PVGIS, 32° est l'inclinaison optimale pour la position d'une installation PV, de sorte qu'un gain de rendement d'environ 11,5% peut être réalisé.

Tableau 11 : Rayonnement mensuel de la ville de Tétouan

Mois	H _h	H _{opt}	H(90)	I _{opt}
Janvier	2760	4410	4360	60
Février	3530	4910	4190	52
Mars	5060	6180	4270	40
Avril	6090	6430	3260	23
Mai	6880	6530	2440	9
Juin	8010	7190	2130	1
Juillet	7930	7320	2320	6
Août	7120	7210	3130	18
Septembre	5680	6590	4070	34
Octobre	3990	5270	4190	47
Novembre	2950	4470	4210	58
Décembre	2480	4130	4250	63
An	5220	5890	3560	32

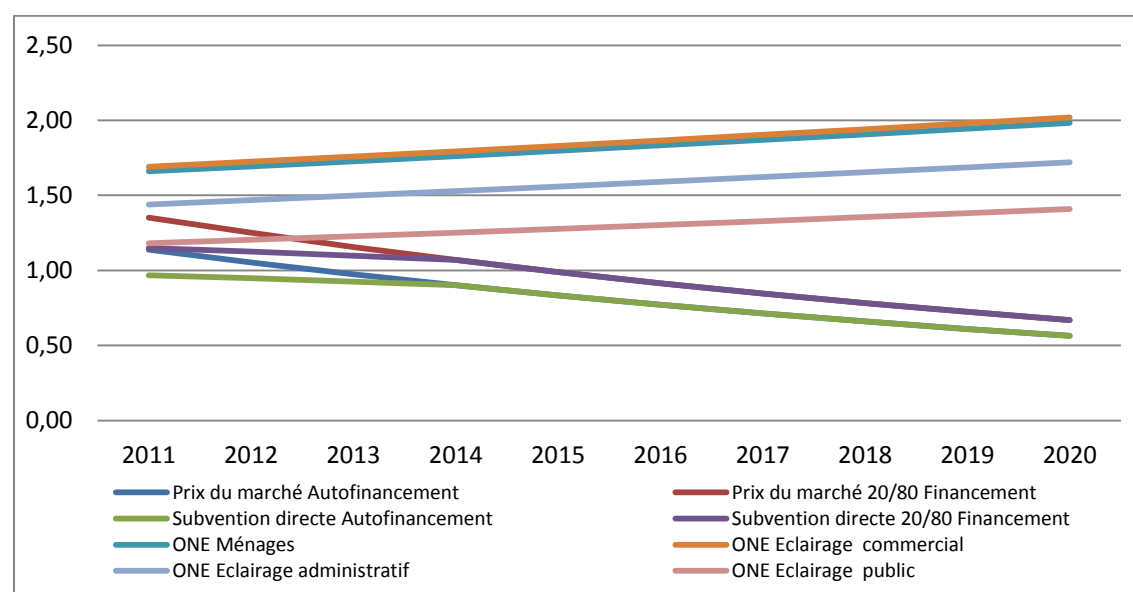
Une installation de 2 kWc produit 3.404 kWh d'électricité par an à Tétouan. Selon le modèle de financement, les coûts de production d'électricité à partir de cette installation varient entre 1,01 et 1,41 Dh/kWh en 2011 et entre 0,59 et 0,70 Dh/kWh en 2020.

Figure 31 : Evolution des coûts de production d'électricité en Dh/kWh d'une usine de 2 kWc à Tétouan



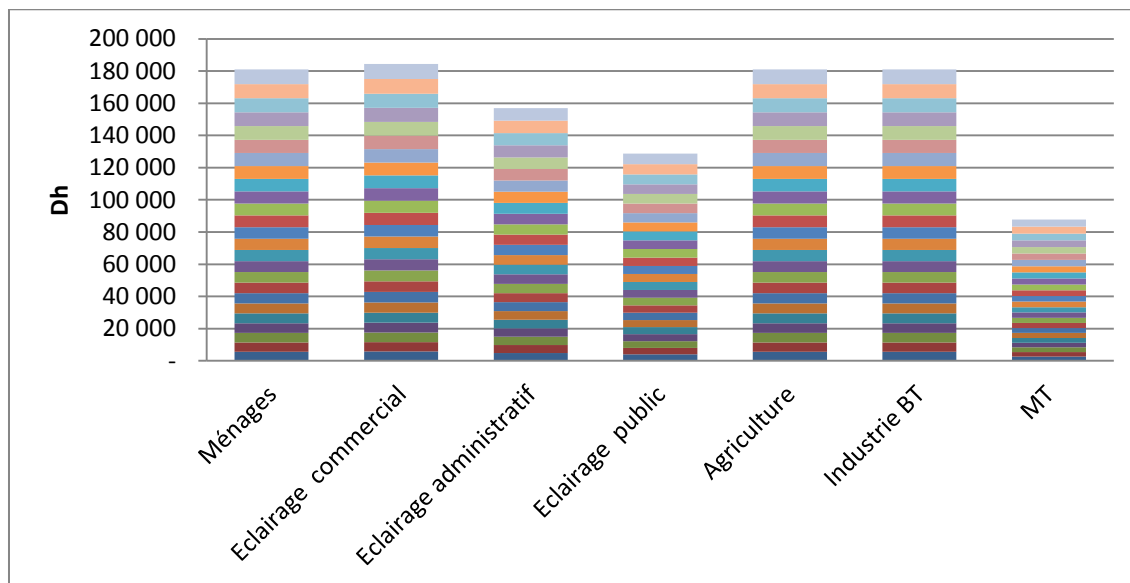
Les coûts de production d'électricité et le virage d'apprentissage qu'amorce la photovoltaïque sont illustrés par des courbes descendantes en Figure 32. On constate que toutes les catégories de clients ont atteint la parité réseau à l'exception de l'éclairage public selon les deux modèles de financement. L'éclairage public atteint vers 2013 la parité réseau en cas d'autofinancement et 2 ans plus tard selon le modèle du financement 20/80.

Figure 32: Parité réseau - cas de l'usine de 2 kWc à Tétouan



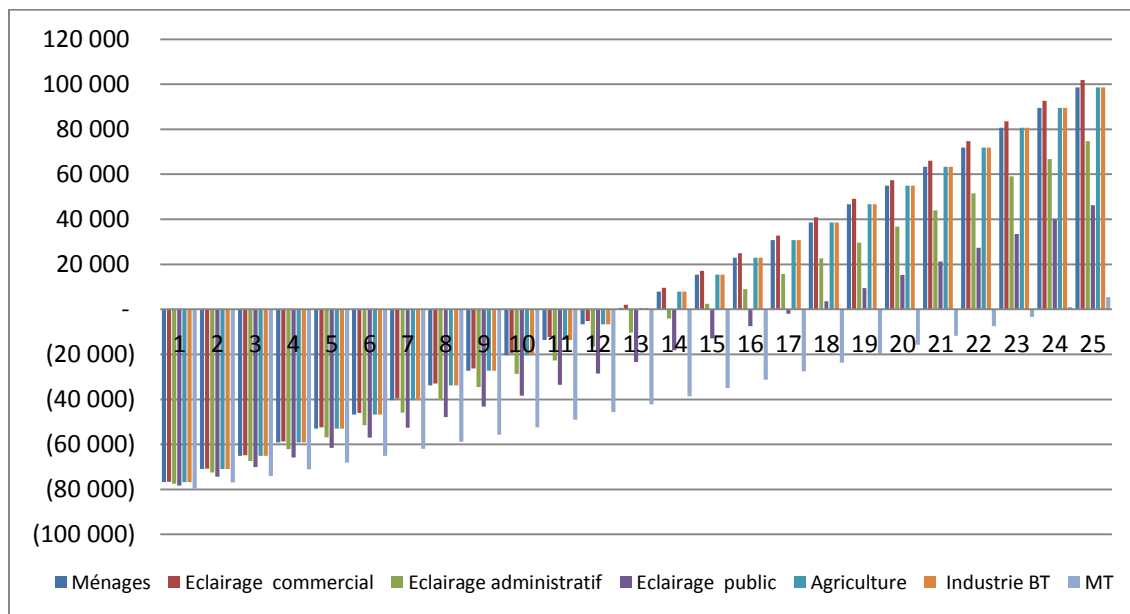
La Figure 33 représente de manière exemplaire le revenu de l'installation de 2 kWc construite en 2011 à Tétouan.

Figure 33: Revenu de l'installation en Dh à Tétouan selon la catégorie de clients



La Figure 34 illustre le cash-flow de l'installation en cas de subvention et d'autofinancement

Figure 34: Cash-flow en Dh d'une installation PV construite en 2011 à Tétouan (subvention + autofinancement)



Comme dans le cas de la ville d'Ouarzazate, les clients de la catégorie Eclairage industriel atteignent de nouveau le plus grand bénéfice avec 98.301 Dh. Les clients en moyenne tension sont au contraire les derniers gagnants, avec 1.798 Dh du bénéfice.

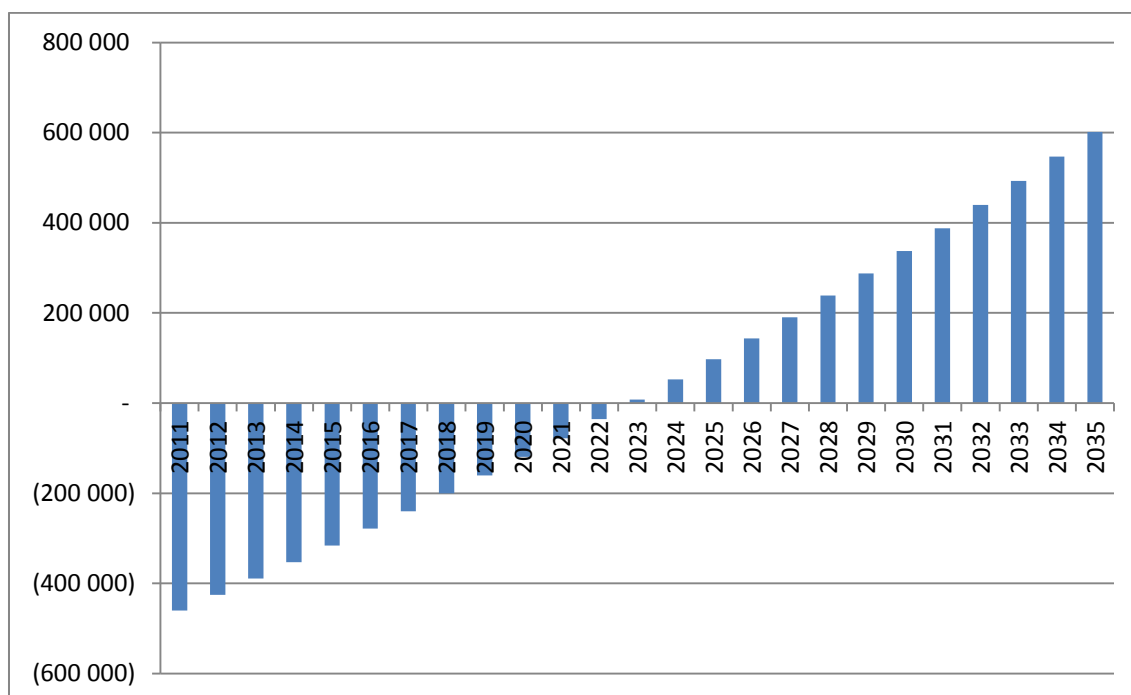
5. Installations photovoltaïques pour divers consommateurs

5.1 Petits consommateurs : ménages

Pour un ménage présentant une consommation mensuelle de 100 kWh, une installation photovoltaïque de 0,8 kWc serait bien placée pour répondre à la consommation totale d'électricité de 1.200 kWh/an en 2011, compte tenu d'une certaine croissance dans les années suivantes. Une telle installation produirait 1.391 kilowattheures par an et coûterait selon l'année d'installation entre 34.400 (2011) et 20.067 Dh (2020).

Les prix réels du courant pour un tel ménage se situent à 1,19 Dh par kilowattheure (2011). L'installation livre - si on accepte une hausse des prix d'électricité annuelle de 2% - un revenu entre 1.655 Dh en 2011 et 2.663 en 2035.

Figure 35 : Cash-flow en Dh d'une installation PV à 0,8 kWc construite en 2011 (subvention + autofinancement)

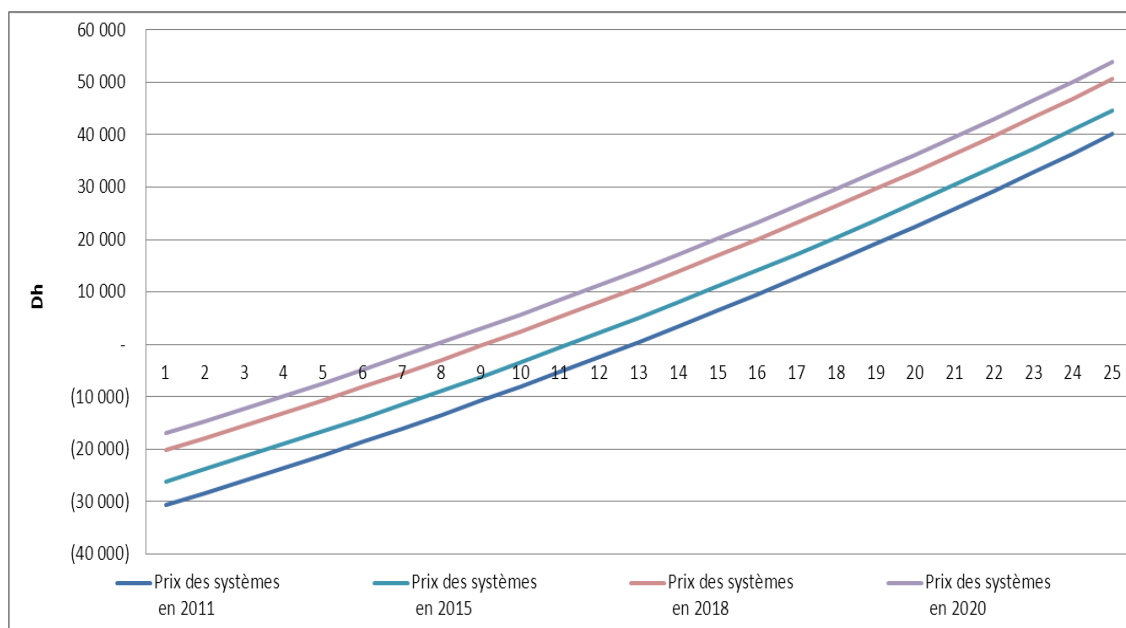


Le temps d'amortissement de l'installation correspond à 17 ans. Au bout de 25 ans, le propriétaire aura donc gagné 18.623 Dh, il en résulte un taux de capitalisation de 54% pendant la durée de vie de 25 ans.

Au cours du programme, le temps d'amortissement et le taux de capitalisation des systèmes PV se différencieront selon l'année de construction et la variante de subvention.

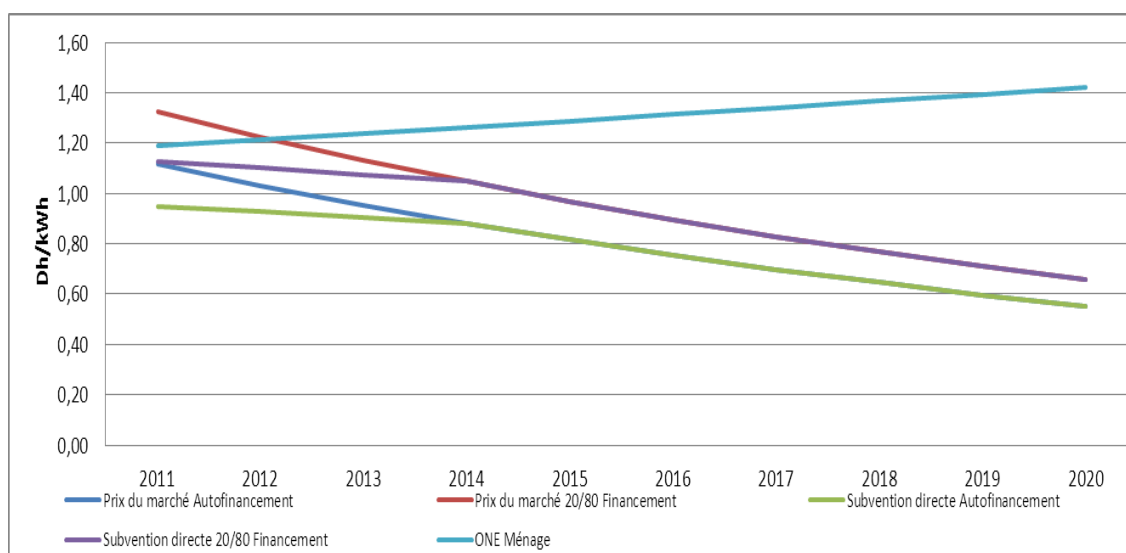
Le développement du cash-flow de l'installation à 0,8 kWc en fonction de l'année de construction est présenté en Figure 36.

Figure 36: Cash-flow de l'installation de 0,8kWc selon divers prix de systèmes



Selon le modèle de financement et l'année de construction, les coûts de production d'électricité sont variables : entre 0,99 et 1,17 Dh/kWh en 2011, et entre 0,58 et 0,68 Dh/kWh en 2020. Puisque le prix réel de courant pour les ménages présentant une consommation mensuelle inférieure ou égale à 100 kilowattheures s'élève à 1,19 Dh/kWh, avec une augmentation proportionnelle de 2% par an, la parité réseau devrait évoluer comme indiqué en Figure 37.

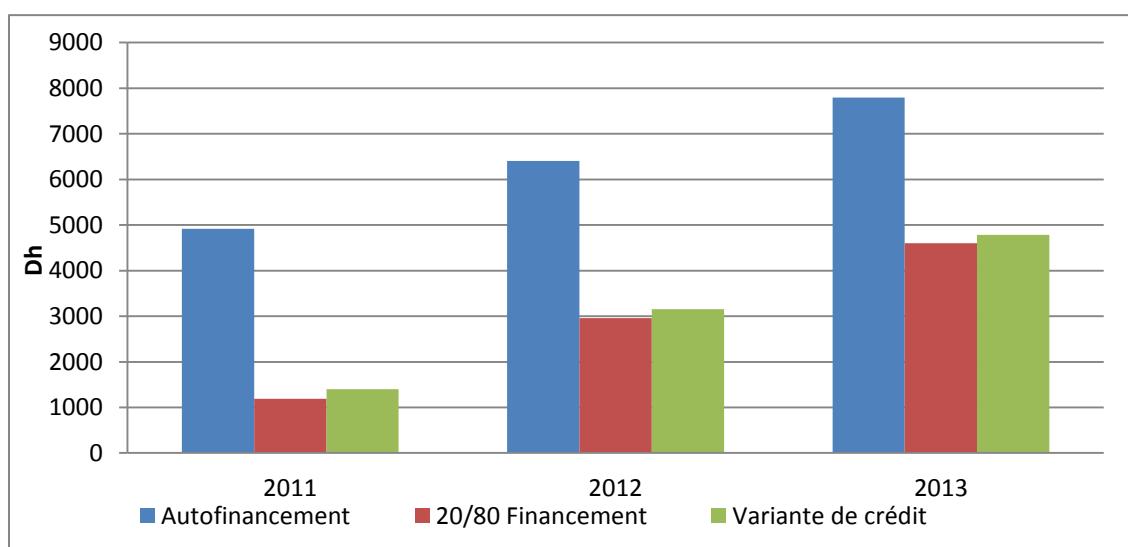
Figure 37: Parité réseau de l'installation de 0,8kWc - PV



On constate qu'un tel type d'installation atteint la parité réseau selon toutes les variantes de subventions et de modèles de financement, et ce dès la première année de programme.

La différence entre les prix de revient et les prix réels du courant donne un potentiel d'économies sur la note d'électricité variable, entre 79,15 et 327,60 Dh lors de la première année du programme, et entre 306,93 et 519,48 DH dans la dernière (troisième) année (Figure 38). Ensuite, l'épargne est identique et ne dépend que de l'évolution des prix de l'électricité.

Figure 38: Potentiels d'économies annuelles de la 0,8 kWc-PV



5.2 Grands consommateurs: ménages à revenus élevés

En principe, il convient de noter que la demande en énergie n'est pas statique, mais augmente avec l'élévation du niveau de vie. Comme mentionné au Chapitre 1.3, les 20% les plus aisés de la population accaparent presque la moitié de l'ensemble de l'énergie consommée par les ménages. La différence entre riches et pauvres est donc extrême, et donne selon la même source un facteur de 12.

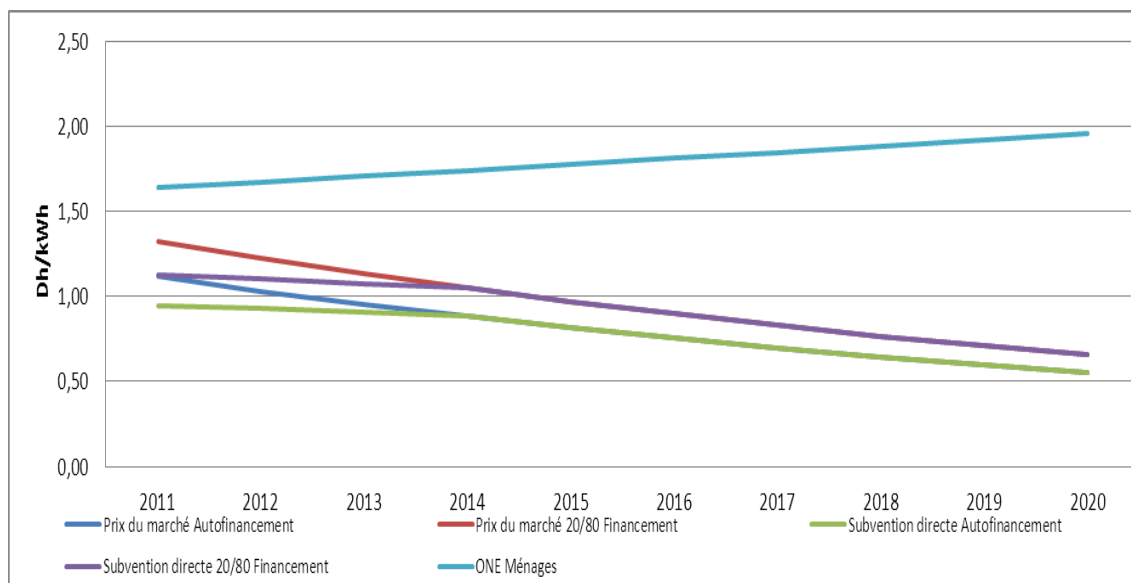
Dans la mesure où une consommation mensuelle moyenne de .500 kilowattheures est une donnée absolument réaliste pour les plus riches ménages au Maroc, ce type de ménages appartient à la plus haute catégorie de consommation et paie selon Figure 20 1,64 Dh par kilowattheure.

Pour couvrir complètement la consommation de ce type de ménages en photovoltaïque, il est nécessaire d'installer des systèmes de 12kWc selon les conditions de rayonnement au Maroc.

Un tel système coûte actuellement environ 417.934 Dh. Selon le modèle de subvention et de financement, chaque kWh d'électricité photovoltaïque permet d'économiser dès la première année de 0,32 à 0,62Dh/ kWh. En 2020, le potentiel d'économies, encore plus élevé,

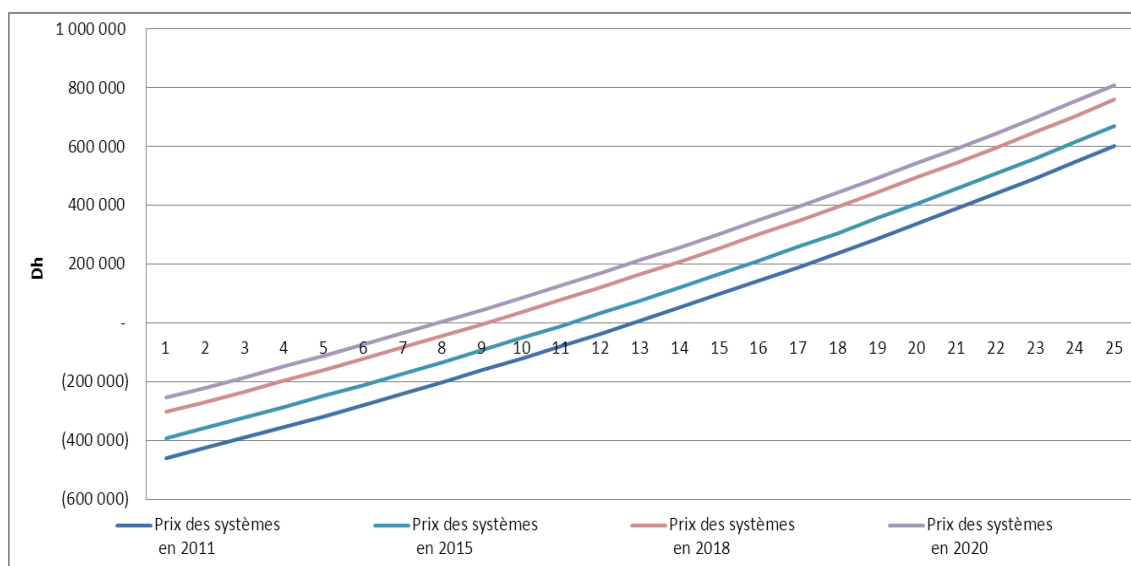
correspond à 1,41Dh / kWh selon le modèle de l'autofinancement et 1,30Dh / kWh en cas de financement 20/80.

Figure 39: Parité réseau : installations PV de 12 kWc



Dans le cas de l'autofinancement, l'installation peut être amortie selon l'année de construction ; le potentiel d'économies après 9 à 12 ans, de même que le taux de capitalisation, se situent pendant toute la durée de vie de l'installation, soit 25 ans, entre 122 et 280% - cela correspond à un taux de rendement annuel sur le capital investi d'à peine 5 à 11%.

Figure 40: Cash-Flow des installations PV de 12-kWc



Selon la variante de crédit, le temps d'amortissement de l'installation se prolonge pour atteindre 10 à 14 ans, avec un taux de capitalisation entre 103 et 261%. L'installation PV

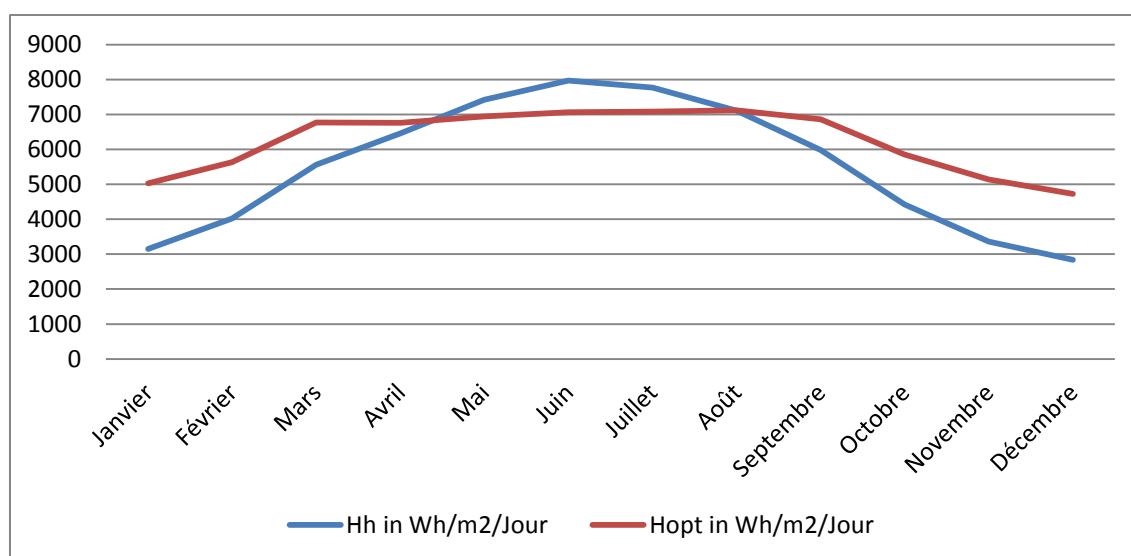
enregistre un bénéfice de 503.263 Dh pour les systèmes construits en 2011 et de 744.855 Dh en 2020.

5.3 Gros consommateur en moyenne tension: Bâtiment du Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement, Rabat – Agdal



Le Ministère de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement, situé au cœur de Rabat, capitale du Maroc, se compose de deux bâtiments (A et B). En 2010, le Ministère a consommé en tout 530,73 MWh d'électricité, ce qui correspond à la production annuelle d'une installation photovoltaïque de 291 kWc, selon les conditions locales de rayonnement solaire. La Figure 41 représente le rayonnement mensuel dans la ville de Rabat.

Figure 41: Rayonnement mensuel à Rabat



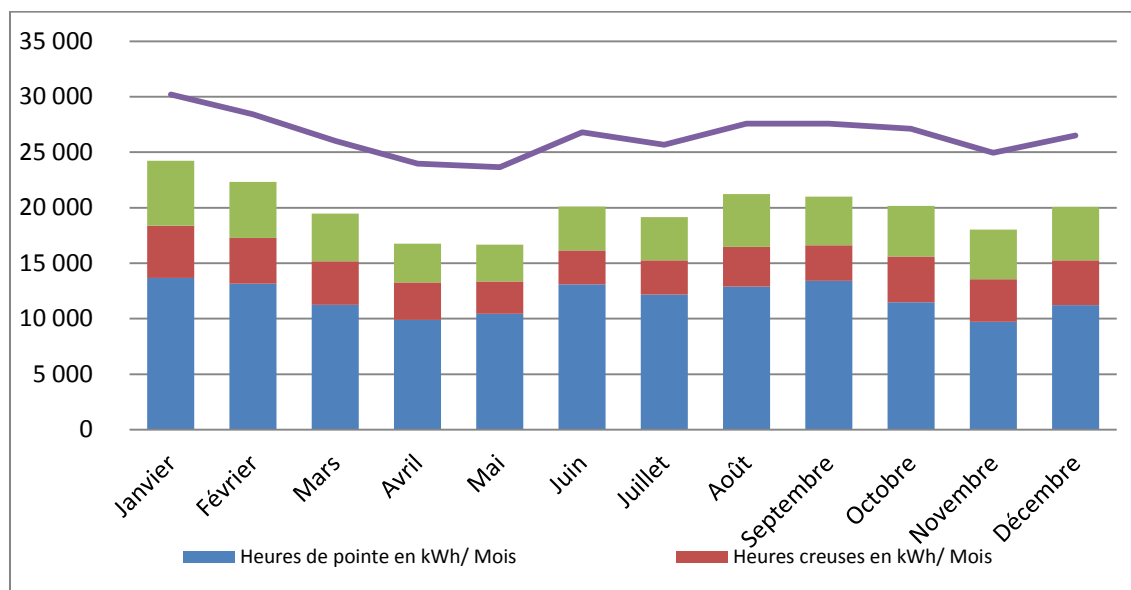
Source : PVGIS, 2010

Selon PVGIS, 32 degrés est l'angle d'inclinaison optimal à Rabat pour tirer des modules le maximum d'énergie par kWc installée. Ainsi, une moyenne de rayonnement solaire de 6,25 kilowattheures/m² est acceptée. Puisque il s'agit de deux bâtiments avec deux compteurs séparés, il est logique d'étudier chaque bâtiment séparément.

5.3.1 Bâtiment A

En 2010, 239.194 kilowattheures d'électricité ont été consommés dans le Bâtiment A pour une facture totale de 318.391 Dh. La Figure 42 représente la consommation mensuelle d'électricité et les coûts relatifs au Bâtiment A.

Figure 42: Consommation d'électricité du Bâtiment A en 2010



Le prix d'électricité effectif spécifique moyen est donc de 1,34 Dh/kWh.

Le rapport d'audit énergétique du MEMEE indique une consommation inexplicablement élevée pendant la nuit. Ces résultats pourraient être vérifiés et on pourrait prospecter également sur différentes sources d'économies à réaliser, par ex. au niveau des mises en veille électroniques. Pour des contraintes de temps, la présente étude n'a pas pu trouver de réponse à ces questions.

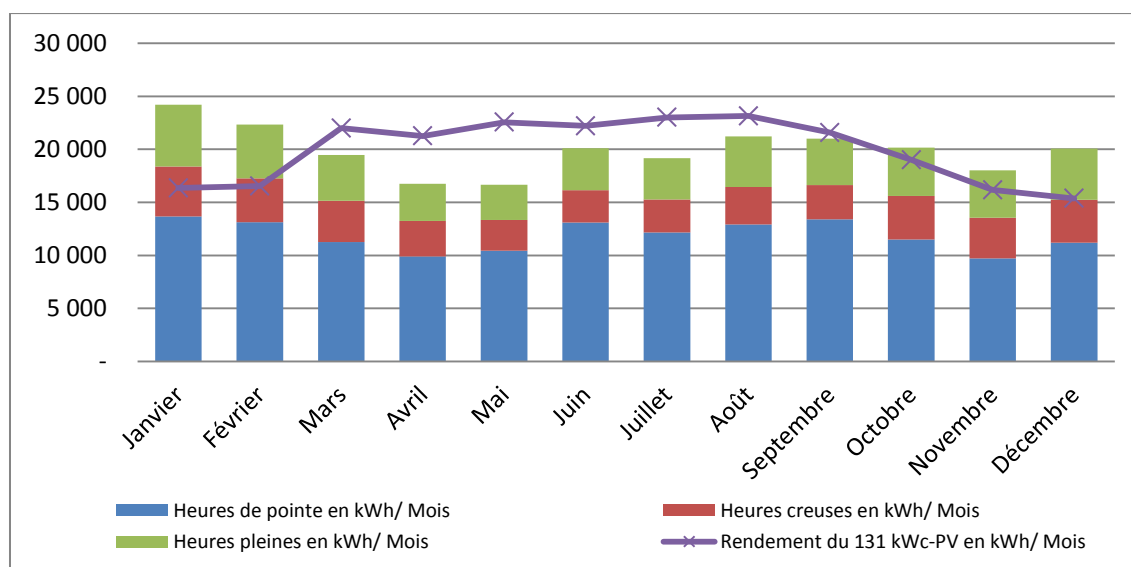
Variante 1 : Couverture complète des besoins en électricité par une installation PV

Sur la base d'un rayonnement solaire moyen quotidien de 6,25 kWh par m² avec un taux de performance de 80%, un système PV de 1 kWc produit annuellement 1.825 kWh d'électricité. Ainsi, une installation d'environ 131 kWc serait nécessaire pour la couverture complète des besoins en électricité du Bâtiment A.

Selon des études de marché, le prix d'une installation de cette taille sur le marché mondial est d'environ 28Dh/WC. Ainsi, une telle installation coûterait selon l'année de construction entre 3.695.455 DH en 2011 et 1.832.413 DH en 2020 et produirait environ 239.196 kWh/an à Rabat.

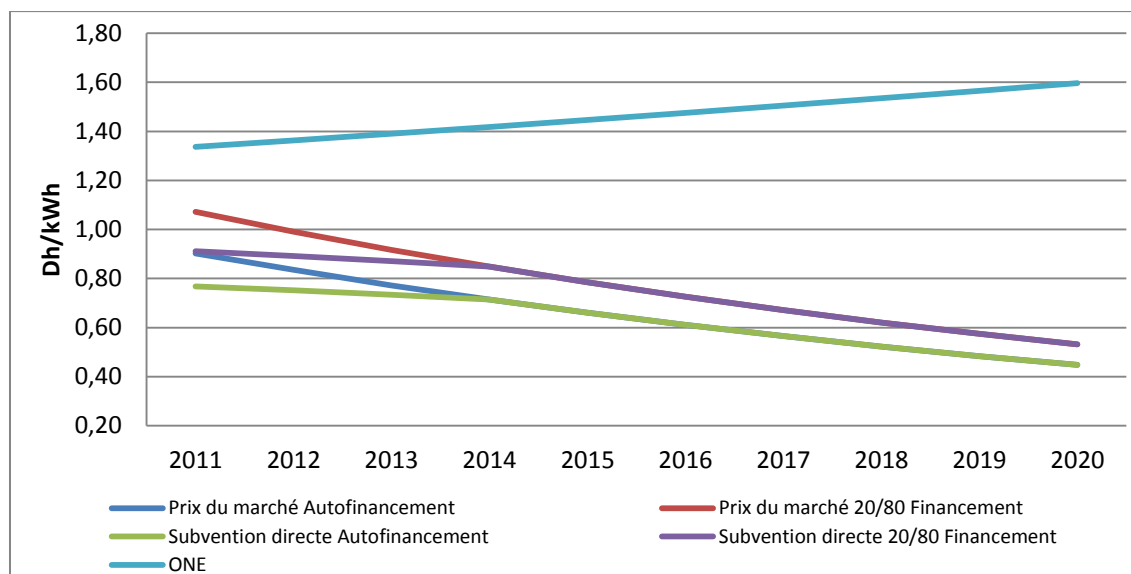
La Figure suivante montre une projection de la consommation mensuelle d'électricité du Bâtiment A et de la production de l'installation PV.

Figure 43 : Consommation électrique et revenus issus de l'installation PV sur le toit du Bâtiment A



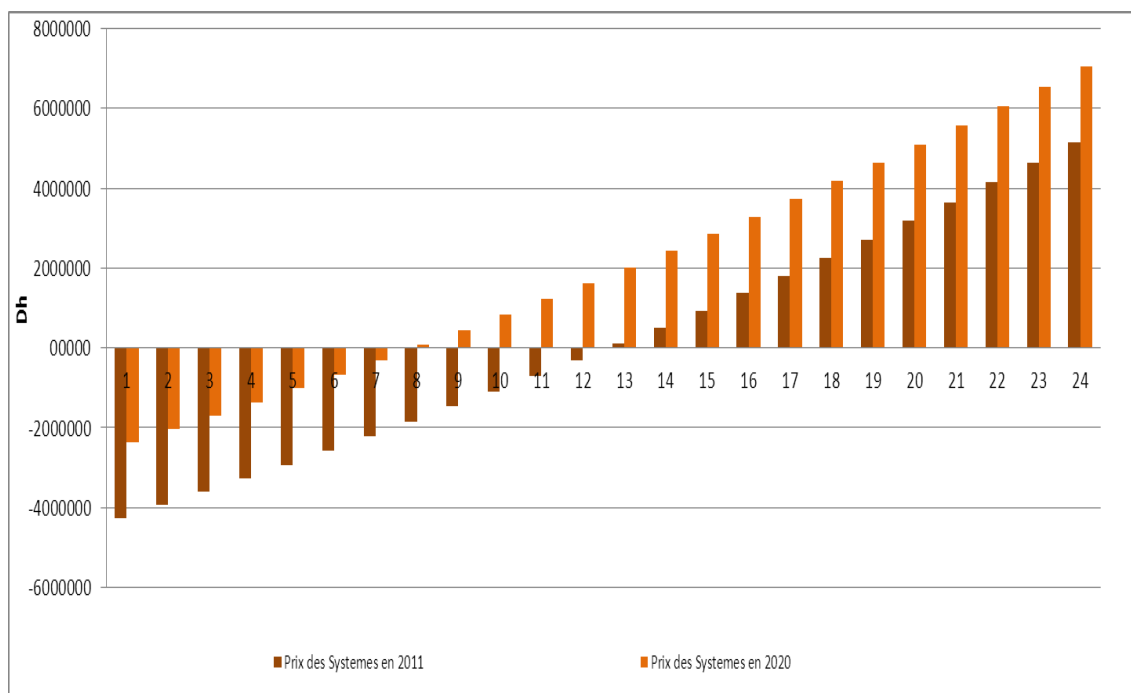
La projection des coûts de production d'électricité et la parité réseau sont présentées en Figure 44.

Figure 44: Projection : parité réseau des systèmes PV de 131kWc sur le toit du MEMEE à Rabat



Grâce à l'installation PV, le MEMEE épargnerait déjà à partir de cette année selon le mode de subvention et de financement entre 0,48 et 0,61 Dh par kilowattheure en 2011, et entre 1,10 et 1,18Dh/kWh en 2020.

Figure 45: Cash-flow des systèmes de 131 kWc dans le cas de la subvention directe et de l'autofinancement



Selon un schéma d'autofinancement, les coûts des investissements seraient amortis après treize ans en cas de construction de l'installation en 2011, et après sept ans si l'installation était construite en 2020. À partir de cette date l'installation enregistrerait un bénéfice net d'environ 319.667 Dh par an.

En outre, les fabricants de modules PV offrent la garantie d'une perte de productivité inférieure ou égale à 20% de leur puissance nominale en 25 ans. Certains modules sont en service depuis 40 ans. Aussi, une durée de vie de 25 ans est une valeur plutôt conservatrice. On peut en conclure qu'à long terme, avec un capital de départ suffisant, la photovoltaïque constitue une bonne opportunité d'investissement et en même temps de protection de l'environnement.

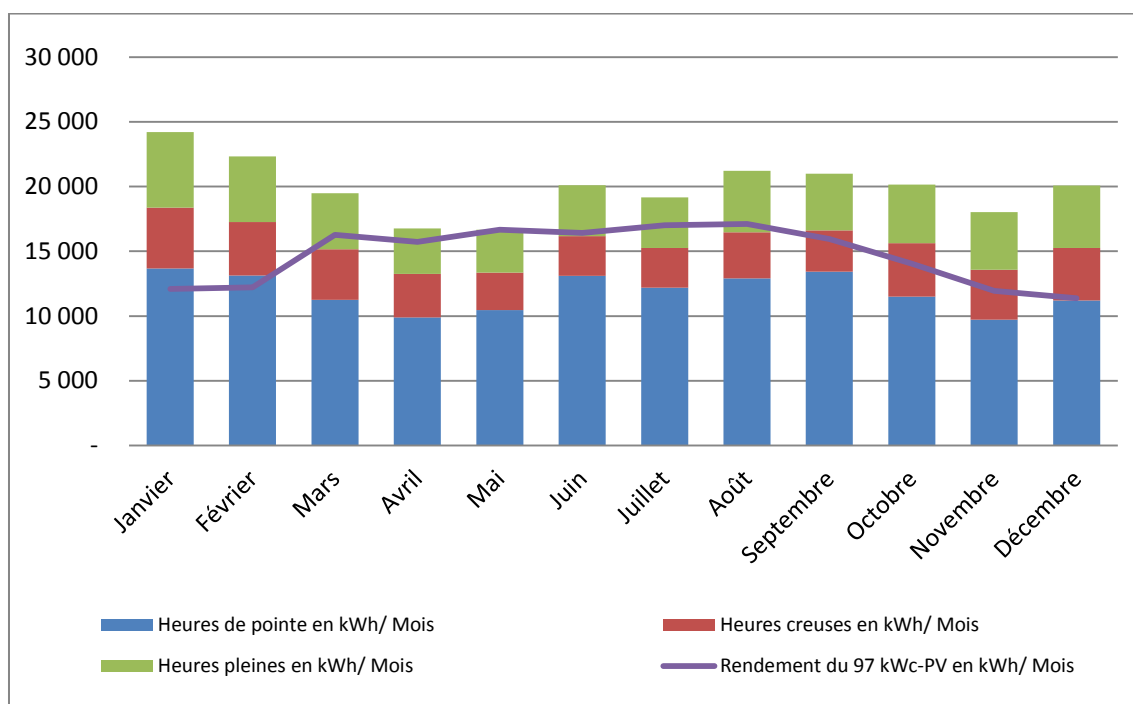
Selon son année de construction, l'installation présenterait un taux de capitalisation entre 91% (construction en 2011) et 286% (construction en 2020). Ceci correspond à un taux de capitalisation annuel de 4% (en 2011) et de plus de 11% (en 2020).

Variante 2 : Couverture partielle des besoins en courant par une installation PV

Comme on peut en déduire de la Figure 42, la production de l'installation pourrait dépasser en été la consommation de courant ; en hiver, la situation serait inverse. Pour conserver le principe de l'autarcie et éviter de recourir à l'électricité du réseau, pendant une certaine période, la taille de l'installation serait à adapter selon le mois correspondant à la consommation la plus basse. Selon la 38, le mois de Mai, avec 16.671 kilowattheures, connaît la plus basse consommation de courant. Pour couvrir cette consommation, une installation de 97 kWc serait suffisante.

La Figure 46 présente une comparaison entre la consommation de courant du Bâtiment A et l'électricité produite par une installation de 97kWc.

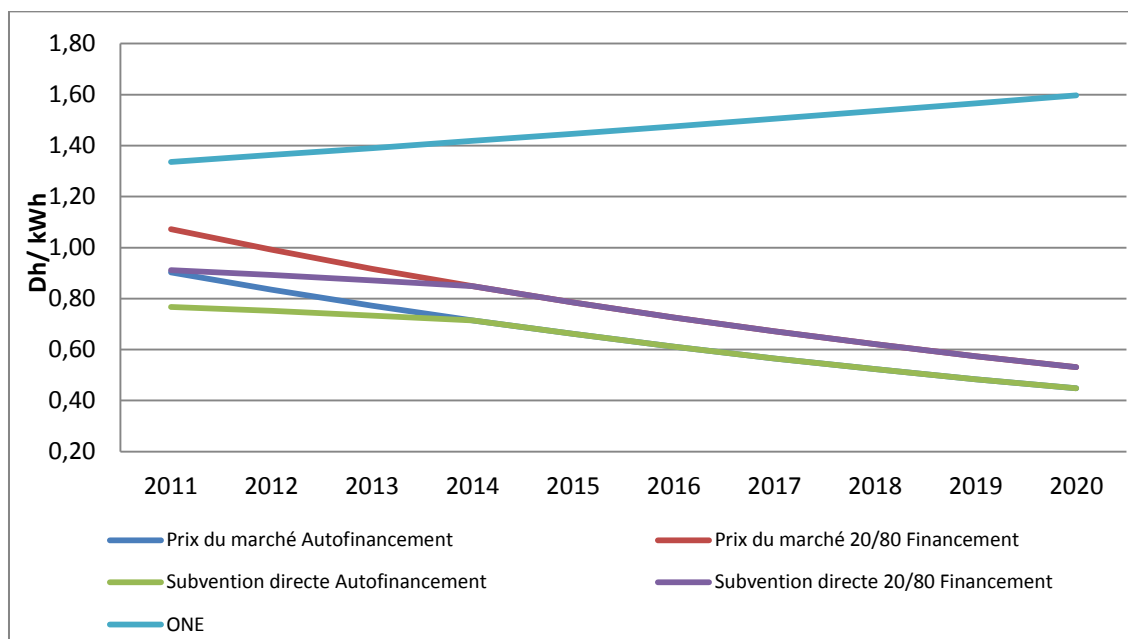
Figure 46 : Consommation de courant et rendement d'une installation de 97kWc, Bâtiment A



Une installation de 97 kWc produirait 239.196 kilowattheures annuels de courant, soit 74% de la consommation totale du bâtiment. Selon les recherches effectuées sur les prix de systèmes de 100kWc, cette installation s'élèverait à environ 2.719 € par kWc pour un coût total d'environ 2.901.864 Dh en 2011.

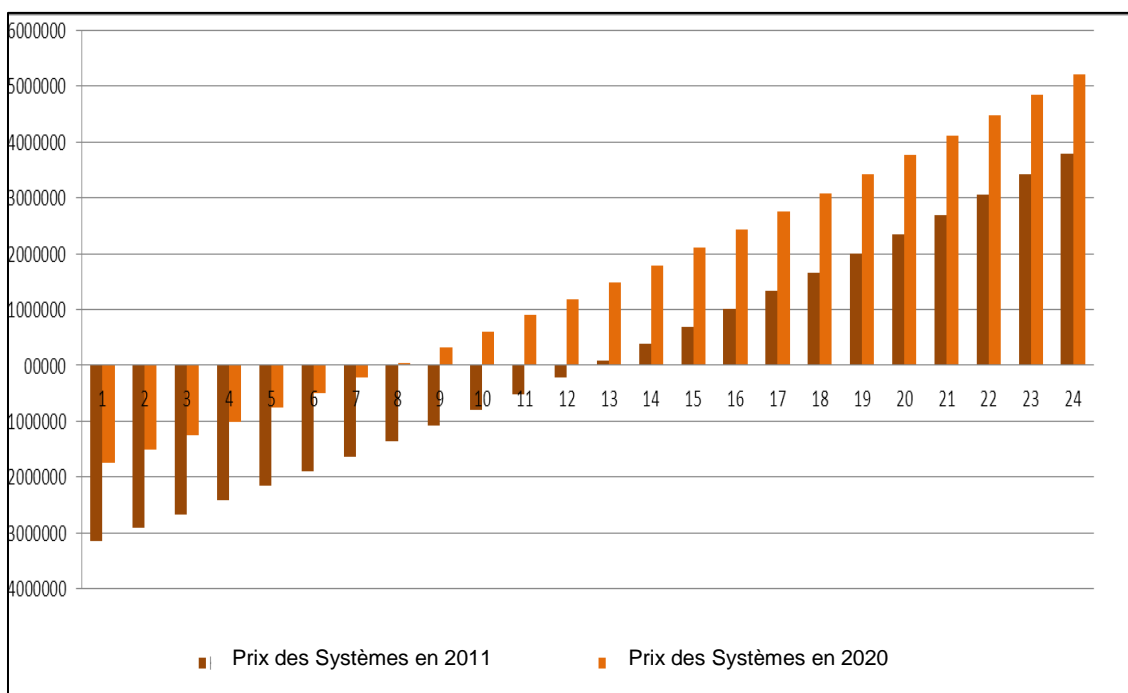
Sur la base de ces précisions, le calcul des coûts de production d'électricité est comme suit :

Figure 47 : Projection - Parité réseau de l'installation de 97kWc au Bâtiment A, MEMEE, Rabat



En supposant un autofinancement de l'installation par le MEMEE avec une subvention de l'Etat de 15% en 2011, on peut économiser jusqu'à 0,61 Dh par kilowattheure de courant PV produit. Sur la base de la variante du crédit, le potentiel d'économies se situe entre 0,57Dh/ kilowattheure en 2011 et 1,15 Dh/ kilowattheure en 2020. Une économie d'une telle ampleur permettrait de réduire le temps d'amortissement de l'installation qui se trouverait ramené à 8 ans (cas de la subvention directe et de l'autofinancement) et à 15 ans (variante du crédit).

Figure 48: Flux de trésorerie du système de 97kWc (subvention et autofinancement)



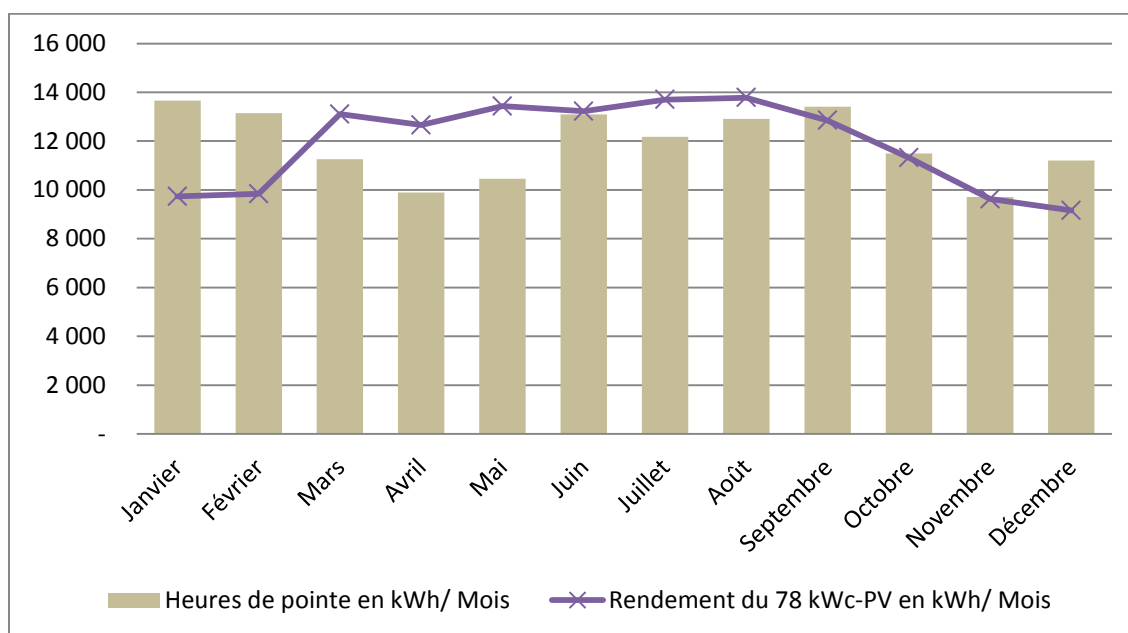
Ainsi, le taux de capitalisation de l'installation se trouve entre 95% (2011) et 263% (2020).

Selon le modèle de financement 20/80, le potentiel est un peu réduit, pour se trouver entre 0,53 en 2011 et 1,13 Dh par kilowattheure en 2020.

Variante 3: Adaptation de la taille des systèmes à la consommation de base

La troisième variante serait l'adaptation de l'installation à la charge principale, qui correspond à une taille de système d'environ 78kWc pour un prix total de 2.200.284 Dh.

Figure 49: Consommation aux heures de pointe et rendement de l'installation PV



Les systèmes PV d'une taille comprise entre 30 et 100 kWc (voir 2.1) bénéficient d'une réduction d'environ 15% par rapport au prix des systèmes équivalents de taille réduite, selon les coûts de production actuels. Comme les conditions d'ensoleillement sont analogues, chaque kWh produit coûterait le même prix que dans la deuxième variante. L'unique différence résiderait dans le bénéfice net absolu, qui est d'environ 2.575.734 Dh pour une installation construite en 2011 et de 4.196.294 Dh en 2020. Il s'ensuit des disparités grandissantes entre les coûts de production d'électricité PV et les prix d'achat de courant.

Potentiel de surface

La photovoltaïque présente une grande diversité de champs d'application – allant des petits Kits PV installés sur des toits jusqu'à d'énormes systèmes à ciel ouvert ; les revêtements en panneaux PV offrent des variantes très larges, des toitures d'ateliers de fabrication ou de supermarchés jusqu'au revêtement de façades. Telle ou telle partie de l'installation peut être branchée au réseau ou débranchée à volonté. Dans certains cas, une installation peut même

être élargie plus tardivement. Le principe modulaire et la fonction qu'occupe le bâtiment ou le composant caractérisent particulièrement la photovoltaïque parmi toutes les technologies d'énergie renouvelables. Le chapitre suivant tente de déterminer si les surfaces disponibles dans le ministère suffisent pour réaliser les performances des systèmes telles qu'elles ont été calculée.

Figure 50: Vue aérienne du Bâtiment A



Source: <http://maps.google.fr/>

La superficie du Bâtiment A est d'environ 1.500 m². Environ un dixième des surfaces de toit existantes est considéré comme impropre à l'installation de PV du fait de la nature des constructions: cages d'escalier, terrasses, etc. ; en raison de d'ombrage, environ un tiers ne figure pas parmi le potentiel de surface photovoltaïque. Les dépendances de deux étages entourant les bâtiments principaux ne sont pas envisagés a priori en raison du problème d'ombrage, mais sont cependant à disposition, avec des restrictions partielle, comme surfaces d'appoint.

A Rabat, le rendement maximum en énergie solaire correspond à une orientation vers le Sud, avec une surface inclinée de près de 32°; lors de l'installation, une certaine distance doit être conservée entre les rangées de modules pour éviter qu'elles ne se fassent de l'ombre les unes aux autres.

Le résultat de nos calculs est une surface de 640 m². Pour 1 kWc PV, une surface d'environ 8-10 m² est nécessaire pour des modules mono- ou polycristallins, et de 12-14 m² pour des modules à couche mince.

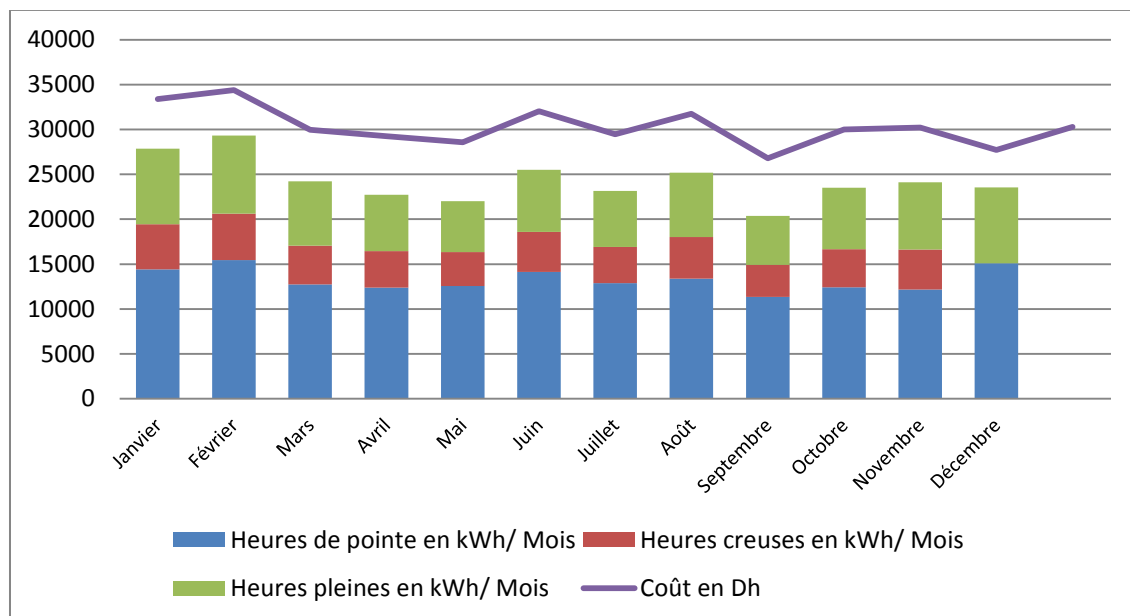
Une puissance installée de PV entre 27 et 40 kilowatts est réalisable, ce que correspondrait à un investissement entre 951.637 et 1.409.832 Dh. Le MEMEE pourrait donc couvrir environ la moitié de sa consommation de courant grâce à l'installation montée sur le Bâtiment A.

5.3.2 Bâtiment B

La consommation de courant du Bâtiment B s'élevait en 2010 à 291.532 kilowattheures pour un coût global de 363.558 Dh. La Figure 51 présente les consommations mensuelles en électricité et leurs coûts respectifs.

On en déduit un prix de courant spécifique moyen de 1,25 Dh/kWh.

Figure 51: Consommation d'électricité en 2010, Bâtiment B

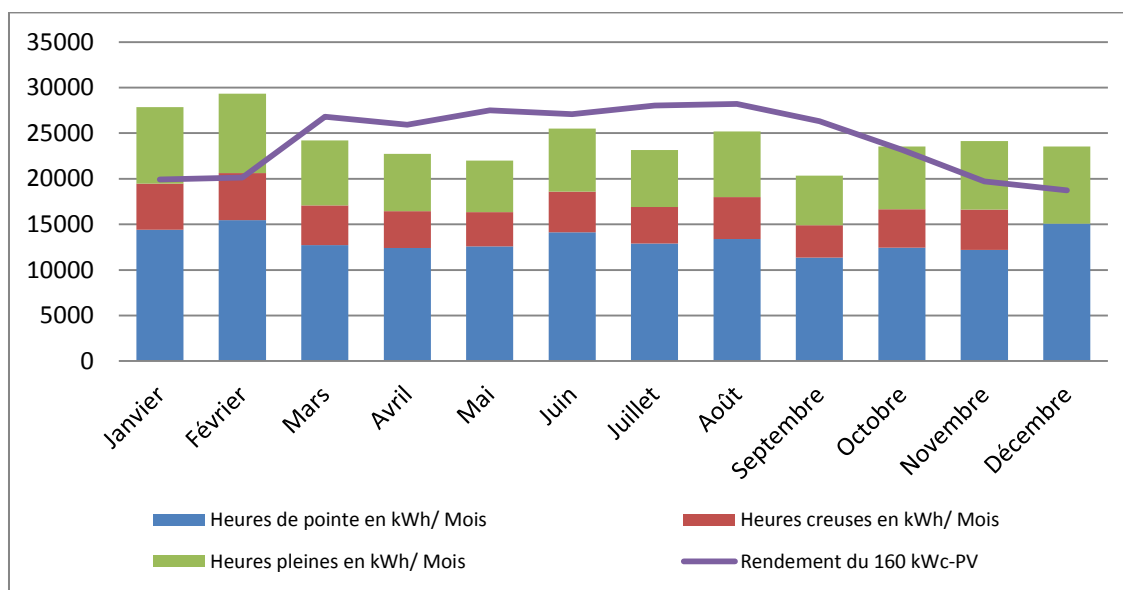


Option 1: Couverture complète des besoins en électricité par un système PV

Comme déjà mentionné, une installation PV de 1 kWc produit à Rabat 1.825 Dh par kilowattheure d'électricité et par an. Ainsi, une installation d'une taille de l'ordre de 160kWc serait nécessaire pour couvrir la consommation totale du Bâtiment B. Une telle installation produirait environ 291.532 kWh/an. Avec une réduction de 15% des prix des petits systèmes, elle coûterait selon l'année de construction entre 4.504.057 Dh en 2011 et 2.233.363 Dh en 2020.

L'illustration suivante fait une projection sur la consommation de courant mensuelle du Bâtiment B et sur le revenu de l'installation PV.

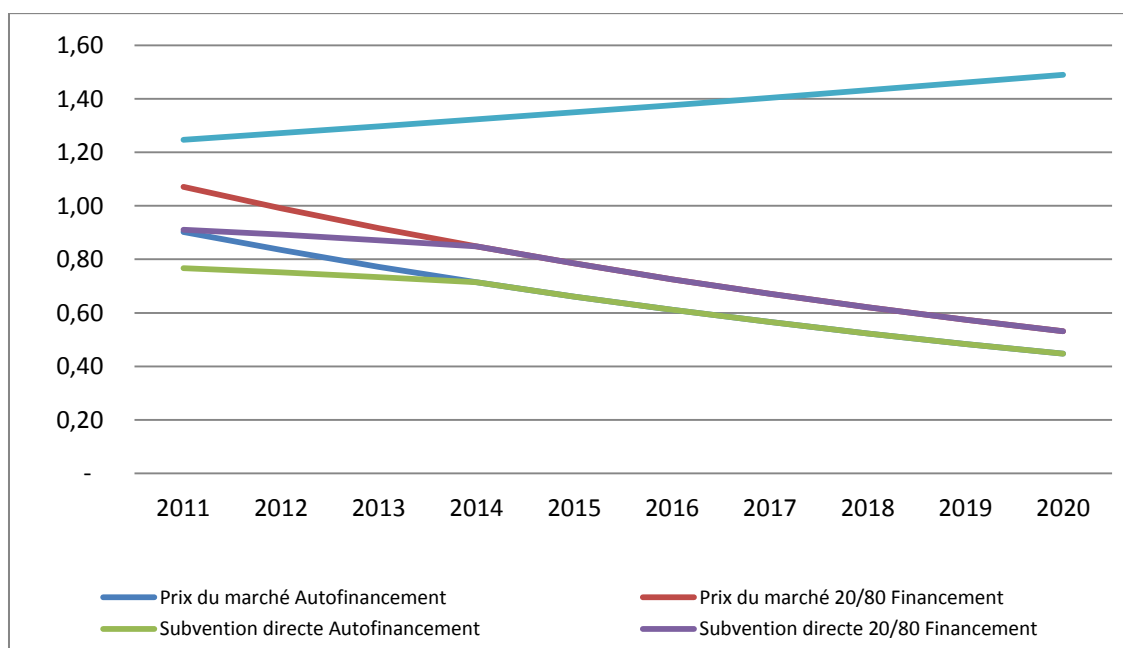
Figure 52: Consommation d'électricité et rendement de l'installation PV, Bâtiment B



Source: MEMEE, 2010

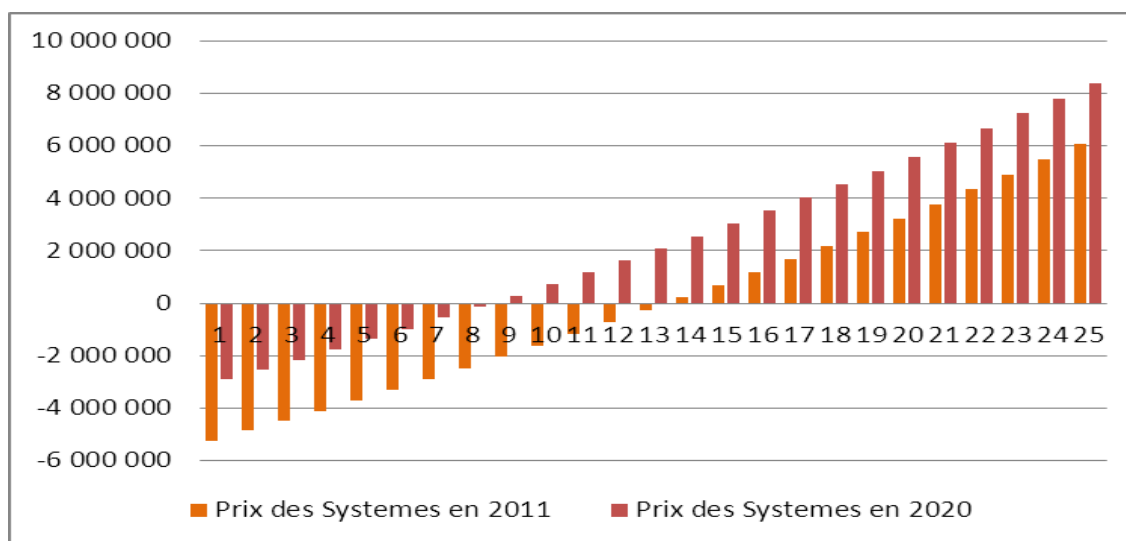
Les coûts de production d'électricité se trouvent nettement au-dessous des prix d'achat de courant - la parité réseau est donc atteinte, ce qui rend l'investissement rentable.

Figure 53: Parité réseau des systèmes PV à 160 kWc sur le toit du MEMEE à Rabat



Selon le type de subvention et le modèle de financement, l'installation PV permettrait une économie potentielle entre 0,24 et 0,52 Dh/kilowattheure durant la première année du programme et entre 0,99 et 1,07Dh/kWh au cours de la dernière année. Le temps d'amortissement de l'installation est ainsi entre 9 et 13 ans.

Figure 54: Cash-flow du système 160 kWc (subvention + autofinancement) à Rabat

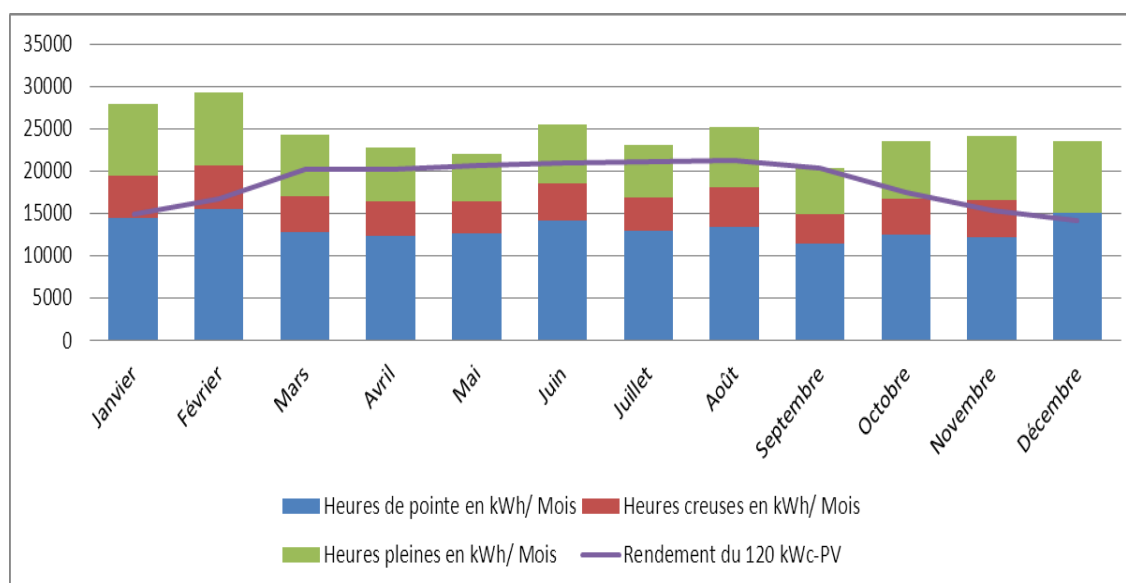


Variante 2 : Couverture partielle des besoins en courant par une installation PV

Le mois de Septembre, avec 20.358 kilowattheures, présente la plus basse consommation de courant dans le Bâtiment B. A nouveau, pour adapter la taille de l'installation au mois indiquant la plus basse consommation de courant, une installation de 120 kWc est nécessaire.

La Figure 55 présente une comparaison entre la consommation de courant du Bâtiment B et l'électricité produite par l'installation. Elle couvre environ 77% de la consommation annuelle du bâtiment.

Figure 55 : Consommation de courant et rendement de l'installation PV adaptée à la plus basse consommation mensuelle - Bâtiment B

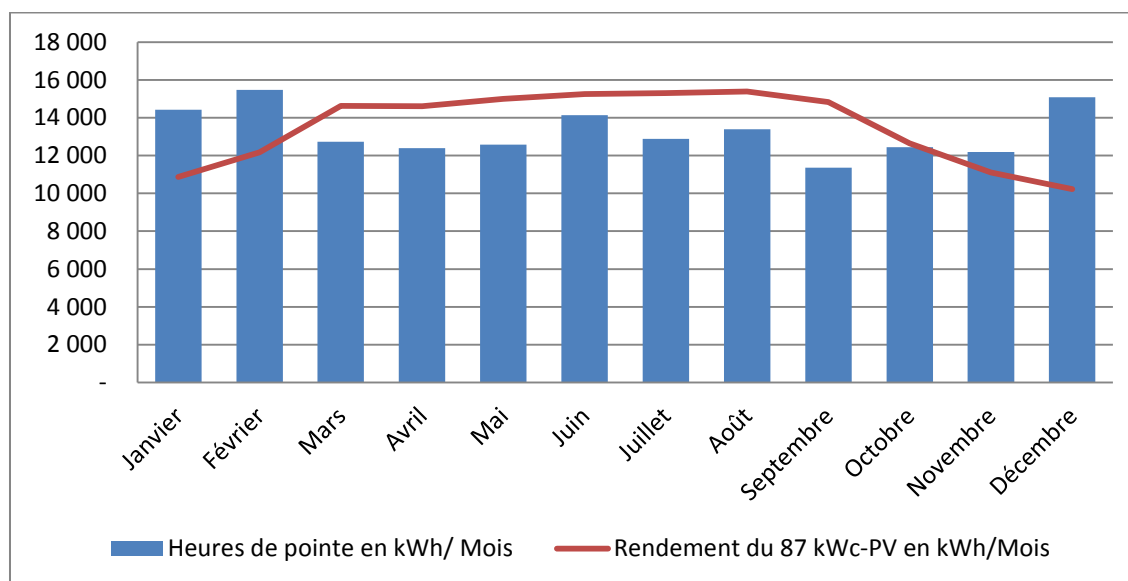


Les systèmes de 120 kWc coûtent actuellement environ 3.383.599 Dh, avec les mêmes coûts de production d'électricité que dans la première variante.

Option 3: Adaptation de la taille des systèmes à la consommation de base

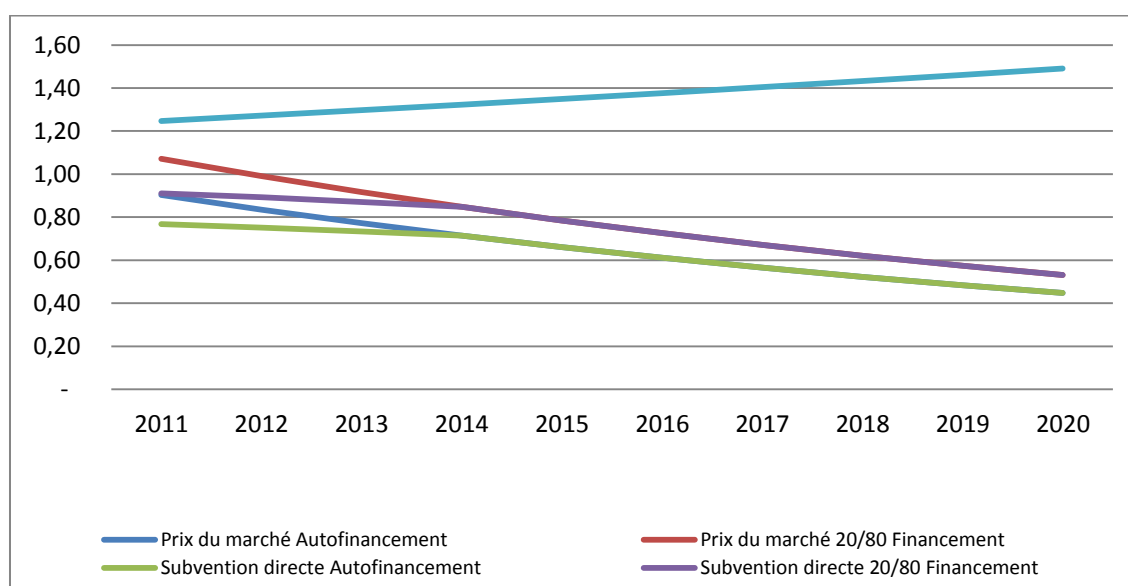
Pour une adaptation à la consommation de base, il faudrait envisager une installation d'une taille d'environ 87kWp, à un prix de 2.610.413,29 Dh.

Figure 56: Charge de base et rendement des systèmes PV, Bâtiment B



En raison du prix des systèmes, les prix de revient du courant de l'installation sont relativement plus élevés que ceux des deux premiers systèmes.

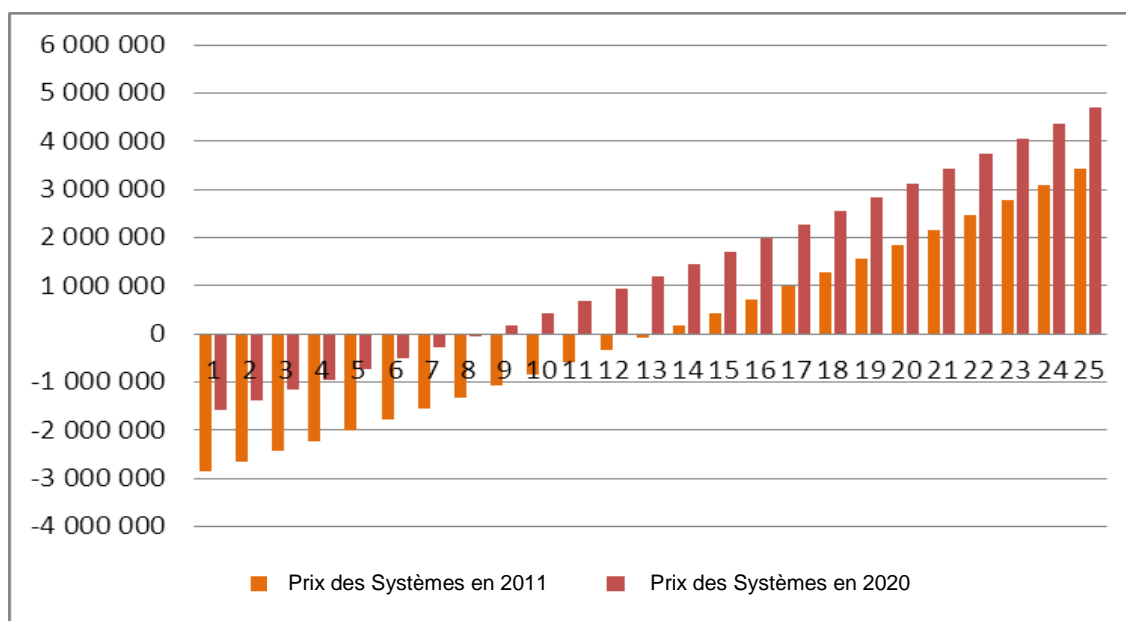
Figure 57 : Parité réseau des systèmes PV de 87 kWc à Rabat



Grâce à l'installation, il serait possible de réaliser une économie par kilowattheure d'électricité solaire produite entre 0,19 et 0,49 Dh en 2011, et entre 0,97 et 1,05 Dh en 2020.

En conséquence, le temps d'amortissement de l'installation, selon le modèle de financement et l'année de construction, serait entre 9 et 14 dans cas de l'autofinancement et par subvention directe, et entre 11 et 17 ans dans le cas du financement 20/80.

Figure 58 : Cash-flow du système 87 kWc (Subvention + Autofinancement)



Selon le cas de l'option du crédit, le temps d'amortissement est calculé à 15 ans en fonction des prix de systèmes actuels, et de 9 ans selon les prix évalués pour 2020.

Potentiel de surface

Figure 59: Vue aérienne du Bâtiment B



Source: <http://maps.google.fr/>

L'étude du Bâtiment B permet d'obtenir un potentiel de surface photovoltaïque considérable. Environ un dixième des surfaces de toit existantes est considéré comme impropre à l'installation de PV du fait de la nature des constructions: cages d'escalier, terrasses, etc. La surface du toit du Bâtiment B totalise environ 1.300 m², ce qui correspond à une surface nette d'environ 1.170 m².

Il en résulte une capacité photovoltaïque réalisable s'élevant entre 48 et 73 kWc selon la technologie modulaire utilisée, pour un investissement entre 1.691.799 et 2.572.945 Dh.

5.3.3 Protection contre le soleil et photovoltaïque

La combinaison entre la protection contre les rayonnements solaires et la production d'énergie solaire représente pour le Ministère, surtout en été, une très bonne solution d'un point de vue énergétique.

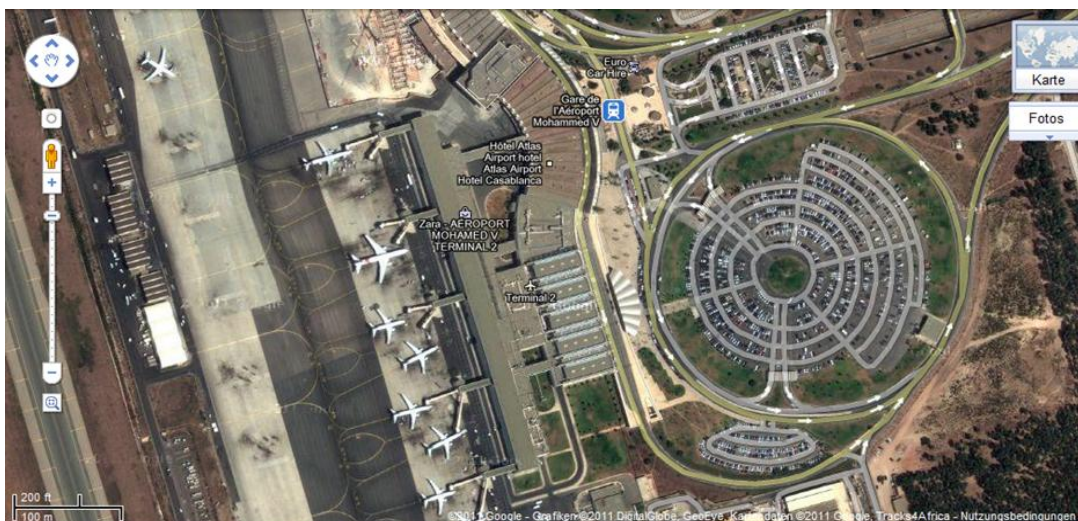
Figure 60: Modules photovoltaïques brise-soleil



Source: <http://www.ihks-fachjournal.de/>

Les façades - Est dans la matinée et Ouest dans l'après-midi - sont exposées à un fort rayonnement, en particulier de Mai jusqu'en Octobre. Les brise-soleil empêcheraient un réchauffement excessif de l'intérieur du bâtiment, réduiraient l'utilisation ou l'installation de climatiseurs et permettraient de lutter par l'énergie solaire contre l'excès de rayonnement solaire – une solution gagnant-gagnant, en produisant du courant tout en réduisant les coûts liés à la climatisation.

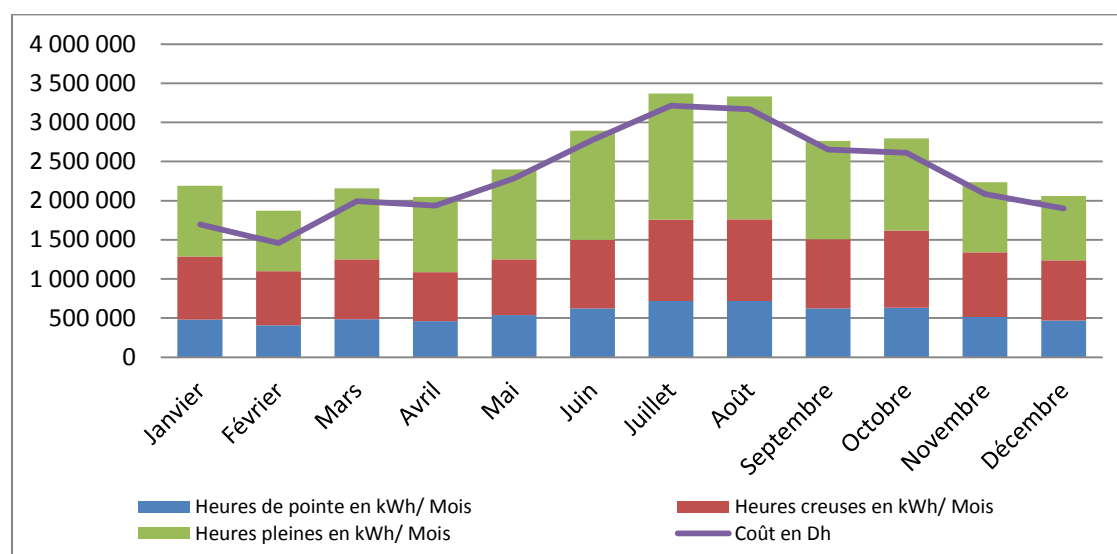
5.4 Aéroport Mohammed V



L'aéroport Mohammed V se trouve environ 30 km au Sud de la ville de Casablanca. En tant que principal aéroport du Maroc, il constitue la plaque tournante de la compagnie Royal Air Maroc. Son exploitant est le service public Office National des Aéroports (ONDA). L'aéroport dispose d'une connexion au réseau moyenne tension de l'ONE à 60 kV, avec deux étapes de transformation de (22/6 kV) jusqu'à (380/400 V). Puisque le règlement contient une prime de puissance et un certain nombre de charges unitaires (en fonction du temps), la détermination exacte d'un tarif moyen est presque impossible. Nous présentons ci-dessous, en simplifiant, la consommation totale en relation avec le coût total.

En 2010, 30.104.634 kWh d'électricité ont été consommés à l'aéroport Mohamed V ; la consommation mensuelle et les coûts y afférents sont présentés en Figure 61. Il en résulte un prix d'électricité spécifique moyen de 0,92 Dh / kWh.

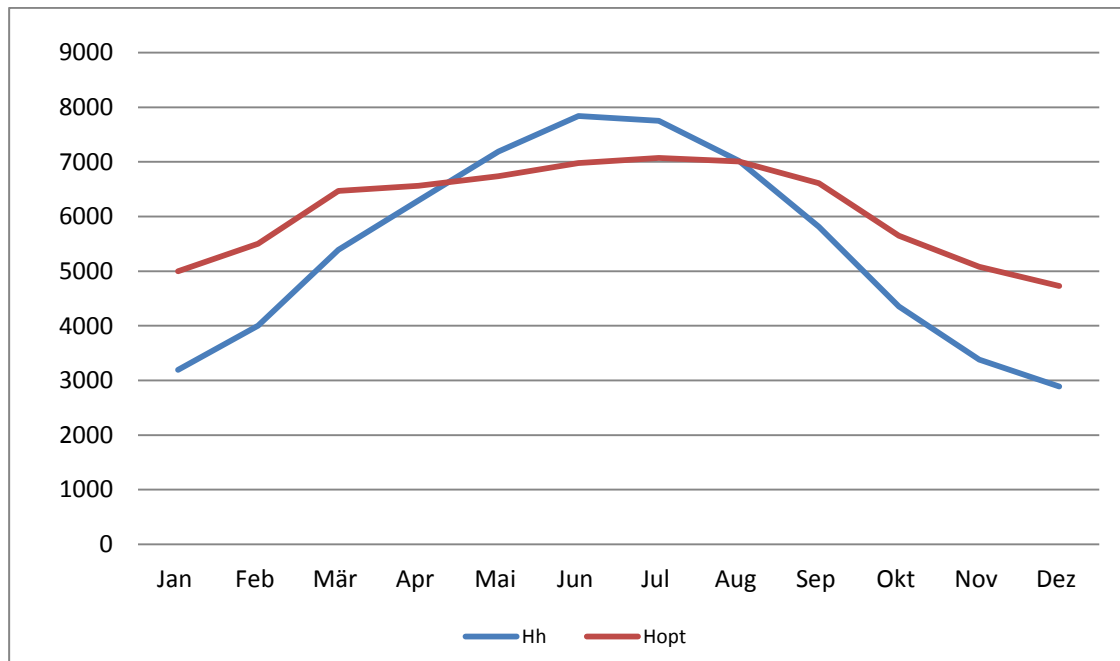
Figure 61: Consommation de l'aéroport Mohamed V en 2010



Source : ONDA 2010

Selon PVGIS, la position de Nouasser - où se trouve l'aéroport - correspond à un angle d'inclinaison optimal de 31 degrés, avec un gain potentiel d'énergie annuel de 1787 kWh/kWc.

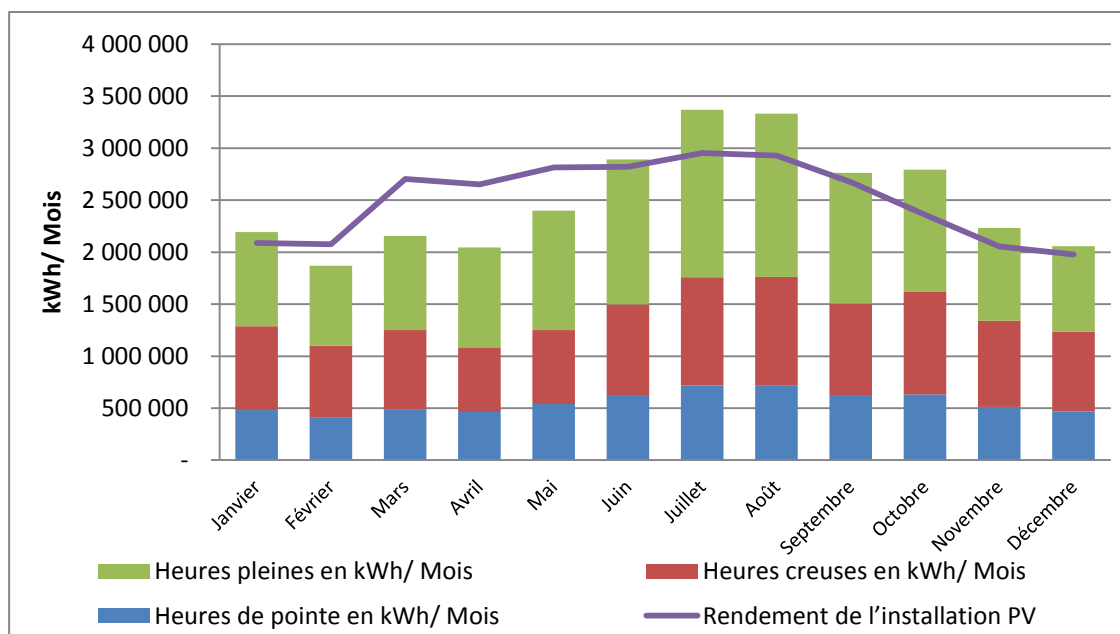
Figure 62: Valeurs moyennes mensuelles de rayonnement solaire sur le site de Nouasser



Source : PVGIS 2011

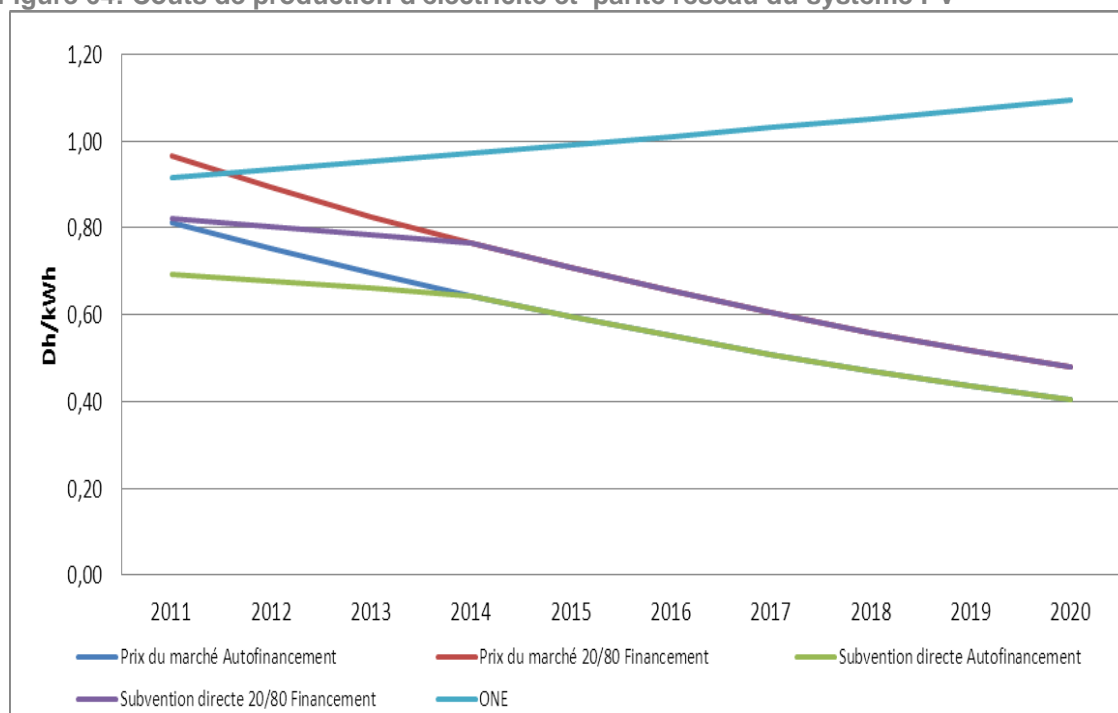
Par conséquent, une capacité photovoltaïque de 16.847 kW est nécessaire pour couvrir la consommation totale d'électricité de l'aéroport.

Figure 63: Consommation électrique et revenus issus de l'installation PV sur le toit de l'aéroport Mohamed V



Comme indiqué au Chapitre 2.1, selon le Ministère fédéral allemand de l'Environnement, de la Conservation de la Nature et de la Sûreté nucléaire, les coûts d'investissement d'un système photovoltaïque d'une telle ampleur sont environ 25% inférieurs à ceux des installations de moins de 10 kWc. Ainsi, l'installation devrait coûter environ 454 millions de Dh. La figure suivante indique les coûts de production et la parité réseau de l'installation PV à 17 MW.

Figure 64: Coûts de production d'électricité et parité réseau du système PV

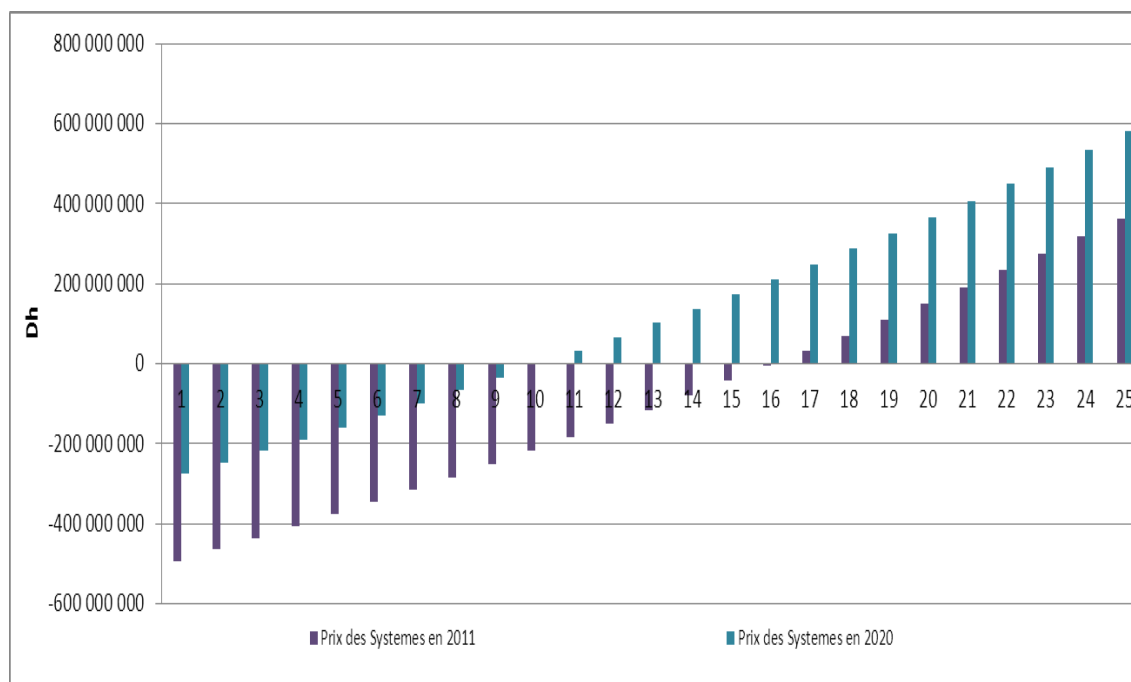


Excepté le modèle de financement 20/80 (sans subvention), selon lequel la parité réseau sera atteinte à partir de 2012, la parité réseau devrait déjà être atteinte au courant de la première année avec toutes les autres variantes de subvention - avec ou sans crédit -. Les coûts de production d'électricité d'une telle l'installation, selon la variante de subvention et de financement, devraient se situer actuellement entre 0,69 et 0,97 DH/kWh et entre 0,40 et 0,48 DH/kWh en 2020.

Les potentiels d'économies devraient se situer, en cas d'autofinancement avec subvention, entre 27,58 millions de Dh pour l'année en cours et 44,35 millions de Dh en 2020. Le retour sur investissement devrait donc être de 70 à 94%.

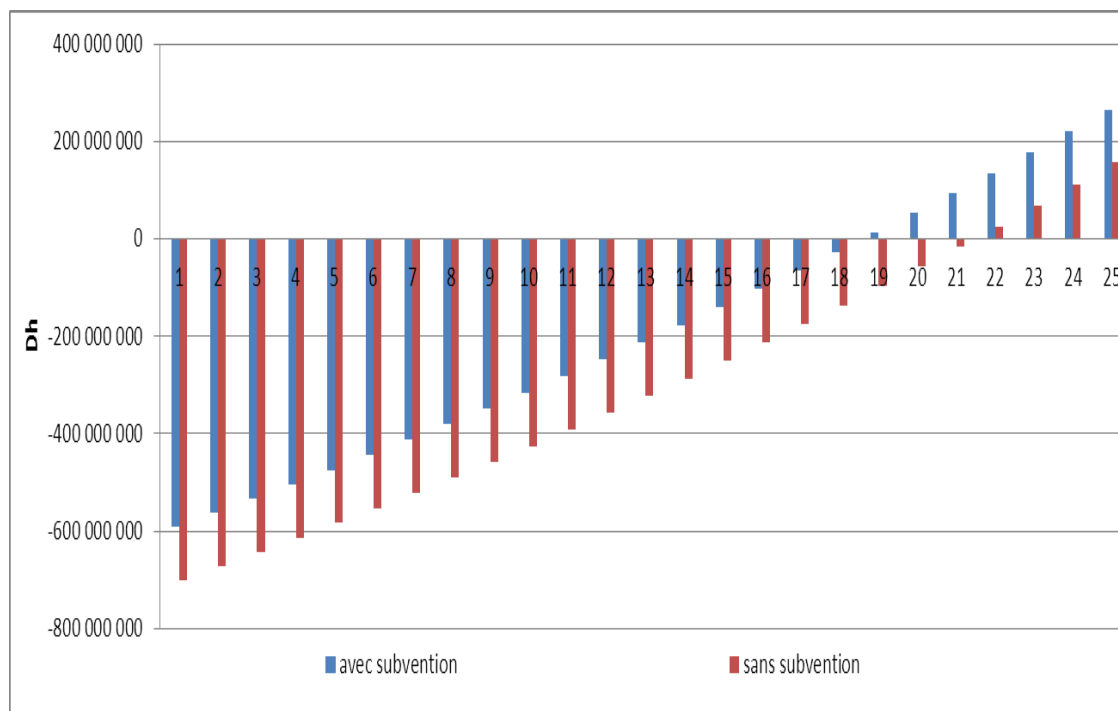
L'Illustration 64 représente de manière exemplaire le flux de trésorerie de l'installation en cas de subvention directe et d'autofinancement.

Figure 65: Cash-flow en millions de Dh du système PV à 17 MW (dans le cas de la variante de subvention avec autofinancement), Aéroport Mohamed V, Nouasser



Dans le cas où l'ONDA opèrerait pour la variante de subvention directe et le modèle de financement 20/80 - qui correspond plutôt à la réalité – le cash-flow suivant serait envisageable, avec ou sans subvention :

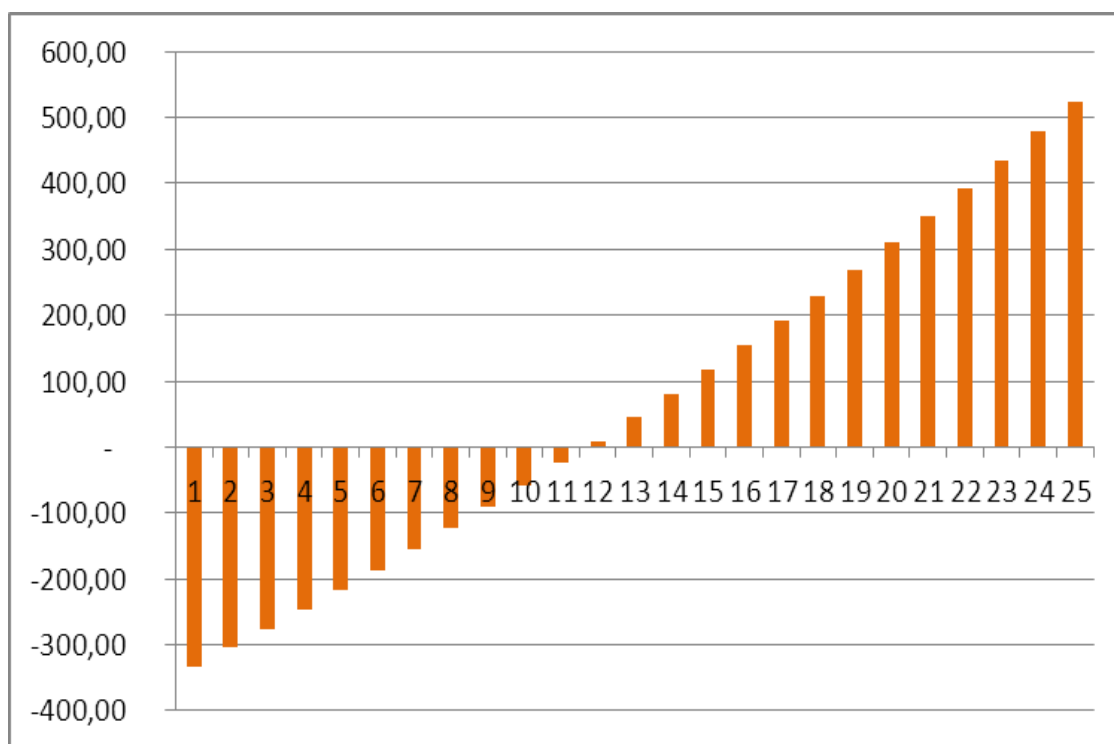
Figure 66: Cash-flow de l'installation PV à 17 MWc en cas de modèle de financement 20/80 (année 2011)



Dans le cas de l'aéroport, la construction d'une telle installation PV ne serait pas encore

rentable actuellement, car les prix de courant réels sont plus avantageux pour l'instant, mais à partir 2012, la situation s'inversera en faveur de la PV. A une date ultérieure - comme par exemple en 2020 - une telle mesure est à recommander absolument : le taux de capitalisation de l'installation augmentera à 145%, par conséquent le gain atteindrait à peine 523 millions de Dh en valeur absolue. Cependant, cet exemple indique aussi pourquoi un tel programme de subvention pour installation photovoltaïque décentralisée devait comporter des annexes limitées à une taille déterminée: la subvention allouée à une telle installation serait à elle seule d'environ 6,8 millions de Dh en 2011. Aussi, on pourrait encourager l'implantation de plus de 10.000 petites annexes (1,7 kWc) – ce qui correspond davantage aux intentions du programme.

Figure 67: Cash-flow de l'installation PV à 17 MWc en cas de modèle de financement 20/80, en 2020



Surface nécessaire

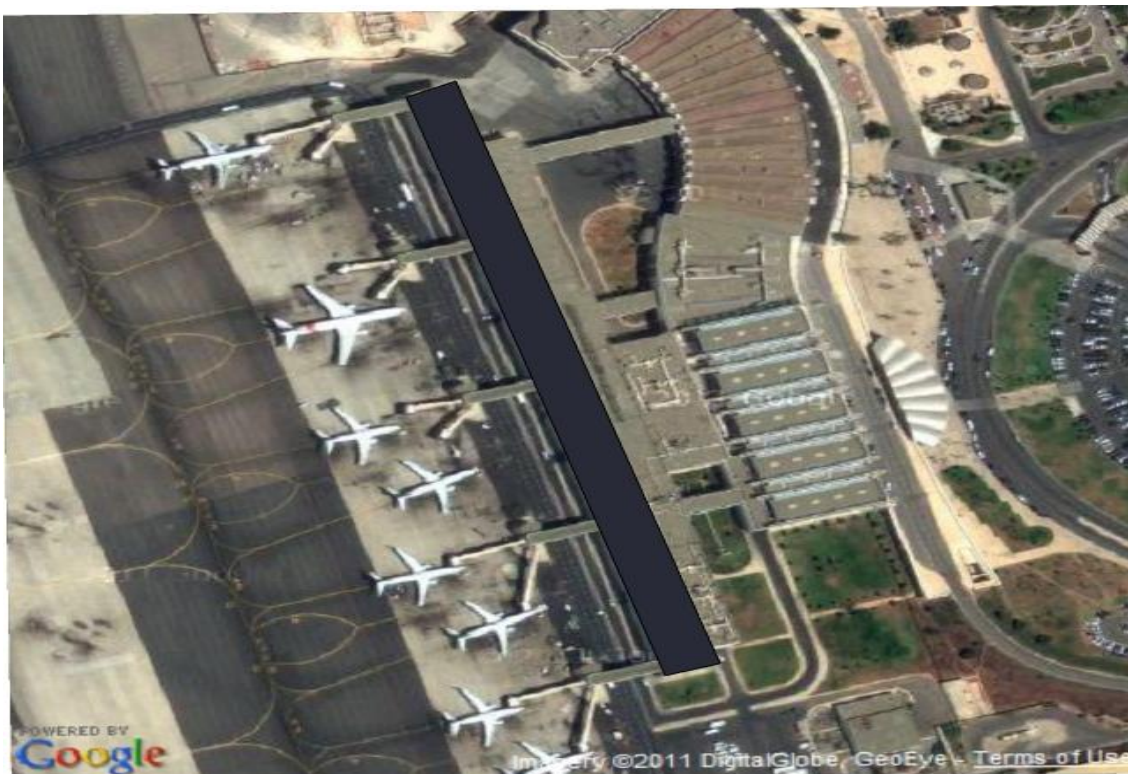
Comme le système PV dépasse en taille la capacité d'une installation placée sur le toit de l'aéroport Mohammed V, il faudrait l'installer sur un terrain libre. Pour une puissance de 1 MW d'électricité solaire photovoltaïque, JEC Solar évalue qu'une surface plane de 30.000 m² est nécessaire pour les modules à disposer sur une surface inclinée 10 à 12.000 m². A l'aéroport de Casablanca, les surfaces planes, qui s'étalent sur 505.400 m² environ, sont à disposition pour l'installation de systèmes PV. Cependant, en cas de réalisation, les aspects de sécurité liés au trafic aérien (réflexion de la lumière, éblouissement), de même que les

scénarios d'accident devraient être examinés de près. Des restrictions sur la disponibilité de surface peuvent en résulter.

Variante 2 : Réduction de la puissance PV selon les surfaces de toit disponibles

La deuxième alternative est la restriction de l'installation aux surfaces de toit disponibles dans l'aéroport.

Figure 68: Vue aérienne de la toiture existante dans l'aéroport

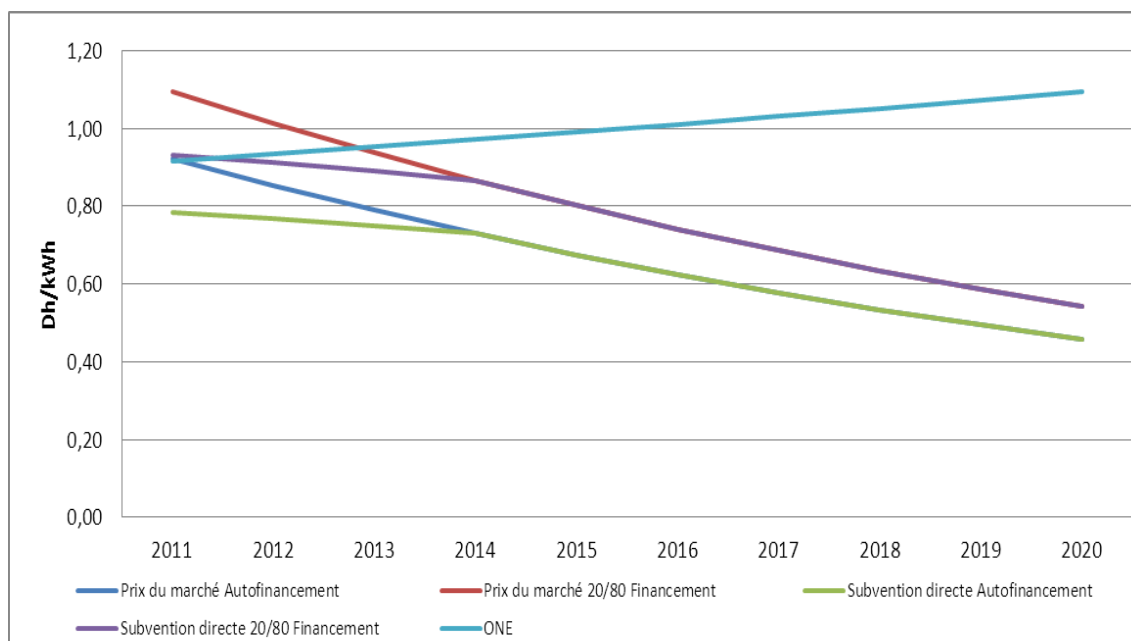


Source: <http://maps.google.fr/>

Selon M. Abdelaziz Jaoui, Chef du Service Electricité à l'aéroport Mohamed V, le toit indiqué sur l'image précédente pourrait être mis à disposition pour une installation photovoltaïque. Le toit a une superficie d'environ 7.900 m^2 . A cause de la restriction de surface, le même calcul est appliqué à une installation avec des modules monocristallins : pour une installation surélevée avec des besoins d'environ $16 \text{ m}^2/\text{kWc}$, la capacité réalisable serait d'environ 500 kWc.

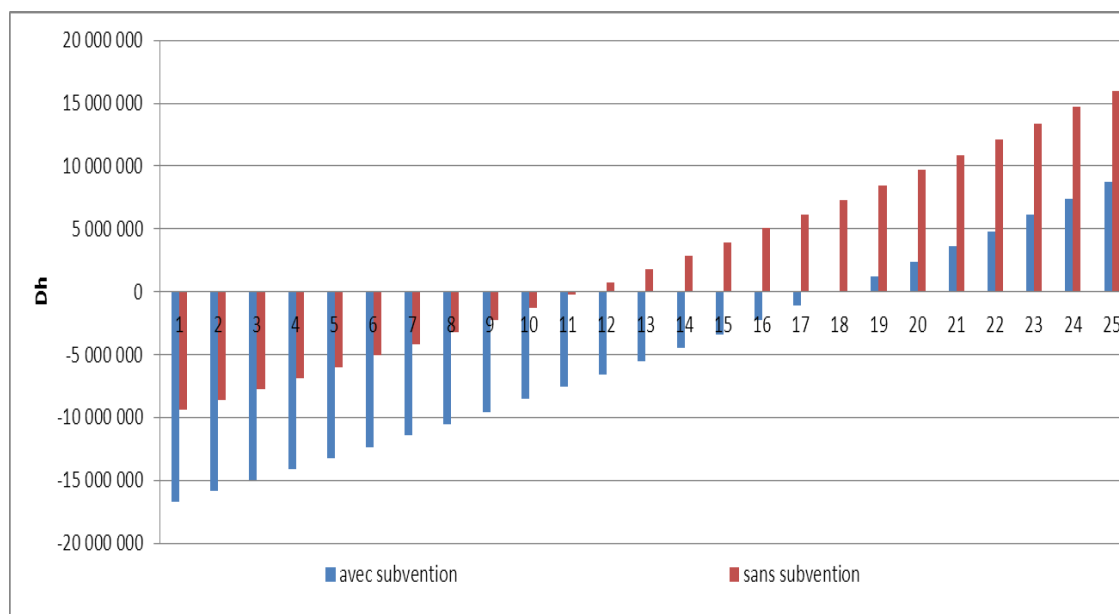
Le prix d'une installation photovoltaïque de 500 kWc PV est actuellement de près de 15 millions de Dh pour produire 893.468 kilowattheures par an, ce qui représente environ 3% de la consommation totale d'électricité et 13% de la consommation pendant la journée.

Figure 69: Parité réseau des systèmes PV à 500 kWc, MED V



La construction de l'installation serait actuellement intéressante d'un point de vue économique, mais seulement dans le cas de l'autofinancement. Les coûts élevés liés au crédit auraient un impact négatif sur la parité réseau, qui serait atteinte deux ans plus tard. Les potentiels annuels d'économies de l'usine seraient en 2011, dans le cas d'une subvention directe, et selon modèle de financement, entre 118.121 et 569.557 Dh.

Figure 70: Cash-flow de l'usine à 500kWp, l'aéroport Mohamed V



Variante 3 : Eolienne

Dans cas de l'aéroport, avec une très grande consommation d'électricité, l'utilisation de la technologie photovoltaïque pour la couverture de 100% de la consommation totale n'est pas particulièrement avantageuse, puisque les besoins en surface sont trop grands et atteignent des pics d'investissements correspondant actuellement à un taux de capitalisation minimal.

Des réflexions sont menées dans ce sens depuis un certain temps. Toutefois, l'utilisation de la photovoltaïque en tant que dispositif d'ombrage pour les grandes baies vitrées de l'extension de l'aéroport serait une piste d'investigation intéressante, y compris pour contribuer à réduire la forte demande en climatisation en été.

Connecté au réseau, l'aéroport dépend de l'ONE pour sa consommation. Un parc éolien lui permettrait de limiter sa dépendance, avec un apport d'électricité soit directement sur le site de l'aéroport, indépendamment.

L'injection d'électricité du parc éolien dans le réseau de l'ONE pourrait être réalisée directement à l'aéroport comme lieu d'emplacement, ou bien dans un emplacement indépendant et délocalisé. Pour le passage du courant, l'ONE appliquera à partir de 2012 une taxe de 0,8 ctDh/kWh.

Puisque les conditions de vent à l'aéroport sont relativement défavorables et que la construction d'un parc éolien à proximité directe de l'aéroport est inenvisageable pour des raisons de sécurité, l'étude suppose un lieu d'implantation à une distance plus éloignée de l'aéroport. Sur la base d'une connexion de l'éolienne à raison de 3500 h/an en moyenne et selon une vitesse de vent d'environ 9 m/s en moyenne, la réalisation d'un parc éolien d'environ 8,6 MW serait nécessaire pour couvrir l'ensemble de la consommation d'électricité de l'aéroport.

Coût de production d'électricité du parc éolien

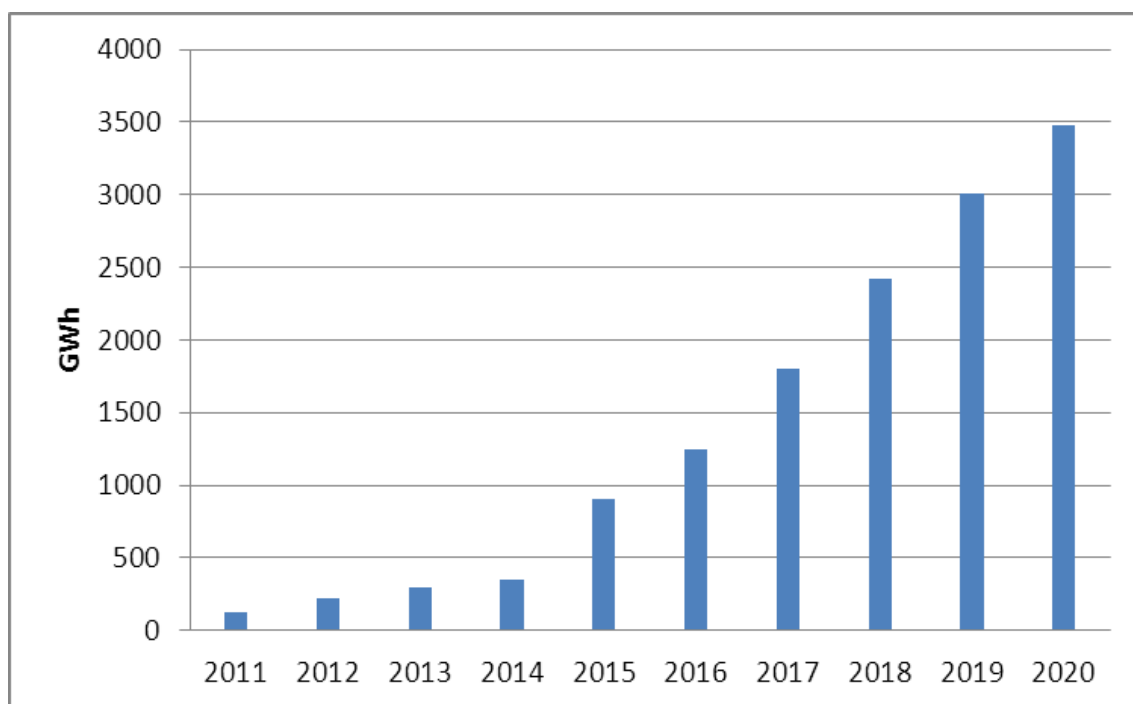
Un parc éolien d'une puissance de 1MW coûte selon RESET (2011), tous frais compris, environ 1,3 millions €, pour une durée de vie moyenne de 25 ans. Avec une production annuelle de 30,1 MWh, chaque kilowattheure d'électricité éolienne produite coûterait entre **0,33** Dh/kWh (dans le cas de l'autofinancement) et **0,88** Dh/kWh (dans le cas du modèle de financement 80/20). Le taux de capitalisation s'élèverait selon le financement entre 318 et 389%.

6. Évolutions possibles par la mise en œuvre du programme de soutien

6.1 Développement des marchés

Au cours du programme « un million des toits », en tout 2.000 MWc d'installations photovoltaïques pourraient être posées sur les toits, avec une production électrique totale de 3.478 GWh, ce qui correspondrait à 12,14% de la consommation actuelle d'électricité au Maroc, et à environ 6,1% de la consommation estimée en 2020. Le montant cumulé des revenus du programme au cours des dix prochaines années est illustré en Figure 71.

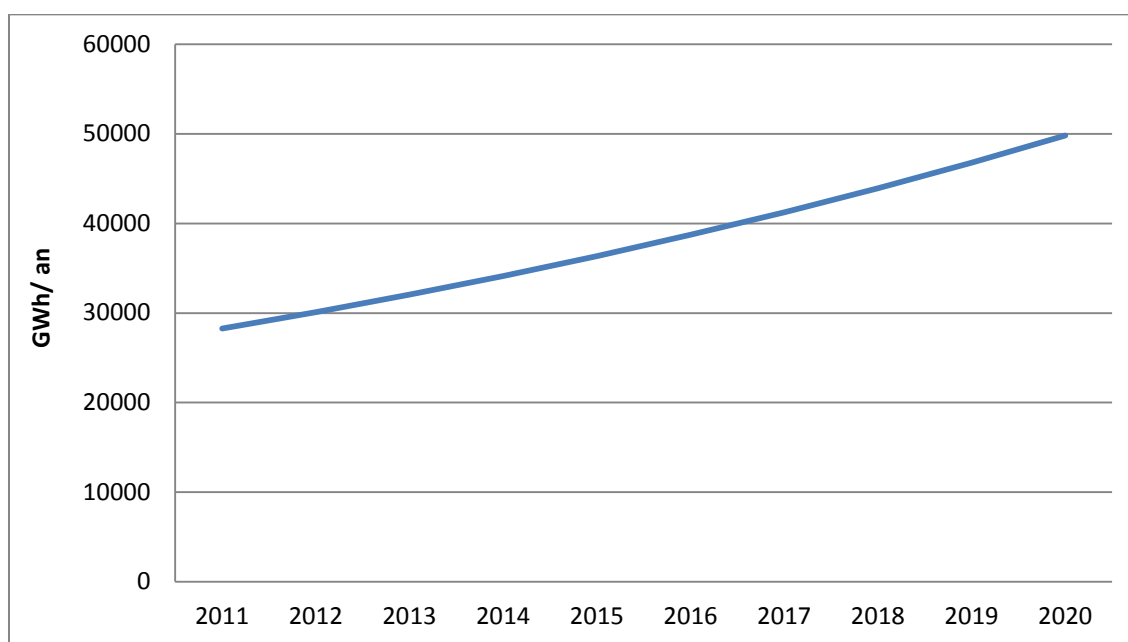
Figure 71: Rendement cumulé du programme de subventions en GWh



La consommation d'électricité a augmenté continuellement au Maroc au cours des dernières années. En 1999, 13.265 GWh d'électricité étaient consommés au Maroc ; en 2009 ce chiffre progressait à 25.009 GWh, soit une augmentation d'environ 6,5% par an. En supposant que la consommation d'électricité au cours des dix prochaines années progresse au même rythme que ces dix dernières années, on anticipe donc une consommation de 49.810,54 GWh en 2020.

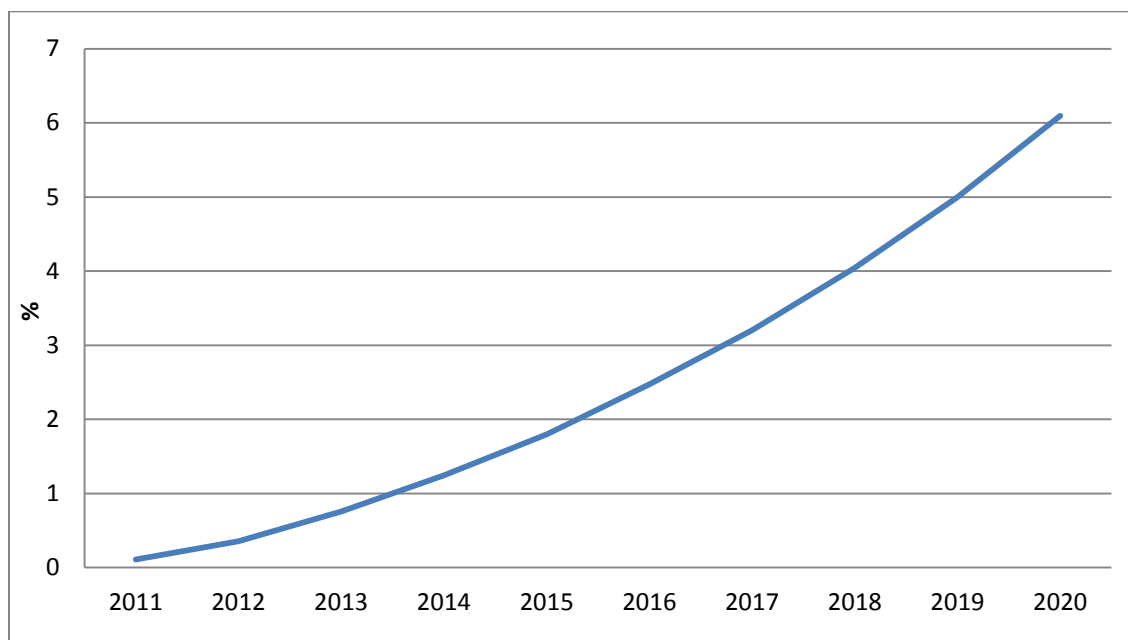
La Figure 72 présente l'évolution de la consommation d'électricité au cours des dix prochaines années au Maroc.

Figure 72 : Évolution de la consommation d'électricité au Maroc en GWh/an



En partant du revenu des systèmes installés dans le cadre du programme et du développement de la consommation de courant au Maroc, l'électricité photovoltaïque devrait constituer 6,1% de la consommation de courant totale au Maroc en 2020. La Figure 73 illustre le développement de la part de l'électricité PV au cours du programme.

Figure 73: Développement de la part de l'électricité PV au cours du programme de subvention en %



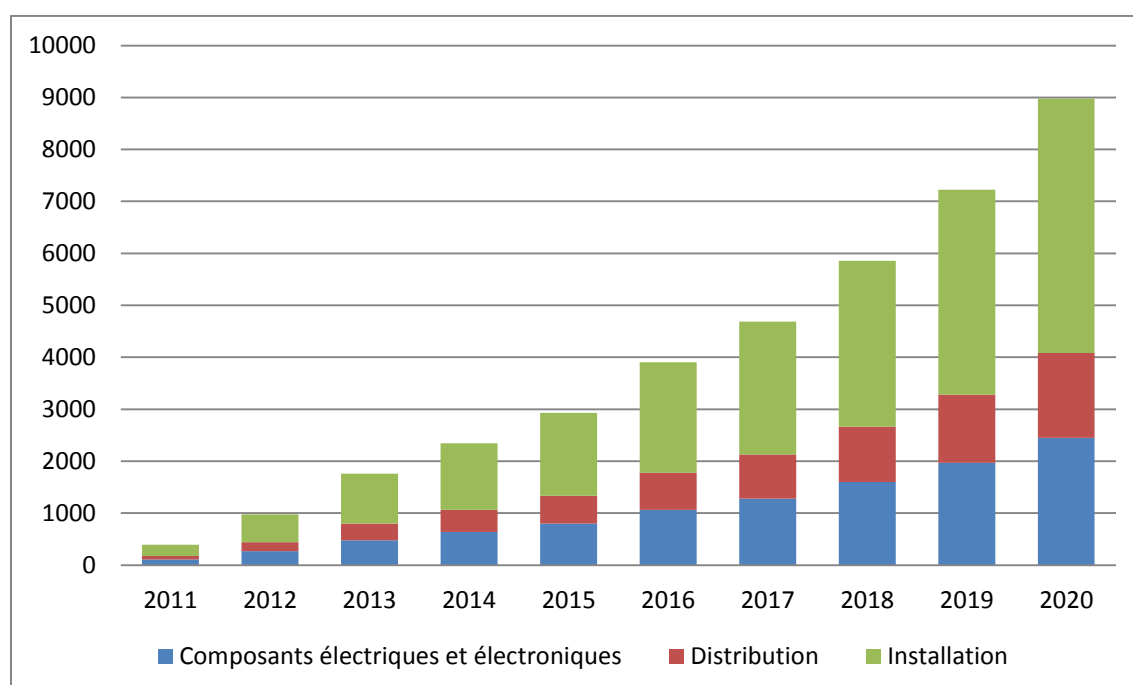
6.2 Emplois

Les emplois découlant de l'installation de systèmes solaires PV à grande échelle au Maroc sont ensuite examinés. Les résultats sont basés uniquement sur la capacité annuelle installée au cours du programme de subvention. En partant du principe que seuls les modules soient importés et que tout le reste de la chaîne de valeur nécessaire pour l'installation soit produite au Maroc, le nombre annuel d'emplois est indissociable du nombre d'installations par an.

L'étude "Production d'électricité renouvelable en Tunisie : Perspectives et Opportunités" associe chaque MW PV installé à 35,5 ans de travail. 45% des emplois liés à la fabrication des modules PV (fabrication de cellules et encapsulation) sont situés en Europe, en Chine et en Inde. Les 55% restants couvrent la fabrication de composants électriques et électroniques, la distribution et l'installation des systèmes PV. Ces 55% du potentiel d'emploi peuvent être réalisés au Maroc. Cela signifie qu'au Maroc, chaque MW de PV peut générer des emplois sur vingt ans.

La mise en œuvre de l'ensemble du programme présente donc un potentiel très intéressant pour la création d'emplois, comme le montre la Figure 74, et peut ainsi contribuer au développement économique du Maroc.

Figure 74: Emplois résultant de l'installation des systèmes PV



7. Synthèse

Jusqu'en 2020, le Maroc s'est assigné pour but de couvrir **12%** de sa consommation d'énergie primaire et **42%** de sa consommation électrique à partir de sources d'énergie renouvelables. La photovoltaïque peut contribuer à plusieurs niveaux à résoudre les problèmes spécifiques au pays. Les énergies renouvelables constituent une solution essentielle pour réduire la forte dépendance du Maroc à l'égard des importations d'énergie, plus de 97% de ses approvisionnements en énergie étant importés. En outre, le pays doit faire face à sa consommation croissante, sachant que la demande en énergie primaire a augmenté d'environ 50% de 2002 à 2009, et la demande d'électricité d'environ 60 % dans la même période.

Le Maroc peut se positionner dans le mouvement général de diffusion de la technologie PV pour le lancement de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, voire installer une filière industrielle nationale en développant un marché intérieur de la photovoltaïque sur la base de la facturation nette et grâce à diverses aides à l'investissement.

Points focaux de l'étude de cas:

- L'Etat doit mettre en place une loi privilégiant la photovoltaïque raccordée au réseau **basse tension**.
- Le programme de soutien est basé sur l'emploi de deux mécanismes d'aide. Le premier, la subvention directe, permet de couvrir les coûts de production des installations et les dépenses considérées précédemment. Le second, la variante du crédit, d'une durée de sept ans avec un taux d'intérêt de 0%, permet de dépasser la barrière de l'investissement en installations photovoltaïques.
- Le Maroc pourrait se fixer pour objectif une puissance moyenne installée chaque année de 200 MWc sur une période de dix ans.

Au cours des prochaines années, les procédés de production d'électricité photovoltaïque seront sans cesse améliorés, le degré d'efficacité des installations augmentera et les prix seront réduits en proportion. En outre, le prix de l'électricité conventionnelle est appelé à s'élever au cours des prochaines années, et les installations photovoltaïques deviendront d'autant plus rentables.

La photovoltaïque est donc une technique d'avenir pour le Maroc et sera compétitive dans quelques années, même sans subvention.