



# RAPPORT

ÉTUDE DE L'EFFET SUR L'EMPLOI D'UN RÉGIME D'AUTOPRODUCTION AVEC FACTURATION NETTE D'ÉLECTRICITÉ (LOI 13-09 ET LOI 58-15) ISSUE D'INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTÉES AU RÉSEAU DE BASSE TENSION AU MAROC

Octobre 2016



Publié par :

**giz** Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Publié par:

**Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

(Coopération allemande au développement durable [GIZ])

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5

65760 Eschborn, Germany

E : info@giz.de

I : www.giz.de

Réalisé par :

**Projet régional GIZ RE-ACTIVATE**

**« Promotion de l'emploi à travers les énergies renouvelables  
et l'efficacité énergétique dans la région MENA »**

Simon Inauen, Chef de Projet - E : simon.inauen@giz.de

Hélène Nabih, Chargée de Communication – E : helene.nabih@giz.de

En coordination avec

**Projet GIZ-PSMéd « Appui à la mise en œuvre du Plan solaire méditerranéen »**

Philippe Lempp, Chef de Projet – E : philippe.lempp@giz.de

et

**Projet GIZ -PAPEM - Appui à la politique énergétique du Maroc**

Gunnar Lorenz, Chef de Projet – E : gunnar.lorenz@giz.de

Financé par :

**Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ)**

(Ministère fédéral allemand de la Coopération économique et du Développement [BMZ])

Titre :

***Rapport : « Étude de l'effet sur l'emploi d'un régime d'autoproduction avec facturation nette d'électricité (Loi 13-09 et loi 58-15) issue d'installations photovoltaïques connectées au réseau de basse tension au Maroc »*** (Octobre 2016)

Auteur :

Ulf Lohse – E : ul@eclareon.com

eclareon GmbH - Albrechtstraße 22 - 10117 Berlin

T : +49 30 / 88 66 740-0 / F : +49 30 / 88 66 740-10

Page de couverture : Région MENA (RE-ACTIVATE) (*de gauche à droite*) : 1. Un installateur de capteurs solaires PV. © C. Weinkopf. / 2. Un utilisateur visualise un système de monitoring de consommation d'énergie. © Shutterstock. / 3. Trois techniciens inspectent un chantier. © GIZ Mosquées vertes. / 4. Une opératrice applique le revêtement d'un module PV. © C. Weinkopf.

**Rabat, 2016-11-17**

---

## TABLE DES MATIÈRES

---

LISTE DES FIGURES.....	5
LISTE DES TABLEAUX.....	6
ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS.....	8
<b>1 Résumé.....</b>	<b>9</b>
<b>2 Introduction.....</b>	<b>11</b>
2.1 Problématiques et objectifs de l'étude .....	11
2.2 Barrières juridiques et politiques.....	12
2.3 Mécanismes de support.....	13
2.4 Méthodologie.....	14
2.5 Limites d'un modèle de calcul.....	15
<b>3 Hypothèses clés du modèle de calcul.....</b>	<b>16</b>
3.1 Calcul de la rentabilité des projets photovoltaïques BT au Maroc.....	16
3.2 L'irradiation horizontale/rendement et le ratio de performance.....	17
3.3 Estimation du potentiel du marché.....	18
3.4 Calcul de la taille du marché.....	21
3.5 Estimation de la création d'emplois - facteurs ETP de base.....	23
3.6 Adaptation des facteurs ETP aux conditions marocaines.....	25
3.7 Evolution de la production locale.....	27
3.8 Définition et estimation de la « valeur ajoutée économique ».....	30
3.9 Ventes.....	31
3.10 Salaire net des employés, cotisations sociales et impôts sur le salaire.....	31
3.11 Bénéfices des entreprises et impôts sur les sociétés (IS).....	34
3.12 Calcul de la TVA et des droits de douane.....	34
<b>4 Analyse des scénarios .....</b>	<b>36</b>
4.1 Scénario de base - développement sans subventions (facteur de barrière : 4).....	39
4.2 Scénario #1 : subventions de 30% et 20% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 4).....	41
4.3 Scénario #2 : subventions de 20% et 10% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 4).....	43
4.4 Scénario #3 : subventions de 10% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 4).....	45
4.5 Scénario #4 : subventions de 30% et 20% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 3).....	47
4.6 Scénario #5 : subventions de 20% et 10% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 3).....	49

4.7	Scénario #6 : subventions de 10% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 3).....	51
4.8	Scénario #7 : frais de réseau dès le début (facteur de barrière : 4).....	53
4.9	Scénario #8 : frais de réseau après cinq ans (facteur de barrière : 4).....	55
4.10	Scénario #9 : taux d'intérêt de 8% (facteur de barrière : 4).....	57
4.11	Observations et interprétation des résultats.....	59
4.12	Conclusion et perspectives.....	68
<b>5</b>	<b>Annexes.....</b>	<b>69</b>
5.1	Glossaire.....	69
5.2	Grille d'évaluation des facteurs de barrière pour des installations sur toitures.....	70
5.3	Mentions légales.....	73

---

## LISTE DES FIGURES

---

Figure 1: rendement global, carte d'irradiation du Maroc .....	17
Figure 2: taux de barrière différents et leur effet sur le taux de réalisation.....	22
Figure 3: taux temporel différents et leur effet sur le taux de réalisation.....	22
Figure 4: répartition des emplois directs et indirects dans l'industrie PV dans l'UE (2014) .....	24
Figure 5: facteurs d'emploi en Tunisie 2012.....	29
Figure 6: résultats détaillés du scénario de base .....	40
Figure 7: résultats détaillés du scénario #1.....	42
Figure 8: résultats détaillés du scénario #2.....	44
Figure 9: résultats détaillés du scénario #3.....	46
Figure 10: résultats détaillés du scénario #4.....	48
Figure 11: résultats détaillés du scénario #5.....	50
Figure 12: résultats détaillés du scénario #6.....	52
Figure 13: résultats détaillés du scénario #7.....	54
Figure 14: résultats détaillés du scénario #8.....	56
Figure 15: résultats détaillés du scénario #9.....	58
Figure 16: cassure en 2022 dans le scénario de base.....	59
Figure 17: croisement de courbes du scénario de base et du scénario #4.....	64
Figure 18: développement cumulé du scénario de base et du scénario #4.....	64
Figure 19: cassures dans le développement du scénario #5.....	65
Figure 20: cassure frappante de développement du scénario #6.....	65
Figure 21: croissance plus élevée dans le scénario de base que dans le scénario #7 en 2025..	66

---

## LISTE DES TABLEAUX

---

Tableau 1: calcul du rendement spécifique .....	18
Tableau 2: calculs des tailles de référence des systèmes PV.....	19
Tableau 3: extrait du tableau de données LCOE (MAD/ kWh), scénario de base.....	19
Tableau 4: développement des prix résidentiels de l'électricité (MAD/ kWh).....	20
Tableau 5: parité réseau par tranche de consommation T1-T6 sans subventions.....	20
Tableau 6: taille de tranches de consommation T1-T6.....	21
Tableau 7: exemple : facteur de barrière, facteur temporel et taux de réalisation.....	21
Tableau 8: ETP dans l'UE (2014) .....	24
Tableau 9: comparaison des facteurs ETP.....	25
Tableau 10: adaptation : ETP « Production locale à 100% » dans l'UE.....	26
Tableau 11: comparaison des PIBs.....	26
Tableau 12: maturité de marché (MM).....	28
Tableau 13: barrières économiques et techniques d'une production locale des composants PV au Maroc.....	28
Tableau 14: parts du marché PV marocain localisé selon la maturité de marché.....	28
Tableau 15: facteurs d'emploi au Maroc et dans l'UE-28 .....	29
Tableau 16: exemple du calcul de la valeur ajoutée économique.....	30
Tableau 17: calcul de ventes dans le segment résidentiel.....	31
Tableau 18: structure industrielle du Maroc utilisée dans le modèle de calcul .....	32
Tableau 19: cotisations sociales au Maroc.....	33
Tableau 20: tranches fiscales et taux d'impôts sur le revenu au Maroc.....	33
Tableau 21: estimation des impôts IR payés.....	34
Tableau 22: composants des bénéficiaires nets des entreprises.....	34
Tableau 23: étapes pour le calcul de droits de douane.....	35
Tableau 24: feuille de scénarios : niveaux de subventions sur le temps.....	36
Tableau 25: feuille de scénarios : définition de paramètres .....	36
Tableau 26: comparaison LCOE/ prix de l'électricité .....	37
Tableau 27: marché PV résidentiel en 2021 et 2022.....	59
Tableau 28: taille de marché résidentiel par tranche de consommation .....	60
Tableau 29: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénario de base.....	60
Tableau 30: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénarios #1 et #4.....	61
Tableau 31: comparaison des résultats du scénario de base et du scénario #1 .....	61

Tableau 32: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénarios #2 et #5.....	62
Tableau 33: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénarios #3 et #6.....	63
Tableau 34: comparaison de taux de réalisation.....	63
Tableau 35: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénario #7 .....	66
Tableau 36: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénario #8 .....	67
Tableau 37: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénario #9 .....	67

## ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS

BOS	Anglais, balance of system, systèmes de support
BT	Basse tension
ER	Énergies renouvelables
ETP	Équivalents Temps Plein
EU	Etats Unis
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (Coopération allemande au développement durable)
GWh	109 Watt heure
HCP	Haut-Commissariat au Plan
IMF	Anglais, International Monetary Fund, Fonds Monétaire International
IR	Impôts sur le revenu des employés
IS	Impôts sur les sociétés
kWc	Kilowatt crête
kWh	Kilowatt-heure
LCOE	Anglais, Levelized Cost of Electricity (LCOE), Coûts Moyen Actualisés de l'Electricité
MAD	Dirham
MEMEE	Ministre marocain de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement
MM	Maturité de marché
MW	Méga Watt (10 <sup>6</sup> Watt)
MWc	Mégawatt crête
MWh	Mégawatt-heure (1000 kWh)
PIB	Produit intérieur brut
PV	Photovoltaïque
SEIA	Anglais, Solar Energy Industries Association, Association de l'Industrie Solaire Américaine
T.V.A.	Taxe à la valeur ajoutée
UE	Union Européenne
Wc	Watt crête



# 1 Résumé

Le Ministre marocain de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE) a demandé l'assistance de la **Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH** pour la préparation d'une étude qui quantifie l'impact sur l'emploi d'un régime d'autoproduction avec facturation nette d'électricité issue d'installations photovoltaïques connectées au réseau de basse-tension avec un focus sur le marché résidentiel.

Le présent rapport : « **Étude de l'effet sur l'emploi d'un régime d'autoproduction avec facturation nette d'électricité (Loi 13-09 et loi 58-15) issue d'installations photovoltaïques connectées au réseau de basse tension au Maroc** » a été réalisé en coordination avec la GIZ, représentée par le **Projet régional GIZ RE-ACTIVATE : « Promotion de l'emploi à travers les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique dans la région MENA »**, le **Projet GIZ-PSMéd : « Appui à la mise en œuvre du Plan solaire méditerranéen »** et le **Projet GIZ -PAPEM : « Appui à la politique énergétique du Maroc »**.

L'objectif de cette étude est d'arriver aux estimations de postes d'emplois susceptibles d'être créés aussi bien qu'aux estimations des autres éléments qui constituent une valeur ajoutée économique pour le Maroc. Ces autres éléments comprennent par exemple les salaires, les impôts et les cotisations sociales qui pourront être générés grâce à l'apparition d'un nouveau segment de marché créé par l'ouverture de réseau BT aux installations photovoltaïques. Il paraît logique que la création d'un marché inexistant auparavant crée de nouveaux emplois et de la valeur ajoutée économique. Néanmoins il est également important de pouvoir quantifier cette valeur ajoutée. Dans ce contexte eclareon a préparé des modèles de calculs pour estimer les impacts des mécanismes de soutiens susceptibles d'être introduits avec un nouveau décret d'application. Les hypothèses, scénarios et analyses sont décrits dans ce rapport.

Les résultats les plus importants de l'étude sont les suivants :

- La grande majorité des emplois directs et indirects (> 90%) sera créée dans la partie en aval de la chaîne de valeur dans les activités liées à la planification, la commercialisation, l'installation, la maintenance, et à l'ingénierie des systèmes PV.
- L'émergence d'une production de composants locaux (partie en amont de la chaîne de valeur) dépend de la durabilité aussi bien que de la taille et de la maturité de marché PV BT. Au début du développement d'un marché PV BT au Maroc, la production de composants locaux se limitera vraisemblablement à l'équipement dont les barrières économiques et techniques sont basses. C'est surtout le cas pour les systèmes de support (BOS, sans onduleur). Egalement, l'assemblage marocain des panneaux solaires déjà existant est susceptible de croître assez tôt dans le développement du marché PV au Maroc mais sa contribution au marché global et à la création d'emplois restera limitée.
- Des barrières de marché jouent un rôle très important pour la croissance du marché PV et par conséquent elles possèdent un effet notable sur la création de postes d'emploi et de la valeur ajoutée économique. Pour cela il est conseillé d'investiguer ce sujet profondément pour abaisser les barrières juridiques, réglementaires, administratives, etc. le plus possible.

- Comme les prix de l'électricité sont moins élevés pour les petits consommateurs et les coûts d'installation par kWc sont plus élevés pour un petit système PV la génération de l'électricité photovoltaïque sans subventions n'est pas rentable pour les petits consommateurs d'électricité au Maroc aujourd'hui.
- Prenant en compte que plus de 85% des ménages marocains sont de petits consommateurs d'électricité qui appartiennent aux tranches de consommation T1-T3, leur exclusion du marché PV à cause de la faible rentabilité actuelle d'une installation PV aurait un effet important sur le développement du marché PV résidentiel aujourd'hui.
- Particulièrement l'exclusion de la tranche T1 qui regroupe plus de 60% d'abonnés résidentiels aurait un impact significatif sur le développement de marché résidentiel BT.
- Une subvention de ~ 20-30% des coûts de l'installation pourrait rendre une installation PV en autoconsommation rentable pour les consommateurs de tranches T1-T3. Ce niveau de subvention peut être atteint en combinant des différents mécanismes de support.
- À l'avenir, le PV sera aussi économiquement attractif pour les petits consommateurs sans subvention en supposant que la baisse des coûts des systèmes PV et la hausse des prix de l'électricité réseau continuent.
- Les scénarios ont montré l'importance d'observer constamment les développements nationaux et internationaux ayant une influence sur le marché PV BT pour pouvoir adapter l'encadrement du marché PV à temps si nécessaire.
- Des coûts supplémentaires liés à une installation PV comme par exemple le prélèvement d'un frais de réseau ou un taux d'intérêt élevé ont le potentiel de ralentir le développement de marché PV BT.
- Les installations commerciales PV > 5 kWc, y compris les systèmes avec une puissance supérieure à > 20 kWc qui pourraient très probablement être aussi connectées au réseau BT, se sont montrées économiquement très attractives. C'est pourquoi l'installation de tels systèmes devrait être considérée dans un décret d'application BT.

## 2 Introduction

Considéré dans son ensemble, le domaine des énergies renouvelables est en plein essor un peu partout sur le globe. Ce sont particulièrement l'Europe, l'Amérique du Nord mais aussi le continent asiatique qui tirent la production énergétique provenant de sources renouvelables vers de nouveaux sommets.

La part d'énergies renouvelables dans l'ensemble des investissements visant à augmenter la capacité énergétique mondiale est désormais majoritaire, devançant les sources d'énergies traditionnelles. Il reste néanmoins important de suivre de près l'évolution de chacune des filières car elles représentent de manière individuelle des potentiels ainsi que des apports différents et ce, notamment en fonction des politiques mises en place au sein de chaque pays soutenant à leur échelle nationale l'effort de transition énergétique.

Les deux technologies, hors énergie hydraulique, qui contribuent à l'essor des énergies renouvelables en englobant une très large partie des investissements voués à ce domaine, sont l'éolien et le photovoltaïque (PV). À elles deux, elles représentent en effet 270,6 milliards de dollars d'investissements sur un total de 285,9 milliard pour l'année 2015 écoulée<sup>1</sup>. À côté de cela, ce ne sont pas seulement les mégawatts d'installation déjà cumulés qui impressionnent mais également le tissu industriel qui s'est développé autour de ces technologies.

Avec l'essor et le renforcement des différentes industries vertes, il reste important, à côté de l'apport énergétique fourni par les différentes sources d'énergies renouvelables, de suivre aussi l'évolution des différentes filières en termes de création d'emploi : le domaine du renouvelable se divise en de multiples secteurs clés regroupant l'ensemble de la chaîne de création de valeur, alliant la partie en amont (production des composants) et la partie en aval (installation, opérations et entretien / maintenance). Cette chaîne de création de valeur s'est quelque peu altérée ses dernières années. Par exemple dans le passé la production des composants en Europe était très importante. Cela a changé drastiquement au cours des dernières années avec l'arrivée de nombreux concurrents, notamment asiatiques. Ces derniers ont largement participé, de par leur entrée à très grande échelle dans la production de différentes technologies propres, à une chute très conséquente des coûts de production des énergies renouvelables. S'il est vrai que la baisse des prix enclenchée par une concurrence plus prononcée entre les producteurs de technologies propres européens, nord-américains et asiatiques a permis une plus rapide expansion de ces mêmes techniques, une perte de capacités de production s'est également faite sentir dans la production européenne, notamment photovoltaïque. À côté de cela, l'augmentation globale des installations fait s'accroître le taux d'emplois en aval de la chaîne de valeur.

### 2.1 Problématiques et objectifs de l'étude

La situation énergétique au Maroc est marquée par une forte dépendance aux énergies fossiles qui sont majoritairement importées et représentent alors une charge considérable pour la balance commerciale du pays. C'est pourquoi le Maroc s'engage sur la voie d'une transition énergétique basée sur le développement des énergies renouvelables.

---

<sup>1</sup> Source. REN21, 2015, Renewables 2016 Global Status report, p.25

Notamment, la publication de deux lois relatives aux énergies renouvelables (la Loi n°13-09 du 11 février 2010 et la Loi n° 58-15 adoptée le 29 décembre 2015) représente une étape importante pour le développement durable du secteur énergétique au Maroc.

La Loi n° 58-15 modifie et complète la Loi n°13-09 et prépare l'ouverture du marché électrique aux installations photovoltaïques résidentielles et commerciales de basse tension (BT) avec une puissance maximum de 20 kW. Actuellement, plusieurs modalités de mise en œuvre du décret d'application des Lois n°13-09 et n° 58-15 sont discutées au Ministère de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE).

Le MEMEE a demandé l'assistance de la GIZ pour la préparation d'une étude qui quantifie l'impact de l'ouverture du réseau BT sur l'emploi et sur la « valeur ajoutée économique » selon différents scénarios réglementaires. Le cabinet de conseil eclareon a aidé la GIZ dans la préparation de cette étude.

## 2.2 Barrières juridiques et politiques

Prenant les membres de l'Union Européenne comme pays de référence pour le cadre politique et juridique avec quelques années d'expérience déjà, il est à noter que ceux-ci partagent en effet de nombreux points communs dans leur manière d'aborder l'implémentation et l'usage des énergies propres. L'élément central quant au développement du renouvelable est l'écriture d'un texte de loi au niveau national stipulant le cadre juridique à l'intérieur duquel les différentes technologies vont pouvoir être utilisées ainsi que la puissance envisagée à atteindre pendant une période déterminée.

Les différentes politiques mises en place afin de soutenir le développement de la filière du renouvelable ont été marquées comme bien souvent d'une série d'essais et d'erreurs. À maintes reprises, des états membres se sont repositionnés quant aux politiques liées aux énergies propres car celles-ci ont connu un développement rapide prenant de court le législateur : parfois trop généreux et créant un déséquilibre dans les dépenses étatiques ou privées si une mutualisation des coûts entre les ménages est introduite parfois pas assez précis pour faire face à l'expansion des produits et services liés au renouvelable.

Une caractéristique centrale présente dans le corps des différents textes de loi est la répartition du coût de l'aide financière accordée au renouvelable sur l'ensemble des personnes concernées, c'est-à-dire les consommateurs et les investisseurs. Les mécanismes de soutien financier visent à équilibrer la balance jusqu'au moment où le prix du kWh obtenu par les différentes technologies propres aura atteint la parité réseau. À cela s'ajoute le fait que l'électricité propre qui va être injectée dans le réseau dispose d'un statut privilégié lui permettant d'avoir la priorité face aux autres sources (conventionnelles) d'énergie.

Chaque pays possède nombre de caractéristiques qui lui sont propre et celles-ci influencent à leur tour la manière dont les énergies renouvelables vont pouvoir se développer dans un pays donné et avec ses outils juridiques propres : celles-ci incluent notamment la situation économique du pays ainsi que les structures industrielles déjà existantes ; mais aussi la situation géographique ainsi que la démographie et sa répartition dans le pays jouent ensemble un rôle important quant à la stratégie à adopter visant à donner à tous les citoyens accès à ce type de technologie. En somme, les spécificités intrinsèques d'un pays influencent la portée mais aussi l'étendue du cadre juridique permettant aux énergies propres de se développer.

En ce qui concerne les installations photovoltaïques de capacité inférieure à 20kWc, qui correspondent à ce qu'une famille (marché résidentiel) ou bien de petits commerces (marché commercial) pourront installer, nombreux sont les pays où l'on ne nécessite pas de permis particulier pour les placer sur les toits de maisons et autres structures concernées. L'absence de permis dans bien des cas facilite à nouveau l'accès vers cette technologie car ce sont de nombreuses démarches administratives incluant des frais de dossiers qui sont alors évitées.

## 2.3 Mécanismes de support

On observe plusieurs types de mesures un peu partout cherchant à rendre un accès plus abordable aux énergies vertes. La problématique de base pour le renouvelable est bien connue en ce sens que les technologies propres actuelles nécessitent assez souvent encore des subventions afin de leur permettre d'atteindre un certain niveau d'activité les rendant économiquement autonomes.

Les principaux mécanismes de support pour le développement des énergies renouvelables (y compris l'énergie solaire photovoltaïque) sont présentés ci-dessous :

- Les subventions d'investissement : remboursement d'une partie du coût de l'installation de production d'énergie de source renouvelable.
- Les prêts ou crédits verts : crédit aux conditions favorables (par exemple grâce à un taux d'intérêt bonifié) pour faciliter le financement des systèmes bénéfiques pour l'environnement.
- Le tarif d'achat (feed-in tariff en anglais) : contrat à long terme qui garantit au propriétaire d'une installation bénéfique pour l'environnement des paiements à prix fixe pour la production d'électricité. En offrant des contrats à long terme et des prix garantis, les producteurs sont à l'abri de certains des risques inhérents à la production d'énergie renouvelable. Une variante au tarif d'achat est la prime qui offre de payer une compensation au-dessus du prix de l'électricité actuelle sur le marché spot de l'électricité.
- Le comptage net ou facturation nette (net metering en anglais) est un service offert par un fournisseur d'électricité à un consommateur. Cet accord permet au consommateur de compenser partiellement sa consommation d'électricité facturée par la production d'une installation de production d'énergie bénéficiaire pour l'environnement qu'il exploite sur son site de consommation.
- Les systèmes de quotas obligent une ou plusieurs parties de la chaîne de valeur de marché de l'électricité (par exemple générateur, distributeur ou consommateur) de réaliser les objectifs du gouvernement (par exemple de générer X% des besoins d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables). Ces systèmes comprennent souvent l'utilisation de certificats verts.
- Un appel d'offres est une procédure par laquelle un acheteur potentiel (souvent l'État) demande à différents offreurs de faire une proposition commerciale pour la construction et l'exploitation des installations bénéficiaires pour l'environnement. Il s'agit assez souvent de grandes centrales de production d'énergie. Les conditions de l'appel d'offres sont définies dans un cahier des charges.
- Les avantages fiscaux représentent tous les crédits et réductions d'impôts accordés pour l'investissement dans l'énergie renouvelable.

- Des normes et réglementations visant à améliorer l'efficacité énergétique. Il s'agit souvent de réglementations en matière de construction qui demandent de respecter des exigences élevées en ce qui concerne l'efficacité énergétique d'un bâtiment. Ces réglementations doivent être respectées lors de la rénovation d'un vieux bâtiment ou de la construction d'un nouveau bâtiment. L'installation d'un système PV pourrait être une mesure pour satisfaire à ces réglementations.

Ces mécanismes sont souvent utilisés en combinaison. Les différents mécanismes existants dans le monde présentent nombre de similarités et se distinguent alors les uns des autres dans les détails techniques concernant les montants accordés par kWh et la puissance produite couverte par la mesure prise.

Comme le Maroc n'a pas encore finalisé la définition de mécanismes de support pour la promotion de l'énergie photovoltaïque connectée au réseau BT il a toutes les possibilités de sélectionner parmi les mécanismes existants un mix efficace qui mènera à la création d'un marché PV BT. Un tel marché a le potentiel de réduire la dépendance aux énergies fossiles d'aujourd'hui et ainsi augmenter la marge de manœuvre du pays.

Ce qui reste dans la ligne de mire des mécanismes mis en place est que l'investissement de base pour les énergies propres représente bien souvent l'obstacle le plus important pour l'investisseur potentiel. Néanmoins, toutes ces mesures ne trouvent pas nécessairement de rôle à jouer dans le cadre du segment cible du cas présent qui concerne les installations photovoltaïques ne dépassant pas les 20 kWc. De manière générale, nombreux sont les pays européens ayant opté pour un tarif d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables y compris l'énergie solaire photovoltaïque comme politique afin d'augmenter la part de ce type de technologie dans le mix énergétique. Les résultats atteints en terme d'énergie produite ainsi que la capacité installée par les différents états membres de l'Union Européenne ne se ressemblent pas mais on observe une croissance manifeste dans l'installation d'énergies propres grâce aux mécanismes de soutien financier mis en place et cela est évidemment valable pour le photovoltaïque.

Il est à noter que la durabilité et la stabilité de toutes les mesures prises pour promouvoir le développement des énergies renouvelables y compris l'énergie photovoltaïque sont extrêmement importantes. Les investisseurs n'ont que la possibilité de considérer des conditions existantes au moment de l'investissement pour estimer la rentabilité pendant la longue période d'exploitation d'une installation PV. Pour cela ils comptent sur le fait que les mécanismes de support ainsi que les autres réglementations ayant un sur impact sur leur investissement comme la démarche administrative restent stables et prédictibles pendant toute la période d'exploitation. Par contre, si les conditions sur lesquelles les investisseurs ont basé leur décision d'investissement changent d'une telle manière que la rentabilité envisageable au moment de l'investissement ne peut plus être atteinte il est probable que les investisseurs se tiendront à l'avenir à distance de la technologie et / ou de marché concerné.

## 2.4 Méthodologie

Afin d'atteindre les objectifs de la mission, eclareon a opté pour la démarche suivante :

L'élaboration de scénarios reposant sur les modalités du décret a été adressée à travers :

1. L'adaptation d'un outil Excel afin de calculer la rentabilité des projets photovoltaïques BT au Maroc
2. Le développement des scénarios de rentabilité

L'estimation de l'évolution du marché PV résidentiel et commercial < 20kWc en se basant sur les scénarios identifiés auparavant a été adressée à travers :

3. L'estimation du potentiel du marché
4. Le calcul de la taille du marché

Les calculs de la valeur ajoutée des systèmes PV résidentiels et commerciaux de basse tension y compris des effets sur l'emploi ont été adressés à travers :

5. L'estimation de la création d'emplois
6. L'estimation de la « valeur ajoutée économique »

Enfin, des simulations des impacts des différents scénarios sur l'emploi ont été élaborées à travers une analyse de scénarios.

## 2.5 Limites d'un modèle de calcul

La tâche qui nous incombe est d'estimer le nombre potentiel d'emplois pouvant être créés grâce au développement de la filière photovoltaïque au Maroc pour des projets ne dépassant pas les 20 kWc. Afin de pondérer le présent rapport, il s'avère important de mentionner au préalable les interrogations les plus importantes liées à cette tâche.

Chaque modèle représente toujours une simplification qui est basée sur des hypothèses pour s'approcher le plus possible de la réalité. Il est très probable que des hypothèses prises aujourd'hui se développeront différemment de ce qui est prévu et devront alors être adaptées.

eclareon a cherché à bien équilibrer l'utilisation des données et des hypothèses pour arriver à des scénarios réalistes et compréhensibles. De temps en temps des données fiables n'étaient pas disponibles ou bien les processus étaient en réalité tellement diversifiés qu'une modélisation n'était plus possible sans se perdre dans les détails. Si on calcule par exemple les bénéfices nets quant à l'avenir d'un marché à peine existant, il est clair qu'il est uniquement possible d'arriver à des estimations simplistes. Il est toujours possible de raffiner des hypothèses pourvu que des données disponibles le permettent. Des limitations de raffinement des hypothèses sont atteintes s'il n'est plus possible d'expliquer raisonnablement des hypothèses et leurs interactions. De plus, il n'est jamais possible de capturer la réalité dans sa totalité, en particulier s'il s'agit d'une réalité qui se déroulera dans l'avenir. Même si les modèles de calcul sont dynamisés avec un maximum de coefficients afin de rendre compte des évolutions dans l'avenir, le présent rapport se présente aussi comme un instantané de la situation actuelle et historique au Maroc et sur les marchés globaux de l'énergie photovoltaïque.



### 3 Hypothèses clés du modèle de calcul

Dans cette partie du rapport eclareon présente des hypothèses clés des modèles de calcul afin de mieux comprendre les résultats obtenus. Dans ce contexte nous rappelons que l'objectif principale de cette étude est le calcul des effets sociaux-économiques comme la création d'emploi avec un focus sur le segment résidentiel. La première étape pour y arriver a été le calcul de la rentabilité des projets PV en utilisant un outil dont le fonctionnement général a été déjà présenté lors d'un autre projet qu'eclareon avait réalisé pour la GIZ en Tunisie. L'outil a été bien sûr adapté aux conditions marocaines pour la présente étude mais comme les fonctionnalités sont restées les mêmes, nous limitons au maximum les explications de calculs de rentabilité d'une installation PV dans ce rapport. Pour en savoir plus sur le fonctionnement général de l'outil de calcul de rentabilité nous proposons de consulter le manuel d'utilisation de l'outil de rentabilité qui est disponible sur [energypedia.info](http://energypedia.info)<sup>2</sup>.

#### 3.1 Calcul de la rentabilité des projets photovoltaïques BT au Maroc

L'attractivité économique est l'argument clé pour motiver la décision de la grande majorité des clients potentiels d'investir dans une installation PV et, par conséquent, pour le développement d'un marché PV, entraînant une création d'emplois et de la valeur ajoutée économique. Pour mieux comprendre cette attractivité économique, la première étape dans le développement du modèle est le calcul des rentabilités des projets PV « typiques » dans le marché BT.

La partie correspondante de l'outil Excel permet l'intégration et la modification des multiples paramètres qui ont une influence sur l'attractivité économique d'une installation PV. Les résultats donnent un aperçu des flux de trésorerie du projet. L'outil permet de comprendre les rouages du projet ainsi que le modèle commercial utilisé.

Les paramètres d'un projet sont définis dans des sections différentes et comprennent des hypothèses sur :

- les délais, y compris les dates et les indices utilisés dans l'outil de calcul
- la phase de construction, y compris les coûts et la taille de l'installation PV
- la phase d'exploitation, y compris le rayonnement solaire et le ratio de performance
- les économies d'électricité, y compris les tranches de consommation et leurs prix de l'électricité
- les coûts d'exploitation, y compris des coûts fixes et variables
- le financement, y compris la durée de crédit
- les capitaux propres, y compris le coût moyen pondéré du capital
- les éléments macroéconomiques, y compris le taux d'inflation

Les paramètres financiers fondamentaux indiquent la rentabilité de l'investissement et les risques éventuels associés au projet. L'outil permet également de tester la sensibilité des paramètres aux

---

<sup>2</sup> GIZ/ANME/ eclareon, 2014, « Analyse de cash-flow dynamique des projets photovoltaïque en Tunisie », [https://energypedia.info/images/1/19/Analyse\\_de\\_cash-flow\\_dynamique\\_des\\_projets\\_photovolta%C3%AFque\\_en\\_Tunisie.pdf](https://energypedia.info/images/1/19/Analyse_de_cash-flow_dynamique_des_projets_photovolta%C3%AFque_en_Tunisie.pdf)



changements des conditions-cadres du projet (tel que, par exemple, l'augmentation des tarifs d'électricité, la baisse du coût de l'installation, l'effet des subventions ou encore la diminution de la performance de l'installation). L'analyse des sensibilités permet d'optimiser les projets en déterminant la taille idéale de l'installation, le montant de la dette ou encore la durée du crédit.

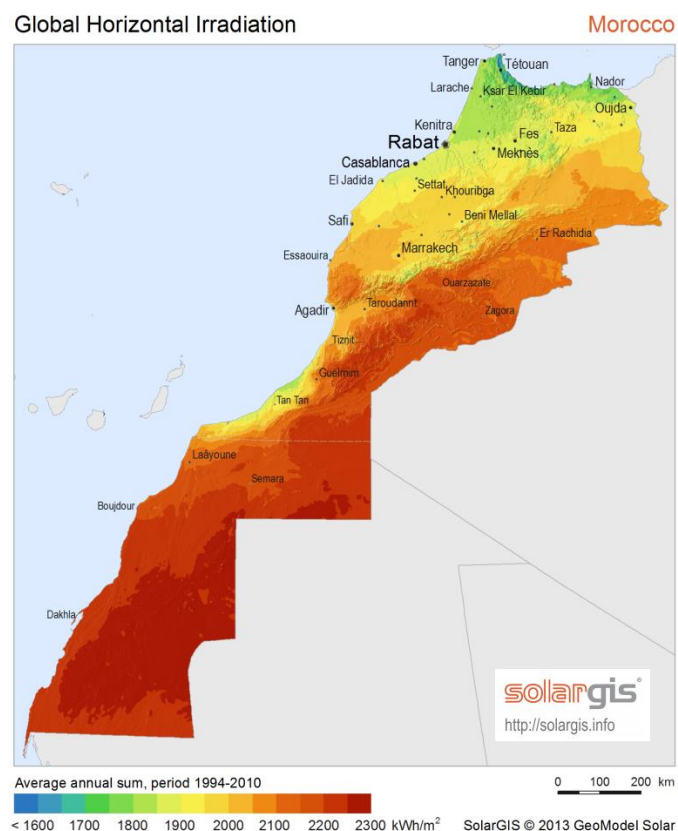
L'outil permet de confirmer les résultats et les prévisions de rentabilité d'un projet tels que présentés par les développeurs du projet. Le cas échéant, l'outil permet d'identifier les raisons pour lesquelles les résultats diffèrent.

Enfin, l'outil permet d'identifier les segments de marché PV qui sont attractifs en procédant à une évaluation initiale du projet sans pour autant établir une planification technique détaillée.

### 3.2 L'irradiation horizontale/rendement et le ratio de performance

Le rayonnement solaire ou le rendement global d'un site en question est l'information clé pour calculer la performance spécifique de l'installation PV. En général, ces informations peuvent être obtenues à partir de bases de données ou de cartes d'irradiation comme la suivante :

Figure 1: rendement global, carte d'irradiation du Maroc



Source : SolarGIS©, 2014, GeoModel Solar

Il faut noter que le rayonnement solaire local peut varier en raison des conditions nuageuses et des conditions d'ombrage sur le site. Dans le cas des installations PV, la meilleure solution est d'utiliser les moyennes annuelles des bases de données d'irradiation. Une autre option serait de mesurer le

rayonnement solaire sur site pendant un an, cependant cette solution présente l'inconvénient de prendre beaucoup de temps et de ne pas tenir compte des variations d'ensoleillement annuelles.

Ratio de performance

Le rendement global montré dans la carte d'irradiation doit être adapté à travers un ratio de performance pour arriver au rendement appliqué qui est utilisé dans les calculs. Le ratio de performance résume toutes les pertes causées notamment par une inclinaison et un angle non-optimal des panneaux, l'efficacité des panneaux utilisés ainsi que les pertes d'électricité dues aux câbles et aux onduleurs.

Le rendement spécifique par kWc de l'installation PV est calculé selon la formule suivante :

$$\text{Rendement appliqué} = \text{Rendement global} * \text{Ratio de Performance}$$

Tableau 1: calcul du rendement spécifique

Rendement globale	kWh/m <sup>2</sup> /a	2.000
Ratio de performance	x	0,80
Rendement appliqué	kWh/kWc/a	1.600

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Les autres paramètres clés utilisés pour les scénarios sont les suivants :

- Coût de base de l'installation PV : 16.200 MAD/ kWc
- Coût d'exploitation par an : 2,5% du coût de l'installation
- Durée d'exploitation : 25 ans
- Durée du crédit : 10 ans
- Ratio d'endettement : 80%
- Taux d'intérêt du crédit : 5%
- Taux d'actualisation : 4%

L'influence d'un taux d'intérêt plus élevé est expliquée dans le scénario #9.

### 3.3 Estimation du potentiel du marché

En se basant sur l'attractivité économique identifiée avant, plusieurs segments de marché ont été inclus dans le modèle de calcul. Tout d'abord, il s'est avéré nécessaire de différencier entre le marché résidentiel (<1-5 kWc) et le marché commercial (~5-20 kWc). Ces deux segments aux caractéristiques différentes sont ceux qui sont affectés par l'ouverture du réseau électrique aux installations photovoltaïques de basse tension (BT). De plus, même s'il ne s'agit pas d'installations PV connectées à la basse tension, deux autres segments de marché ont été également pris en compte pour calculer la taille du marché PV global au Maroc, à savoir les toitures industrielles et les grands projets (parcs au sol) réalisés sur la base d'appels d'offre. En effet, la taille du marché global joue un rôle important

pour l'estimation du développement de l'industrie PV locale. Il reste à noter que, même si l'outil permet d'effectuer des calculs des segments différents, les scénarios et les analyses se sont concentrés surtout sur le segment résidentiel.

Pour estimer le potentiel du marché, eclareon a commencé par définir la taille optimale d'un système PV sur la base de la consommation de l'électricité des différents groupes qui ont été différenciés de par leur niveau de consommation électrique.

Tableau 2: calculs des tailles de référence des systèmes PV

<b>Calcul de la taille de système</b>										
Rendement	kWh/kWc/a	1.600								
Consommation mensuelle en moy.	kWh	50	100	150	200	250	300	400	500	600
Consommation annuelle en moy.	kWh	600	1.200	1.800	2.400	3.000	3.600	4.800	6.000	7.200
taille de système en moy.	kWc	0,40	0,80	1,10	1,50	1,90	2,30	3,00	3,80	4,50

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Par la suite, eclareon a appliqué la méthode LCOE (Coûts Moyen Actualisés de l'Electricité (Levelized Cost of Electricity (LCOE) en anglais)) qui permet à un consommateur d'électricité de comparer le prix d'un kWh produit par une installation PV avec le coût moyen de l'électricité du réseau. Ce calcul permet ainsi d'évaluer rapidement la rentabilité d'une installation PV. Le calcul prend en compte des tailles et des prix de systèmes différents :

Tableau 3: extrait du tableau de données LCOE (MAD/ kWh), scénario de base

Taille de l'installation appliquée	kWc	1,90
Indice de prix de système	kWh p.a	1,00
Réduction du prix	% p.a.	3,00%

### Tableau LCOE par taille de système

Année		Taille de système	2016	2017	2018	2019	2020	
25	kWh	kWc - MAD/ kWh	0,20	1,39	1,35	1,31	1,27	1,23
50	kWh	kWc - MAD/ kWh	0,40	1,36	1,32	1,28	1,24	1,20
100	kWh	kWc - MAD/ kWh	0,80	1,33	1,29	1,25	1,21	1,17
125	kWh	kWc - MAD/ kWh	0,90	1,32	1,28	1,24	1,21	1,17
175	kWh	kWc - MAD/ kWh	1,30	1,30	1,26	1,23	1,19	1,15
200	kWh	kWc - MAD/ kWh	1,50	1,30	1,26	1,22	1,18	1,15
250	kWh	kWc - MAD/ kWh	1,90	1,29	1,25	1,21	1,17	1,14
300	kWh	kWc - MAD/ kWh	2,30	1,28	1,24	1,20	1,17	1,13
400	kWh	kWc - MAD/ kWh	3,00	1,27	1,23	1,19	1,16	1,12
500	kWh	kWc - MAD/ kWh	3,80	1,26	1,22	1,18	1,15	1,11
600	kWh	kWc - MAD/ kWh	4,50	1,25	1,21	1,17	1,14	1,11

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Ensuite, le LCOE a été comparé au prix de l'électricité du réseau par tranche de consommation tels qu'ils existent aujourd'hui au Maroc :

- T1 (0-100 kWh), facturation progressive
- T2 (100-150 kWh), facturation progressive
- T3 (151-200 kWh), facturation sélective

- T4 (201-300 kWh), facturation sélective
- T5 (301-500 kWh), facturation sélective
- T6 (>500 kWh), facturation sélective

Ces prix ont été échelonnés pour simuler une augmentation de prix de l'électricité sur le temps :

Tableau 4: développement des prix résidentiels de l'électricité (MAD/ kWh)

Escalation du prix d'électricité		Escalation annuelle	2016	2017	2018	2019	2020
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	MAD/kWh	4,00%	0,9010	0,9370	0,9745	1,0135	1,0540
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	MAD/kWh	4,00%	1,0370	1,0785	1,1216	1,1665	1,2131
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	MAD/kWh	4,00%	1,0370	1,0785	1,1216	1,1665	1,2131
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	MAD/kWh	4,00%	1,1282	1,1733	1,2203	1,2691	1,3198
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	MAD/kWh	4,00%	1,3351	1,3885	1,4440	1,5018	1,5619
T6 (>500 kWh), facturation sélective	MAD/kWh	4,00%	1,5420	1,6037	1,6678	1,7345	1,8039

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

La comparaison entre le LCOE et les prix de l'électricité réseau montre à quel point l'électricité fournie aujourd'hui par le réseau sera vraisemblablement remplacée par des installations PV. Quand le LCOE est inférieur au prix de l'électricité réseau par kWh, la production de l'électricité PV devient rentable et la tranche de consommation correspondante peut être couverte par un système PV d'une taille adéquate. Le résultat de cette comparaison a montré que les prix de l'électricité dans les tranches de consommation T1-T3 sont tellement bas aujourd'hui qu'un remplacement de cette électricité par un système PV n'est pas encore rentable. On pourrait aussi dire que la parité réseau, c'est à dire le moment où le prix d'un kWh généré par une installation PV est en-dessous du prix du marché de détail de l'électricité, n'est pas encore atteinte sans subventions pour les petits consommateurs d'électricité. Le moment où les tranches atteindront cette parité selon les calculs est montré dans le tableau suivant :

Tableau 5: parité réseau par tranche de consommation T1-T6 sans subventions

Parité réseau		kWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	#	50,00	-	-	-	-	-	Parité réseau
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	#	125,00	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	#	175,00	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	#	250,00	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	#	400,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T6 (>500 kWh), facturation sélective	#	600,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Prenant en compte que plus de 85% des ménages marocains sont les petits consommateurs d'électricité de tranches de consommation T1-T3, la non-attractivité d'une installation PV pour ce groupe a un effet important sur le développement du marché PV résidentiel au Maroc, au moins à l'aube du développement de ce marché. Cette situation changera à l'avenir en supposant que la hausse des prix de l'électricité réseau continue et que les prix pour les systèmes PV baissent en même temps, c'est à dire quand la parité réseau sera atteinte aussi dans ce segment de marché.

Comme montré dans le tableau en-dessus ce phénomène n'existe pas ni pour les consommateurs de tranches T5 et T6 ni dans le segment commercial parce que ces groupes paient des tarifs d'électricité plus élevés et profitent en même temps d'un prix pour une installation PV plus favorable par

kWc. Par contre, les grandes installations (commerciales) PV, y compris celles avec une puissance supérieure à 20 kWc qui pourraient très probablement être connectées au réseau BT, se sont montrées économiquement déjà très attractives, de telle sorte que les autorités marocaines devraient considérer l'introduction de tels systèmes dans un décret d'application BT, à condition que les caractéristiques techniques du réseau BT le permettent.

Finalement, le potentiel du marché est calculé en multipliant le nombre de consommateurs par groupe de consommation avec la taille du système PV dans ce groupe.

Tableau 6: taille de tranches de consommation T1-T6

Tranche de consommation	%	Nombre d'abonnés 2015
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	61,19%	4.043.542
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	12,95%	855.786
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	12,95%	855.786
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	8,70%	575.201
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	2,60%	171.813
T6 (>500 kWh), facturation sélective	1,60%	105.894
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>6.608.021</b>

Source : Cleantech / GIZ, 2015, présentation « Étude de l'attractivité et des impacts socio-économiques d'un régime d'autoproduction avec facturation-nette d'électricité issue d'énergie renouvelable et connectée au réseau de la basse-tension au Maroc »

### 3.4 Calcul de la taille du marché

Afin de déterminer jusqu'à quel point le potentiel identifié peut être réalisé et avec quelle vitesse celui-ci peut être réalisé, des taux de réalisation par groupe de consommation et par segment de marché ont été développés. Le segment des appels d'offre en est l'exception : comme le développement dans ce segment dépend plutôt des volumes prédéfinis, dans le modèle le potentiel du marché correspond à la taille du marché. De manière générale, le taux de réalisation est un indicateur de la durabilité, de l'efficacité et de la stabilité d'un marché. Il est constitué de deux facteurs : le premier est lié à la difficulté des barrières et le second est lié au développement temporel.

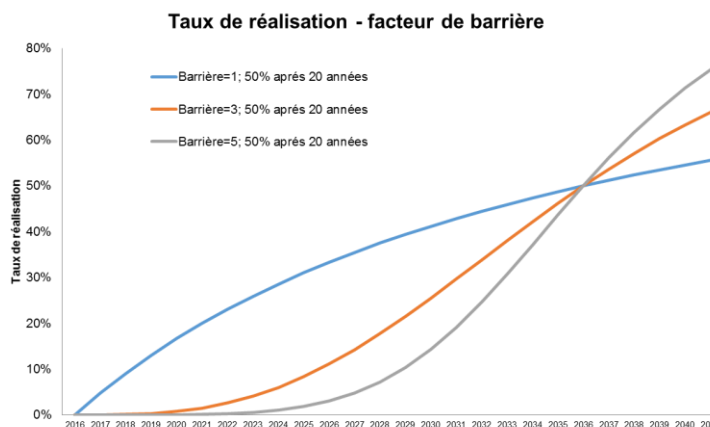
Tableau 7: exemple : facteur de barrière, facteur temporel et taux de réalisation

<b>T1</b>				
Facteur de barrière (1: pas de barrières; 5; barrières très élevées)	x	4		
50% atteints après X années	années	22		
Année				
Taux de réalisation	%			
		2016	2017	2018
		-	0,00%	0,01%
				2019
				0,03%

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Le facteur de barrière définit l'importance de toutes les barrières possibles, c'est-à-dire des barrières juridiques, techniques, économiques etc. au Maroc aujourd'hui. Un facteur élevé indique qu'il existe beaucoup d'obstacles qui empêchent un développement rapide du marché PV. Le graphique suivant montre quel pourcentage de potentiel du marché sera réalisé après combien d'années en fonction des facteurs de barrière différents :

Figure 2: taux de barrière différents et leur effet sur le taux de réalisation

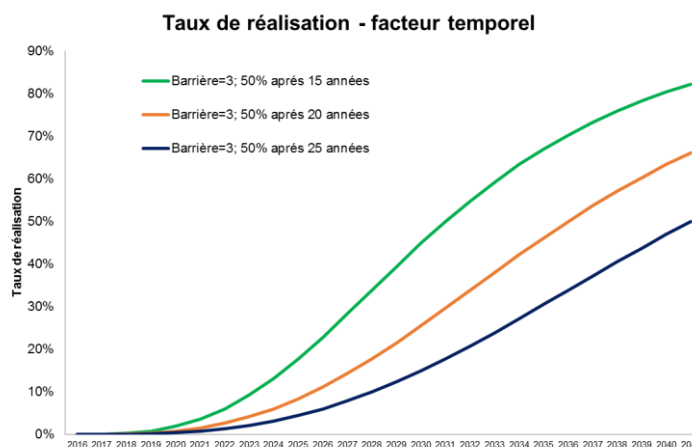


Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Une grille de critères définissant le facteur de barrières fait partie de l'annexe de ce document. Cette grille permet de mieux sélectionner le bon facteur de barrières pour ce modèle de calcul mais elle ne substitue pas une évaluation profonde des barrières existantes aujourd'hui au Maroc.

Le facteur temporel définit après combien d'années, à partir de la date de début du marché, les 50% du potentiel identifié sont atteints. Comme l'existence des mécanismes de support a tendance à accélérer le développement d'un marché, ce facteur d'un scénario avec subventions doit être plus bas qu'un scénario sans subventions.

Figure 3: taux temporel différents et leur effet sur le taux de réalisation



Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

En appliquant le taux de réalisation au potentiel du marché on obtient la taille cumulée du marché PV. La taille annuelle des différents segments est déduite de la taille cumulée.

### 3.5 Estimation de la création d'emplois - facteurs ETP de base

La taille du marché constitue le point de départ pour arriver aux estimations de la valeur ajoutée, notamment des postes de travail susceptibles d'être créés par la croissance du secteur PV BT.

eclareon a basé ses analyses sur les éléments de la chaîne de valeur PV qui était partagée comme suit :

1. Partie en amont de la chaîne de valeur :
  - a. Composants BOS (« Balance of system »), c'est à dire des composants de système autres que les panneaux PV et l'onduleur
  - b. Panneau
    - i. Cellule
    - ii. Polysilicon
    - iii. Wafer
  - c. Onduleur
2. Partie en aval de la chaîne de valeur :
  - a. Ingénierie, études, administration
  - b. Installation
  - c. Exploitation et maintenance

La création d'emploi dépend tout d'abord de la taille du marché annuel, c'est-à-dire des capacités installées et ajoutées au parc existant pendant une année. Des emplois créés par les activités liées aux opérations et entretien en sont l'exception : dans ce domaine la création d'emplois dépend de la taille de toutes les installations existantes, c'est-à-dire du marché cumulé.

Pour déduire les postes d'emplois sur la base de MW installés, eclareon a utilisé les définitions suivantes :

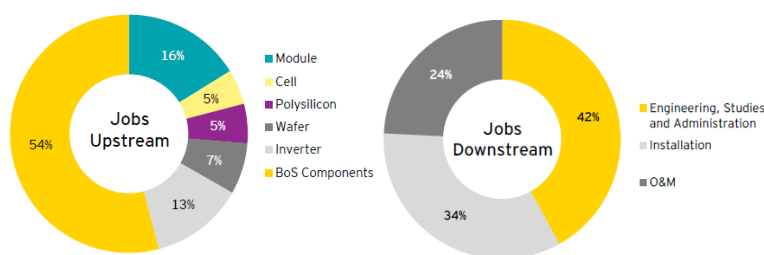
- Calculs des Équivalents Temps Plein (ETP) ce qui comprend des emplois directs et indirects :
  - L'emploi direct : toutes les personnes employées dans la planification, la production, l'exploitation et la maintenance des installations PV résidentielles et commerciales <20kWc connectées au réseau BT.
  - L'emploi indirect : toutes les personnes qui travaillent dans les secteurs d'apport industriels pour la production, l'exploitation et la maintenance des installations PV résidentielles et commerciales <20kWc connectées au réseau BT.

Des emplois induits c'est-à-dire des emplois qui sont créés quand les revenus générés par les emplois directs et indirects sont dépensés dans l'économie pour acheter des biens et services n'ont été pas calculés. De plus, il est à noter que l'étude et les calculs se sont concentrés sur une estimation de la création d'emplois bruts, c'est-à-dire la somme des emplois directs et indirects dans le secteur PV

grâce à la croissance du secteur PV résidentiel BT. Les effets de cette croissance sur d'autres secteurs (effets nets) n'ont pas été calculés. Par conséquent, les résultats obtenus représentent ni des effets maximums parce que des emplois induits ne sont pas inclus, ni des effets minimums puisque des effets potentiels négatifs dans les autres secteurs, comme par exemple dans le secteur de la génération d'énergie conventionnelle, n'ont pas été pris en compte.

Pour estimer le nombre d'ETP, la méthodologie utilisée correspond à l'application et l'adaptation des facteurs emploi en considérant la distribution des emplois tout au long de la chaîne de valeur comme illustré dans le graphique suivant :

Figure 4: répartition des emplois directs et indirects dans l'industrie PV dans l'UE (2014)



Source: SolarPower Europe; Ernst & Young (E&Y), 2015, "Solar Photovoltaics Jobs & Value Added in Europe"

Les informations ci-dessus sur le marché PV dans l'Union Européenne proviennent de SolarPower Europe et E&Y et ont été utilisées comme premier point de référence. 109.640 ETP travaillent comme employé direct ou indirect dans l'industrie PV en Europe en 2014. La même année, 6,6 GW étaient ajoutés au parc photovoltaïque européen qui atteignait une taille cumulée de 86,8 GW. La distribution des ETP en 2014 se présente comme suit :

Tableau 8: ETP dans l'UE (2014)

		UE-28-2014
<b>En-amont</b>		
BOS	ETPs/MW	1,3
Panneau	ETPs/MW	0,4
Cellule	ETPs/MW	0,1
Polysilicon	ETPs/MW	0,1
Wafer	ETPs/MW	0,2
Onduleur	ETPs/MW	0,3
En-amont- total	ETPs/MW	2,40
<b>En-aval</b>		
Ingénierie, études, administration	ETPs/MW	6,0
Installation	ETPs/MW	4,9
En-aval - total	ETPs/MW	10,90
Opérations & Entretien	FTEs/MW (cum.)	0,3
Opérations & Entretien, total	FTEs/MW (cum.)	0,30

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul



Pour valider l'utilité des facteurs de base ci-dessus, les résultats des autres études sur la création d'emploi dans l'industrie PV ont été consultés<sup>3</sup>. Le tableau suivant présente les résultats de cette comparaison :

Tableau 9: comparaison des facteurs ETP

Etude:		van der Zwaan, Middle East, 2013, emplois directs & indirects			C. Egrican, Turkey, 2011, emplois directs	WIFO, Global, 2012
		UE-28-2014	Scénario minimum	Scénario medium		
<b>En-amont</b>						
BOS	ETPs/MW	1,3	N/A	N/A	N/A	N/A
Panneau	ETPs/MW	0,4	N/A	N/A	N/A	N/A
Cellule	ETPs/MW	0,1	N/A	N/A	N/A	N/A
Polysilicon	ETPs/MW	0,1	N/A	N/A	N/A	N/A
Wafer	ETPs/MW	0,2	N/A	N/A	N/A	N/A
Onduleur	ETPs/MW	0,3	N/A	N/A	N/A	N/A
En-amont- total	ETPs/MW	2,40	3,2	12,6	19,4	6,9
<b>En-aval</b>						
Ingénierie, études, administration	ETPs/MW	6,0	N/A	N/A	N/A	N/A
Installation	ETPs/MW	4,9	N/A	N/A	N/A	N/A
En-aval - total	ETPs/MW	10,90	3,9	15,4	23,6	11
Exploitation & maintenance (E&M)	ETPs/MW (cum.)					
E&M total	ETPs/MW (cum.)	0,3	0,1	0,3	0,7	0,3
		0,30	0,1	0,3	0,7	0,3
Total	ETPs/ MW	13,60	7,20	28,30	43,70	18,20

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Même en reconnaissant qu'il est difficile de comparer des facteurs issus d'études différentes, les valeurs pour l'UE-28 en 2014, comme elles ont été identifiées par SolarPower Europe, se trouvent pour la plupart entre les valeurs minimum et maximum des autres études qui ont été écrites avec un focus géographique différent et qui ont été publiées avant 2014. En sachant que la productivité de la main d'œuvre tend à être plus basse dans les pays émergents et que les facteurs d'emploi ont tendance à diminuer avec le temps grâce au progrès technique et aux économies d'échelle, il est aussi plausible que les facteurs dans l'UE en 2014 soient plutôt plus bas que des facteurs trouvés dans des études antérieures dédiées aux pays dont le marché PV est moins développé que celui de l'UE.

### 3.6 Adaptation des facteurs ETP aux conditions marocaines

Pour approcher des facteurs ETP d'une région hétérogène (l'UE-28) à une autre (le Maroc), les facteurs ETP de l'UE-28 ont été adaptés selon le rôle actuel des pays de l'Union Européenne dans la production des composants PV, c'est à dire prenant en compte l'importance de la partie en amont en Europe.

<sup>3</sup> Source : Ina Meyer, Mark Wolfgang Sommer (WIFO), 2014, « Employment Effects of Renewable Energy Supply - A Meta Analysis », Policy Paper no 12

Tableau 10: adaptation : ETP « Production locale à 100% » dans l'UE

		UE-28-2014	Valeur ajoutée dans l'UE-28	UE-28, production 100%	Source
<b>En-amont</b>					
BOS	ETPs/MW	1,3	95%	1,4	eclareon estimate
Panneau	ETPs/MW	0,4	5%	8,0	Source ISE
Cellule	ETPs/MW	0,1	3%	3,3	Source IEA
Polysilicon	ETPs/MW	0,1	20%	0,5	Source IEA
Wafer	ETPs/MW	0,2	5%	4,0	Source IEA
Onduleur	ETPs/MW	0,3	90%	0,3	eclareon estimate
En-amont- total	ETPs/MW	2,40		17,54	
<b>En-aval</b>					
Ingénierie, études, administration	ETPs/MW	6,0	90%	6,7	eclareon estimate
Installation	ETPs/MW	4,9	95%	5,2	eclareon estimate
En-aval - total	ETPs/MW	10,90		11,82	
Opérations & Entretien	FTEs/MW (cum.)	0,3	95%	0,3	eclareon estimate
Opérations & Entretien, total	FTEs/MW (cum.)	0,30		0,33	

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Comme résultat de cette modification, des facteurs théoriques ont été obtenus montrant combien d'emplois directs et indirects pourraient avoir été créés si toute la valeur ajoutée avait été créée en Europe. C'est plutôt la partie en amont qui en aurait profité. Néanmoins il faut se rendre compte qu'une production à 100% européenne aurait aussi eu des effets négatifs comme par exemple une augmentation des prix. Ces effets négatifs n'ont pas été pris en compte dans cette étude. Il faut rappeler que cette modification sert uniquement à rendre des facteurs ETP de l'UE-28 plus comparables à la situation actuelle au Maroc.

Une deuxième modification était nécessaire pour faire en sorte que des ETP de base soient calculés sur le volume total installé. Ce volume total comprend des installations sur toiture mais aussi des centrales au sol qui nécessitent beaucoup moins de main d'œuvre que des installations sur toiture<sup>4</sup>.

Une troisième modification a été effectuée pour considérer que l'intensité de la main d'œuvre est plus élevée dans les économies émergentes. Pour cela le modèle de calcul utilise des facteurs « Intensité de main-d'œuvre ». eclareon a revu plusieurs indicateurs pour estimer l'envergure de la différence de l'intensité de la main d'œuvre actuelle entre l'UE et le Maroc. Par exemple, la comparaison du PIB<sup>5</sup> des pays différents montre les résultats suivants :

Tableau 11: comparaison des PIBs

	PIB 2014 (pouvoir d'achat (PPA))	Productivité	Coefficient
EU 28, average	\$ 35.999	100%	1,0
Morocco	\$ 7.491	21%	4,8
Tunisia	\$ 11.436	32%	3,1
Bangladesh	\$ 3.123	9%	11,5

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

<sup>4</sup> "Des installations sur toiture supportent presque trois fois [...] plus d'emplois que des installations au sol", SolarPower Europe; Ernst & Young (E&Y), 2015, "Solar Photovoltaics Jobs & Value Added in Europe"

<sup>5</sup> Données IMF, 2014, [https://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_countries\\_by\\_GDP\\_\(PPP\)\\_per\\_capita](https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_GDP_(PPP)_per_capita)

En prenant en compte le PIB comme indicateur pour les différences quant à l'intensité de la main d'œuvre, on aboutit à un coefficient de 4,8. Néanmoins, en reconnaissant l'amplitude et donc l'inexactitude de cet indicateur, eclareon a aussi utilisé un deuxième indicateur, celui sur la sophistication du processus de la production (SPP). Cet indicateur montre si les processus de la production locale requièrent plutôt beaucoup de main d'œuvre (valeur minimum : 1) ou bien s'ils sont plutôt basés sur des technologies modernes (valeur maximum 7)<sup>6</sup>. La comparaison a donné les résultats suivants :

Moyenne UE-28 :	4,8
Maroc :	3,4
<b>Coefficient</b>	<b>1,4</b>

eclareon a défini le coefficient résultant de la comparaison des PIB comme valeur maximum et le coefficient SPP comme valeur minimum. L'intensité de la main d'œuvre au Maroc devrait se trouver entre ces deux valeurs. Comme la partie en amont de la chaîne de valeur est plus influencée par les marchés internationaux de production et la partie en aval est un marché plutôt local, les facteurs dans ces segments devraient aussi montrer cette différence, c'est-à-dire l'intensité de la main d'œuvre devrait être plus élevée dans la partie en aval. Les facteurs d'intensité de main d'œuvre ont été également dynamisés afin de prendre en considération une maturité croissante du marché PV BT marocain.

### 3.7 Evolution de la production locale

Comme déjà mentionné, il est indispensable d'estimer l'importance du contenu local au Maroc pour estimer la création d'emplois et la valeur ajoutée économique. Le développement d'une industrie locale dépend de la stabilité et de la durabilité de l'environnement dans lequel ce développement se déroule. Ces critères ont été déjà implicitement considérés dans le taux de réalisation. De plus le développement dépend aussi de la taille et de la maturité d'un marché. Comme il n'existe pas un paramètre globalement reconnu comme indicateur de la maturité d'un marché PV eclareon a choisi de s'appuyer sur les MW installés / capita dans les différents pays/ régions : en 2014, 57 Wc PV par habitant étaient installés aux Etats Unis, 171 Wc par habitant dans l'UE et 464 Wc par habitant en Allemagne<sup>7</sup>. En multipliant ces facteurs avec la taille estimée de la population marocaine en 2017 (34,9 millions d'habitants<sup>8</sup>) une maturité de marché qui correspond par exemple au niveau moyen dans l'Union Européen en 2014 correspond à une taille cumulée du marché PV global au Maroc de ~2.000 MW. Comme résultat, différents niveaux quant à la maturité du marché au Maroc ont été définis :

---

<sup>6</sup> Source: Klaus Schwab, 2014, WEF, The Global Competitiveness Report 2014–2015 p. 526

<sup>7</sup> Basé sur des données de SEIA, PV Atlas et Solar Power Europe

<sup>8</sup> Basé sur les données de la Banque Mondiale, <http://wdi.worldbank.org/table/2.1>

Tableau 12: maturité de marché (MM)

Maturité de marché (MM)	MM1	MM2	MM3	MM4	MM5
Installation annuelle, totale (limitation supérieure) MWp	1.000	2.000	6.000	8.000	15.000

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Il est à noter que la taille du marché a été définie comme le total de tous les segments à travers le marché, c'est-à-dire y compris les segments qui ne sont pas dans le focus de cette étude comme par exemple le(s) marché(s) des grands projets réalisés sur la base des appels d'offre (toitures industrielles et parcs au sol). Cette approche a été choisie en supposant que la majorité des producteurs de la partie en amont considèrent plutôt la taille du marché global pour leur prise de décisions au lieu de considérer seulement un segment de marché.

Pour déterminer la partie locale du marché marocain, il faut aussi prendre en considération que la production des composants PV se déroule aujourd'hui plutôt en Asie et qu'il semble difficile d'établir une production locale des composants, d'autant plus qu'il s'agit de composants techniquement complexes. D'autres études ont déjà effectué des recherches à ce sujet et eclareon a pris en compte leurs résultats<sup>9</sup> :

Tableau 13: barrières économiques et techniques d'une production locale des composants PV au Maroc

Partie de la chaîne de valeur	Barrière
BOS (système du support)	Basse
Panneau	Medium
Cellule	Haute
Polysilicon	Haute
Wafer	Haute
Onduleur	Haute
Ingénierie, études, administration	Medium
Installation	Basse
Exploitation & maintenance (E&M)	Basse

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Par conséquent, les données suivantes ont été choisies pour la production locale au Maroc :

Tableau 14: parts du marché PV marocain localisé selon la maturité de marché

		MM1	MM2	MM3	MM4	MM5
BOS	%	60%	80%	85%	90%	95%
Panneau	%	4%	6%	8%	10%	15%
Cellule	%	-	-	-	-	1%
Polysilicon	%	-	-	-	-	-
Wafer	%	-	-	-	-	-
Onduleur	%	-	5%	10%	15%	20%
Ingénierie, études, administration	%	80%	90%	95%	95%	95%
Installation	%	95%	90%	95%	95%	95%
Exploitation & maintenance (E&M)	%	80%	95%	95%	95%	95%

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

<sup>9</sup> Basé sur Fraunhofer ISE, 2012, "Solar technologies in Morocco – Industry and Value Chain Assessment"

Après l'application des multiples modifications décrites ci-dessus, on est arrivé aux facteurs ETP pour le marché PV marocain BT. Pour pouvoir évaluer ces facteurs, ils ont été comparés aux facteurs de l'UE-28 dont la partie en aval a été adaptée afin de prendre en compte uniquement les installations sur toitures.

Tableau 15: facteurs d'emploi au Maroc et dans l'UE-28

		Maroc-2014, 100% toiture	EU-28-2014, 100% toiture
<b>En-amont</b>			
BOS	ETP/MW p.a.	1,6	1,3
Panneau	ETP/MW p.a.	0,6	0,4
Cellule	ETP/MW p.a.	-	0,1
Polysilicon	ETP/MW p.a.	-	0,1
Wafer	ETP/MW p.a.	-	0,2
Inverter	ETP/MW p.a.	-	0,3
En-amont- total	ETP/MW p.a.	2,28	2,40
<b>En-aval</b>			
Ingénierie, études, administration	ETP/MW p.a.	24,4	8,7
Installation	ETP/MW p.a.	22,5	6,8
En-aval - total annuel	ETP/MW p.a.	46,87	15,47
Exploitation & maintenance (E&M)	ETP/MW cum.	1,1	0,3
Total	ETP/MW cum.	1,15	0,30

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Pour valider ces facteurs « finaux », ils ont été de nouveau comparés avec les résultats des autres études sur le même sujet. Une étude de la GIZ de 2012 sur les effets économiques d'une introduction des énergies renouvelables en Tunisie a trouvé les facteurs d'emploi suivants pour de petits systèmes PV connectés au réseau :

Figure 5: facteurs d'emploi en Tunisie 2012

Grid-connected PV		
Average capacity per system		1.7 kW
Supply and installation	20 m-d/sys	12 m-d/kW 49 m-y/MW
Maintenance	1 m-d/sys	0,6 m-d/kW 2.5 m-y/MW

m-d: man-days m-y: man-years

Source : GIZ, 2012, "Renewable energy and energy efficiency in Tunisia – employment, qualification and economic effects"

En supposant que la catégorie « supply and installation » corresponde à la chaîne de valeur entière sans activités liées à l'Exploitation & Maintenance et que les facteurs incluent des emplois directs et indirects, ils sont assez proches des facteurs identifiés dans le cadre de cette étude.

Pour finalement arriver aux estimations ETP susceptibles d'être créées au fil du temps au Maroc, ces facteurs ont été multipliés avec les MWc installés par an (pour l'Exploitation & Maintenance : avec les MWc cumulés).

### 3.8 Définition et estimation de la « valeur ajoutée économique »

Le modèle de calcul permet aussi l'estimation des éléments suivants qui représentent une valeur ajoutée pour l'économie marocaine :

1. Les ventes
2. Le salaire net des employés
3. Les cotisations sociales :
  - a. Charges patronales
  - b. Charges salariales
4. Les impôts :
  - a. Impôts directs :
    - i. Impôts sur le revenu des employés (IR)
    - ii. Impôts sur les sociétés (IS)
  - b. Impôts indirects : T.V.A. sur les ventes
5. Les bénéfices après impôts des entreprises dans la chaîne de valeur
6. Droits de douane sur l'équipement importé

Afin de pouvoir résumer rapidement tous ces éléments une valeur standardisée a été choisie comme suit : en reconnaissant que chaque valeur économique créée doit finalement être couverte par les ventes, la valeur ajoutée économique (VAE) dans ce modèle de calcul a été définie comme les ventes déduites des autres éléments définis ci-dessous :

Tableau 16: exemple du calcul de la valeur ajoutée économique

Ventes	Mio.MAD	352,6
Salaires nets	Mio.MAD	49,0
Total- cotisations sociales	Mio.MAD	9,2
Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0
Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2
TVA	Mio.MAD	70,5
Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5
Droits de douane	Mio.MAD	5,1
Valeur ajoutée économique (VAE)	Mio.MAD	206,1

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Pour estimer toutes ces éléments eclareon a effectué les opérations suivantes :

### 3.9 Ventes

Les ventes des installations PV en BT représentent la base de la valeur économique ajoutée. Elles ont été calculées en multipliant la taille de marché de chaque segment de marché BT avec le prix des systèmes PV correspondants :

Tableau 17: calcul de ventes dans le segment résidentiel

#		01-déc.-16	01-janv.-17	01-janv.-18
		31-déc.-16	31-déc.-17	31-déc.-18
<b>Marché résidentiel - taille de marché / segment</b>				
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	MWc	-	-	-
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	MWc	-	-	-
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	MWc	-	-	-
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	MWc	-	-	0,15
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	MWc	-	0,00	0,04
T6 (>500 kWh), facturation sélective	MWc	-	0,00	0,03
Total	MWc	-	0,01	0,22
<b>Prix des systèmes résidentiels</b>				
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	MAD/kWc	-	-	-
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	MAD/kWc	-	-	-
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	MAD/kWc	-	-	-
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	MAD/kWc	-	-	14.904
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	MAD/kWc	15.589	15.121	14.668
T6 (>500 kWh), facturation sélective	MAD/kWc	15.369	14.908	14.461
<b>Ventes systèmes résidentiels</b>				
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	MAD	-	-	-
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	MAD	-	-	-
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	MAD	-	-	-
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	MAD	-	-	2.235.989
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	MAD	-	60.784	657.299
T6 (>500 kWh), facturation sélective	MAD	-	36.935	399.407
Total	MAD	-	97.720	3.292.695

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

### 3.10 Salaire net des employés, cotisations sociales et impôts sur le salaire

Le nombre total d'emplois créés a été multiplié par un salaire moyen. Pour cela il a fallu modéliser une structure de l'industrie marocaine susceptible d'être créée par la promotion de l'énergie PV. En utilisant les données disponibles et des entretiens avec des experts du marché local, la structure industrielle a été modélisée avec les paramètres suivants<sup>10</sup> :

<sup>10</sup> Données basées sur : 1.) Conseil Economique et Social, « Le système fiscal marocain, développement économique et cohésion sociale », 2012 ; 2.) Haute Commissariat au Plan, Recensement économique 2001/2002, rapport °1, [www.hcp.ma/file/103294/](http://www.hcp.ma/file/103294/), adaptées par eclareon ;

Tableau 18: structure industrielle du Maroc utilisée dans le modèle de calcul

### Taille d'entreprise

< 4 salariés	%
4-9 salariés	%
10 to 50 salariés	%
> 50 salariés	%

# d'emplois en moyenne	# d'entreprises	% des emplois totaux
1,50	88,0%	48,4%
6,50	10,0%	17,0%
30,00	1,6%	10,6%
920,00	0,4%	24,0%

### Taille du secteur informel

< 4 salariés	%
4-9 salariés	%
10 to 50 salariés	%
> 50 salariés	%

70,00%	Taille moyenne du secteur informel (nombre d'employés travaillant dans le SI)
30,00%	
20,00%	
10,00%	
43,50%	

### Qualification

Patrons et associés, employeur, indépendant	%
Salariés	%
Aides familiales	%
Apprentis	%

< 4 emplois	4-9 emplois	10 - 50 emplois	> 50 emplois
63%	15%	10%	3%
26%	75%	85%	92%
10%	6%	-	-
1%	4%	5%	5%
OK	OK	OK	OK

### Grille de salaires bruts mensuels

Patrons et associés, employeur, indépendant	MAD
Salariés	MAD
Aides familiales	MAD
Apprentis	MAD
Salaire brut mensuel en moyenne	MAD

< 4 emplois	4-9 emplois	10 - 50 emplois	> 50 emplois
6.000	8.000	12.000	25.000
4.000	5.000	6.000	7.000
2.450	3.000	3.000	3.000
2.450	2.450	2.450	2.450
5.090	5.228	6.423	7.313

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Ces valeurs s'appuient sur des statistiques officielles qui ont été complétées par la définition des hypothèses suivantes :

- La taille du secteur informel varie avec la taille de l'entreprise (plus l'entreprise est petite, plus la partie des emplois informels sera élevée, c'est-à-dire des postes d'emploi qui ne paient ni cotisations sociales ni impôts).
- Des aides familiales travaillent plutôt dans les entreprises avec < 10 employés
- La taille de l'entreprise influence la distribution des emplois selon leur niveau de qualification : par exemple, le pourcentage des employés de la catégorie « salariés » augmente avec la taille d'entreprise.
- La taille de l'entreprise détermine le niveau de salaire (plus l'entreprise est grande, plus le salaire / qualification sera élevé/e).

Ces paramètres constituent la base pour le calcul des cotisations sociales<sup>11</sup> selon les groupes de salariés tels qu'ils sont définis dans la grille de salaires bruts. Le secteur informel a été pris en compte

<sup>11</sup> Source : Centre des Liaisons Européennes et Internationales de Sécurité Sociale (CLEISS) ; <http://www.cleiss.fr/docs/cotisations/maroc.html>



avec un facteur en supposant que ni les cotisations sociales ni les impôts sur le salaire<sup>12</sup> sont payés pour cette partie du marché de travail.

Tableau 19: cotisations sociales au Maroc

### Cotisations sociales

	Part patronale	Part salariale	Total
Maladie-maternité (prestations en espèces), décès %	0,67%	0,33%	1,00%
Pension %	7,93%	3,96%	11,89%
Prestations familiales %	6,40%	-	6,40%
AMO de base %	2,00%	2,00%	4,00%
AMO obligatoire - Solidarité %	1,50%	-	1,50%
Indemnité pour perte d'emploi %	0,38%	0,19%	0,57%
Taxe de formation professionnelle %	1,60%	-	1,60%
Total %	20,48%	6,48%	26,96%

### Plafonds sur les charges sociales

Maladie-maternité (prestations en espèces), décès MAD	6.000
Pension MAD	6.000
Prestations familiales MAD	-
AMO de base MAD	-
AMO obligatoire - Solidarité MAD	-
Indemnité pour perte d'emploi MAD	6.000
Taxe de formation professionnelle MAD	-

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Des impôts sur le revenu des salariés (IR) ont également été calculés pour les salariés de qualifications différentes en utilisant les données suivantes<sup>13</sup>:

Tableau 20: tranches fiscales et taux d'impôts sur le revenu au Maroc

### Tranches fiscales du revenu mensuel

Tranche #1	MAD	Seuil supérieur	2.500
Tranche #2	MAD		4.166
Tranche #3	MAD		5.000
Tranche #4	MAD		6.666
Tranche #5	MAD		15.000
Tranche #6	MAD		0

### Taux de tranches

Tranche #1	%	Taux	-
Tranche #2	%		10,00%
Tranche #3	%		20,00%
Tranche #4	%		30,00%
Tranche #5	%		34,00%
Tranche #6	%		38,00%

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

<sup>12</sup> Source : Le système fiscal marocain : développement économique et cohésion sociale, p. 139 : « Dans le "Mémorandum économique" de la Banque mondiale publié sur le Maroc, il est noté que le secteur informel totalise 45% des emplois hors agriculture... »

<sup>13</sup> Source : Direction Générale des Impôts au Maroc, 2016

Les salaires nets résultent de la différence entre les salaires bruts et tous les prélèvements payés.

### 3.11 Bénéfices des entreprises et impôts sur les sociétés (IS)

Les impôts sur le revenu des salariés (IR) ont servi comme base pour l'estimation des impôts sur les sociétés (IS). eclareon a utilisé des ratios historiques qui se sont avérés corrélés de manière positive.

Tableau 21: estimation des impôts IR payés

#### Impôts sur les Sociétés (IS)

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Moyenne
Recettes fiscales IS (en Mio DHS)	MAD	24.182	30.013	46.290	52.395	35.114	40.250	41.543	40.417	41.480	41.319	
Contributions de 10 entreprises les plus grandes ... correspondant à IS	MAD									25,00%		
Recettes IR	MAD	24.386	28.009	33.312	26.728	26.928	27.525	28.959	34.081	33.985	36.848	
Ratios IR/ IS total		101%	93%	72%	51%	77%	68%	70%	84%	82%	89%	79%
Ratio IR/ IS sans les 10 les plus grands										109%	Adaptation	10,00%
												89%

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Dans une deuxième étape, le taux calculé a été adapté manuellement en prenant en compte les informations sur la distribution très déséquilibrée des paiements d'IS au Maroc<sup>14</sup> où dans le passé les 10 entreprises les plus grandes ont payé 25% de l'IS.

Finalement, les IS payés et le taux moyen d'IS de 30% ont été utilisés pour calculer les bénéfices nets officiellement déclarés par les entreprises. Prenant en compte encore une fois l'importance du secteur informel au Maroc, des bénéfices non-déclarés ont été ajoutés aux bénéfices officiellement déclarés et imposés :

Tableau 22: composants des bénéfices nets des entreprises

#### Bénéfices des entreprises

Bénéfice avant impôts sur les sociétés	MAD	-	747.627	5.580.991	15.051.362	41.615.400
Bénéfices du secteur informel	MAD	-	325.218	2.427.731	6.547.343	18.102.699
Bénéfices avant impôts totales	MAD	-	1.072.845	8.008.722	21.598.705	59.718.099

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

### 3.12 Calcul de la TVA et des droits de douane

Les ventes de systèmes PV dans les marchés résidentiel et commercial servaient comme base de l'estimation de la TVA. Les ventes étaient calculées sur la base des coûts d'installation des systèmes préalablement définis. Ces prix varient avec la taille du système et considèrent également une future baisse des coûts.

Le taux de la TVA (le taux régulier est de 20%) peut être modifié.

<sup>14</sup> Source : Ndiaye Mar Bassine, Le 360, 2015, « Dix entreprises paient 25% de l'Impôt sur les sociétés », <http://fr.le360.ma/economie/dix-entreprises-paient-25-de-limpot-sur-les-societes-35203>

Pour trouver les droits de douane des composants importés de la partie en amont, l'outil ADIL du gouvernement marocain a été utilisé<sup>15</sup>. L'inverse du taux de production locale a été utilisé comme taux d'importation.

Tableau 23: étapes pour le calcul de droits de douane

<b>Taux d'importation</b>			
BOS	%	40,00%	40,00%
Panneau	%	98,00%	98,00%
Cellule	%	100,00%	100,00%
Wafer	%	100,00%	100,00%
Onduleur	%	100,00%	100,00%
<b>Valeur d'importations</b>			
BOS	MAD	-	2.639.484
Panneau	MAD	-	4.927.037
Cellule	MAD	-	6.912.935
Wafer	MAD	-	1.885.346
Onduleur	MAD	-	3.456.467
Total	MAD	-	19.821.269
Total import quota	%	-	63%
<b>Droits de douane</b>			
BOS	MAD	-	65.987
Panneau	MAD	-	123.176
Cellule	MAD	-	172.823
Wafer	MAD	-	47.134
Onduleur	MAD	-	86.412
Droits de douane total	MAD	-	495.532

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

<sup>15</sup> Source : Assistant au Dédouanement des marchandises à l'Importation en Ligne (ADIL) ; 2016, <http://www.douane.gov.ma/adil/>

## 4 Analyse des scénarios

La simulation des impacts sur l'emploi a été adressée directement dans les outils Excel développés au cours du projet. Une feuille de scénarios permet de définir des niveaux de subventions sur le temps et de les modifier de façon dynamique, sans pour autant changer les hypothèses de référence saisies dans les feuilles qui contiennent des données d'entrée.

Tableau 24: feuille de scénarios : niveaux de subventions sur le temps

	Sélection	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pas de subventions	%	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Scénario 1	%	2	-	30%	30%	30%	20%	20%	20%	-
Scénario 2	%	3	-	20%	20%	20%	10%	10%	10%	-
Scénario 3	%	4	-	10%	10%	10%	-	-	-	-

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

De plus, il est également possible de définir et de modifier d'autres paramètres pour simuler des mécanismes de support ou des coûts supplémentaires :

Tableau 25: feuille de scénarios : définition de paramètres

		Sélection	Cas de base	Frais d'accès au réseau immédiat
Irradiation de la région	kWh/m <sup>2</sup> /a	2.000	2.000	2.000
Tarif d'achat de l'excédent	MAD/kWh	-	-	-
Taux d'intérêt	% p.a.	8,00%	5,00%	5,00%
Coûts d'accès au réseau	MAD/kWc	-	-	240
Début pour les frais d'accès au réseau	#	-	-	-
TVA	%	20%	20%	20%

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Il est ainsi possible d'observer comment réagissent les divers paramètres à travers une modification.

Pour chaque niveau de subvention et pour chaque paramètre modifiable dans la feuille «scénarios», le tableau des données d'entrée affiche tous les scénarios applicables. Le scénario souhaité peut être sélectionné à travers un menu déroulant. Les résultats et les graphiques de la feuille de résultats sont interdépendants, ce qui permet d'examiner la manière dont réagit le marché face à plusieurs changements de paramètres.

En ce qui concerne la sélection de scénarios pour cette étude, on s'est concentré sur le marché résidentiel et plus particulièrement encore sur les consommateurs des tranches T1-T3. Ces consommateurs sont des petits consommateurs d'électricité et représentent 87% de tous les consommateurs privés.

Comme montré par les calculs du potentiel de marché, une installation PV n'est pas rentable pour les petits consommateurs des tranches T1-T3 (/ T4) sans subventions parce que les prix d'électricité par kWh resteront plus bas que les LCOEs d'un système PV de la taille adéquate.

Les tableaux montrent qu'un potentiel de marché pour la tranche de consommateurs T1 n'apparaîtra qu'en 2022, c'est-à-dire approximativement 5 années après l'ouverture du réseau BT (prévue pour 2017) et plus tôt pour des autres tranches de consommation :

Tableau 26: comparaison LCOE/ prix de l'électricité

**LCOE Data Table by System Size**

Years			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
System Price Index	Index		1,00	0,97	0,94	0,91	0,89	0,86	0,83
50 kWh	kWc		1,36	1,32	1,28	1,24	1,20	1,17	1,13
125 kWh	kWc		1,32	1,28	1,24	1,21	1,17	1,13	1,10
175 kWh	kWc		1,30	1,26	1,23	1,19	1,15	1,12	1,09
250 kWh	kWc		1,29	1,25	1,21	1,17	1,14	1,10	1,07
400 kWh	kWc		1,27	1,23	1,19	1,16	1,12	1,09	1,05
600 kWh	kWc		1,25	1,21	1,17	1,14	1,11	1,07	1,04

**Electricity Price Escalation**

			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	kWc		0,90	0,94	0,97	1,01	1,05	1,10	1,14
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	kWc		1,04	1,08	1,12	1,17	1,21	1,26	1,31
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	kWc		1,04	1,08	1,12	1,17	1,21	1,26	1,31
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	kWc		1,13	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,43
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	kWc		1,34	1,39	1,44	1,50	1,56	1,62	1,69
T6 (>500 kWh), facturation sélective	kWc		1,54	1,60	1,67	1,73	1,80	1,88	1,95

**Comparaison LCOE/ prix d'électricité**

			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	kWc		réseau	réseau	réseau	réseau	réseau	réseau	PV
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	kWc		réseau	réseau	réseau	réseau	PV	PV	PV
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	kWc		réseau	réseau	réseau	réseau	PV	PV	PV
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	kWc		réseau	réseau	PV	PV	PV	PV	PV
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	kWc		PV	PV	PV	PV	PV	PV	PV
T6 (>500 kWh), facturation sélective	kWc		PV	PV	PV	PV	PV	PV	PV

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Pour pouvoir éclaircir sur quelles conditions ces segments se développeront, les scénarios suivants ont été choisis et calculés :

- Scénario de base - développement du marché résidentiel sans subventions
- Scénarios #1 - #3 : développement du marché résidentiel en appliquant des différents niveaux des subventions et avec un facteur de barrière plutôt élevé (4)
- Scénarios #4 - #6 : développement du marché résidentiel en appliquant des différents niveaux des subventions et avec un facteur de barrière plutôt optimiste (3)

De plus, deux autres scénarios ont été choisis pour montrer l'effet d'une charge supplémentaire prélevée pour tous les consommateurs résidentiels qui installent un système PV.

- Scénarios #7 - #8 : développement du marché résidentiel en appliquant un frais de réseau pour tous les consommateurs résidentiels

Finalement le scénario #9 montre l'influence d'un taux de crédit plus élevé sur le développement du marché

Par la suite, tous ces scénarios et leurs résultats sont présentés. Comme les scénarios suivants ne concernent que le segment résidentiel, seuls les effets dans ce segment résidentiel du marché sont affichés dans les graphiques.

Les résultats et observations seront alors interprétés en détail à la fin de cette section du rapport.

## 4.1 Scénario de base - développement sans subventions (facteur de barrière : 4)

Pour pouvoir observer les effets de l'introduction des différents systèmes de support, un scénario de base a été défini. Les paramètres de ce scénario sont les suivants :

Irradiation de la région	kWh/m <sup>2</sup> /a	2.000
Tarif d'achat de l'excédent	MAD/kWh	-
Taux d'intérêt	% p.a.	5,00%
Coûts d'accès au réseau	MAD/kWc	-
Début pour les frais d'accès au réseau	#	-
TVA	%	20%

Il n'y a aucune subvention considérée dans ce scénario de base :

Sélection	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Les facteurs de barrière et les facteurs temporel choisis sont les mêmes pour tous les segments :

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	Micro entreprise	Petite entreprise	Moyenne entreprise
Facteurs de barrière:	4	4	4	4	4	4	4	4	4
50% atteints après X années:	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Les effets sur les emplois (ETP) et d'autres éléments comme la valeur ajoutée économique après cinq ans sont affichés directement dans la feuille de résultats :

Hypothèses clés			Résultats		
Intensité de main-d'œuvre - en amont	ETP/MW	2,00	Sélection d'année	année(s):	2021
Intensité de main-d'œuvre - en aval	ETP/MW	3,50	<u>Marché(s) annuel(s)</u>		
Distribution des salariés par taille d'entreprise			Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6
< 4 salariés	%	48,4%	Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8
4-9 salariés	%	17,0%	<u>Marché(s) cumulé(s)</u>		
10 to 50 salariés	%	10,6%	Toitures résidentielles- cumulées	MWc cum.	13,6
> 50 salariés	%	24,0%	Toitures commerciales - cumulées	MWc cum.	29,2
Taille du secteur informel	%	43,5%	<u>ETP par année</u>		
Salaire brut mensuel en moyenne	MAD	5.788	ETP - toitures résidentielles	ETP	215
Hausse de salaire	%	4,7%	ETP - toitures commerciales	ETP	444
<b>Facteurs de création d'emploi local de départ</b>			%-ETP en-amont	%	6,9%
<u>Sur la base des installations annuelles</u>			%-ETP en-aval	%	93,1%
En-amont- total	ETP/MW p.a.	2,3	<u>Valeur ajoutée économique - marché total</u>		
Ingénierie, études, administration	ETP/MW p.a.	24,4	Ventes	Mio.MAD	352,6
Installation	ETP/MW p.a.	22,5	Salaires nets	Mio.MAD	49,0
En-aval - total annuel	ETP/MW p.a.	46,9	Total- cotisations sociales	Mio.MAD	9,2
<u>Sur la base des installations cumulées</u>			Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0
ETPs créés sur base des installations annuelles	ETP/MW cur	1,15	Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2
			TVA	Mio.MAD	70,5
			Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5
			Droits de douane	Mio.MAD	5,1
			Valeur ajoutée économique (VAE)	Mio.MAD	206,1

Figure 6: résultats détaillés du scénario de base





## 4.2 Scénario #1 : subventions de 30% et 20% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 4)

Le premier scénario montre les effets d'une subvention accordée uniquement aux abonnés des tranches de consommation T1-T3. Cette subvention s'élève à 30% de l'investissement pendant les trois premières années après l'ouverture du réseau basse tension et à 20% pendant les trois années suivantes :

Niveau de subventions T1-T3	%	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		-	30%	30%	30%	20%	20%	20%	-

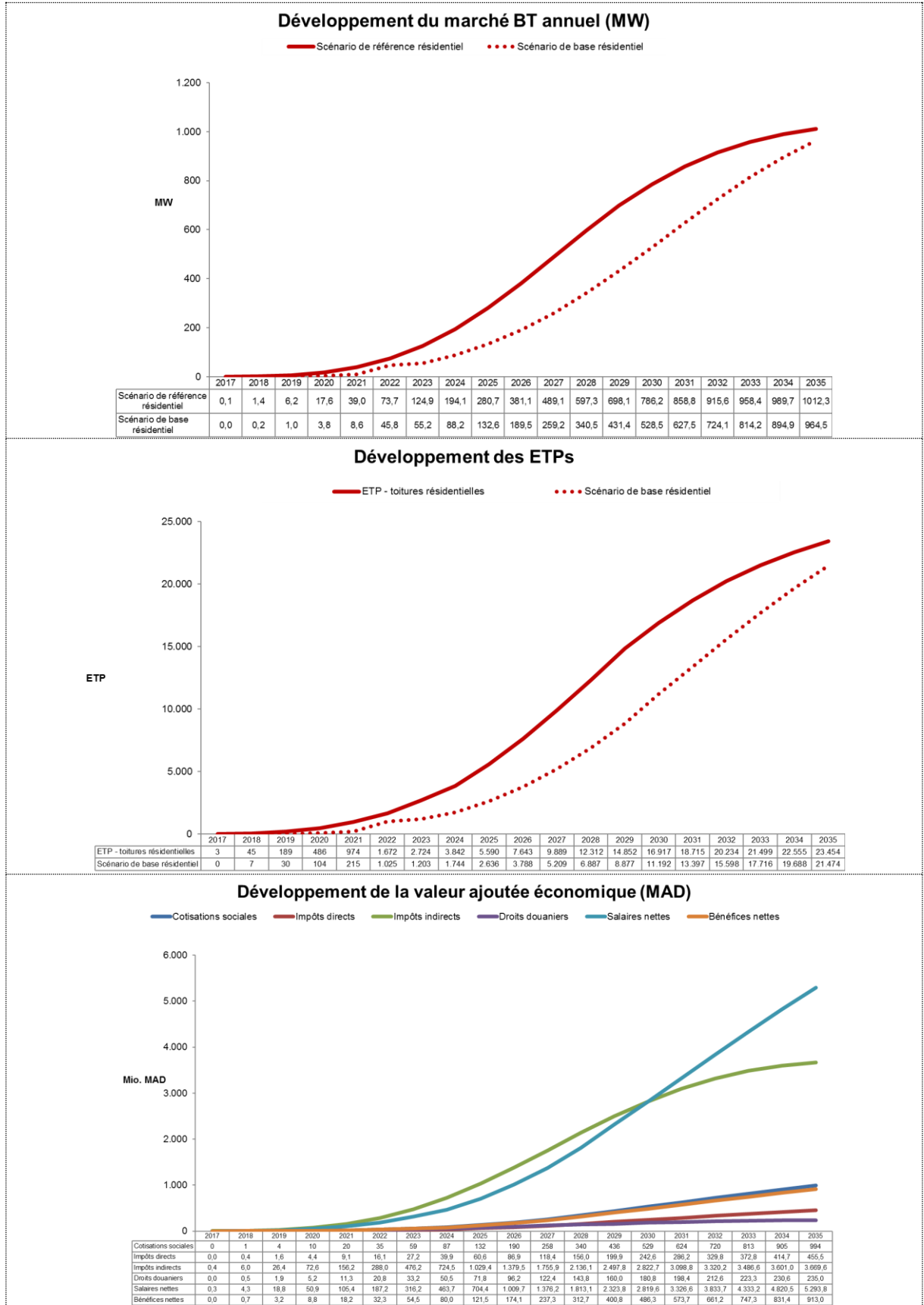
Les paramètres de ce scénario, les hypothèses clés et les facteurs de création d'emploi sont les mêmes que dans le scénario de base. Le facteur de barrière n'a pas changé non plus mais comme un marché subventionné se développe plus rapidement qu'un marché sans subventions, le facteur temporel prévoit que 50% du potentiel du marché dans les tranches de consommation T1-T3 soit déjà atteint après 15 ans, c'est-à-dire 5 ans plus tôt que dans le scénario de base.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	Micro entreprise	Petite entreprise	Moyenne entreprise
Facteurs de barrière:	4	4	4	4	4	4	4	4	4
50% atteints après X années:	15	15	15	20	20	20	20	20	20

Les effets de ce scénario en comparaison avec le scénario de base sont affichés directement dans la feuille de résultats :

Résultats 2021					
		Scénario de base	Scénario de référence	Différence absolue	Différence relative
Marché(s) annuel(s)					
Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6	39,0	30,3	352%
Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8	17,8	-	-
Marché(s) cumulé(s)					
Toitures résidentielles- cumulées	MWc cum.	13,6	64,2	50,6	371%
Toitures commerciales - cumulées	MWc cum.	29,2	29,2	-	-
ETP par année					
ETP - toitures résidentielles	ETP	215	974	759,1	353%
ETP - toitures commerciales	ETP	444	444	-	-
%-ETP en-amont	%	6,9%	6,9%	-	-
%-ETP en-aval	%	93,1%	93,1%	-	-
Valeur ajoutée économique - marché BT total					
Ventes	Mio.MAD	352,6	781,1	428,6	122%
Salaires nets	Mio.MAD	49,0	105,4	9,7	115%
Cotisations sociales	Mio.MAD	9,2	19,8	56,4	115%
Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0	4,3	10,6	115%
Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2	4,8	2,3	115%
TVA	Mio.MAD	70,5	156,2	2,6	115%
Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5	18,2	85,7	122%
Droits de douane	Mio.MAD	5,1	11,3	6,2	122%
Valeur ajoutée économique (VAE)	Mio.MAD	206,1	461,2	255,1	124%

Figure 7: résultats détaillés du scénario #1



### 4.3 Scénario #2 : subventions de 20% et 10% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 4)

Le 2<sup>ème</sup> scénario montre également les effets d'une subvention accordée uniquement aux abonnés des tranches de consommation T1-T3. Cette subvention s'élève à 20% de l'investissement pendant les trois premières années après l'ouverture du réseau basse tension et à 10% pendant les trois années suivantes :

Sélection	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
3	-	20%	20%	20%	10%	10%	10%	-

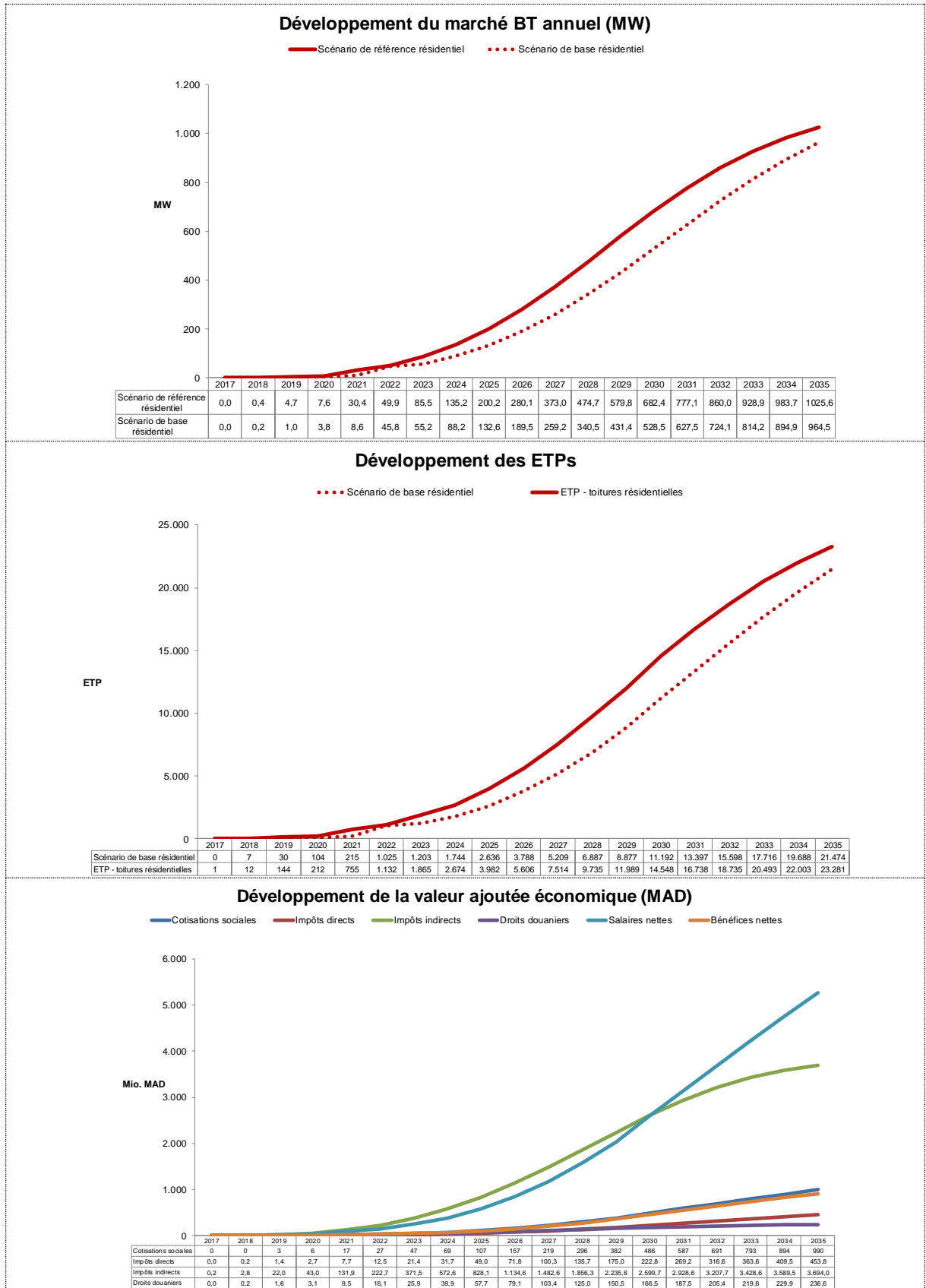
Les paramètres de ce scénario, les hypothèses clés et les facteurs de création d'emploi sont les mêmes que dans le scénario de base. Le facteur de barrière n'a pas changé non plus, mais comme un marché subventionné se développe plus rapidement qu'un marché sans subventions, le facteur temporel prévoit que 50% du potentiel du marché dans les tranches de consommation T1-T3 soit déjà atteint après 17 ans, c'est-à-dire 3 ans plus tôt que dans le scénario de base mais deux ans plus tard que dans le scénario #1 dont le niveau de subvention est plus élevé.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	Micro entreprise	Petite entreprise	Moyenne entreprise
Facteurs de barrière:	4	4	4	4	4	4	4	4	4
50% atteints après X années:	17	17	17	20	20	20	20	20	20

Les effets de ce scénario en comparaison avec le scénario de base sont affichés directement dans la feuille de résultats :

Résultats 2021					
		Scénario de base	Scénario de référence	Différence absolue	Différence relative
Marché(s) annuel(s)					
Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6	30,4	21,7	252%
Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8	17,8	-	-
Marché(s) cumulé(s)					
Toitures résidentielles- cumulées	MWc cum.	13,6	43,1	29,5	217%
Toitures commerciales - cumulées	MWc cum.	29,2	29,2	-	-
ETP par année					
ETP - toitures résidentielles	ETP	215	755	539,8	251%
ETP - toitures commerciales	ETP	444	444	-	-
%-ETP en-amont	%	6,9%	6,9%	0,02%	
%-ETP en-aval	%	93,1%	93,1%	(0,02%)	
<b>Valeur ajoutée économique - marché BT total</b>					
Ventes	Mio.MAD	352,6	659,7	307,1	87%
Salaires nets	Mio.MAD	49,0	89,1	6,9	82%
Cotisations sociales	Mio.MAD	9,2	16,7	40,1	82%
Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0	3,6	7,5	82%
Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2	4,1	1,6	82%
TVA	Mio.MAD	70,5	131,9	1,8	82%
Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5	15,4	61,4	87%
Droits de douane	Mio.MAD	5,1	9,5	4,4	87%
<b>Valeur ajoutée économique (VAE)</b>	<b>Mio.MAD</b>	<b>206,1</b>	<b>389,3</b>	<b>183,3</b>	<b>89%</b>

Figure 8: résultats détaillés du scénario #2



#### 4.4 Scénario #3 : subventions de 10% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 4)

Le 3<sup>ème</sup> scénario montre encore une fois les effets d'une subvention allouée uniquement aux abonnés des tranches de consommation T1-T3. Cette subvention s'élève à 10% de l'investissement pendant les trois premières années après l'ouverture du réseau basse tension :

Sélection	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Niveau de subventions T1-T3 %	4	-	10%	10%	10%	-	-	-

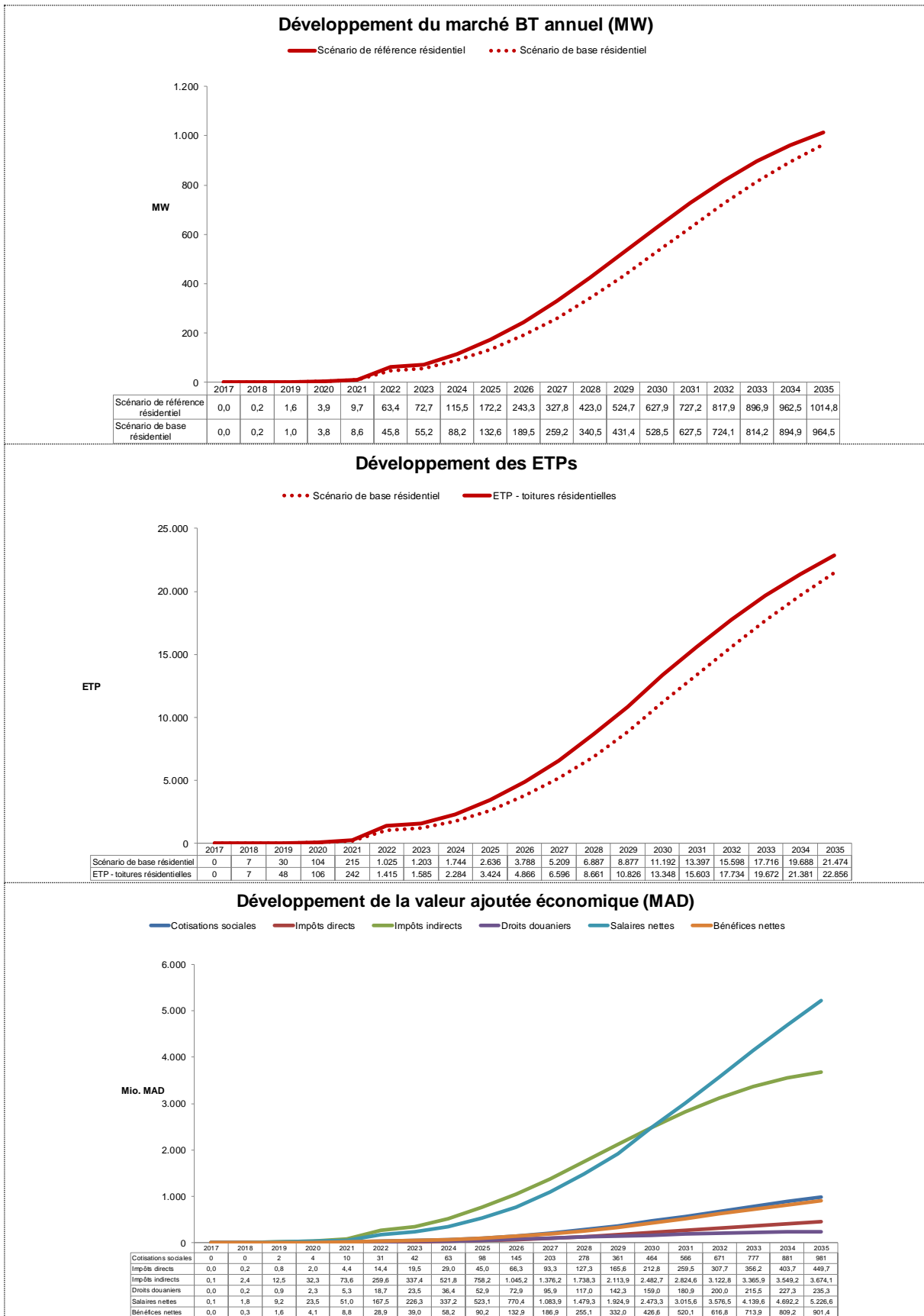
Les paramètres de ce scénario, les hypothèses clés et les facteurs de création d'emploi sont les mêmes que dans le scénario de base. Le facteur de barrière n'a pas changé non plus mais comme un marché subventionné se développe plus rapidement qu'un marché sans subventions le facteur temporel prévoit que 50% du potentiel dans les tranches de consommation T1-T3 soit déjà atteint après 18 ans, c'est-à-dire 2 ans plus tôt que dans le scénario de base mais plus tard que dans les scénarios #1 et #2 dont les niveaux de subvention sont plus élevés.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	Micro entreprise	Petite entreprise	Moyenne entreprise
Facteurs de barrière:	4	4	4	4	4	4	4	4	4
50% atteints après X années:	18	18	18	20	20	20	20	20	20

Les effets de ce scénario en comparaison avec le scénario de base sont affichés directement dans la feuille de résultats :

Résultats 2021					
		Scénario de base	Scénario de référence	Différence absolue	Différence relative
<b>Marché(s) annuel(s)</b>					
Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6	9,7	1,1	13%
Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8	17,8	-	-
<b>Marché(s) cumulé(s)</b>					
Toitures résidentielles- cumulées	MWc cum.	13,6	15,4	1,8	13%
Toitures commerciales - cumulées	MWc cum.	29,2	29,2	-	-
<b>ETP par année</b>					
ETP - toitures résidentielles	ETP	215	242	27,1	13%
ETP - toitures commerciales	ETP	444	444	-	-
%-ETP en-amont	%	6,9%	6,9%	-	-
%-ETP en-aval	%	93,1%	93,1%	-	-
<b>Valeur ajoutée économique - marché BT total</b>					
Ventes	Mio.MAD	352,6	367,9	15,3	4%
Salaires nets	Mio.MAD	49,0	51,0	0,3	4%
Cotisations sociales	Mio.MAD	9,2	9,6	2,0	4%
Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0	2,1	0,4	4%
Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2	2,3	0,1	4%
TVA	Mio.MAD	70,5	73,6	0,1	4%
Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5	8,8	3,1	4%
Droits de douane	Mio.MAD	5,1	5,3	0,2	4%
Valeur ajoutée économique (VAE)	Mio.MAD	206,1	215,2	9,1	4%

Figure 9: résultats détaillés du scénario #3



## 4.5 Scénario #4 : subventions de 30% et 20% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 3)

Le 4<sup>ème</sup> scénario montre les effets d'une subvention allouée uniquement aux abonnés de tranches de consommation T1-T3. Cette subvention est la même que dans le scénario #1 (30% pendant les trois premières années, 20% pendant les trois années consécutives).

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Niveau de subventions T1-T3	%	-	30%	30%	30%	20%	20%	20%	-

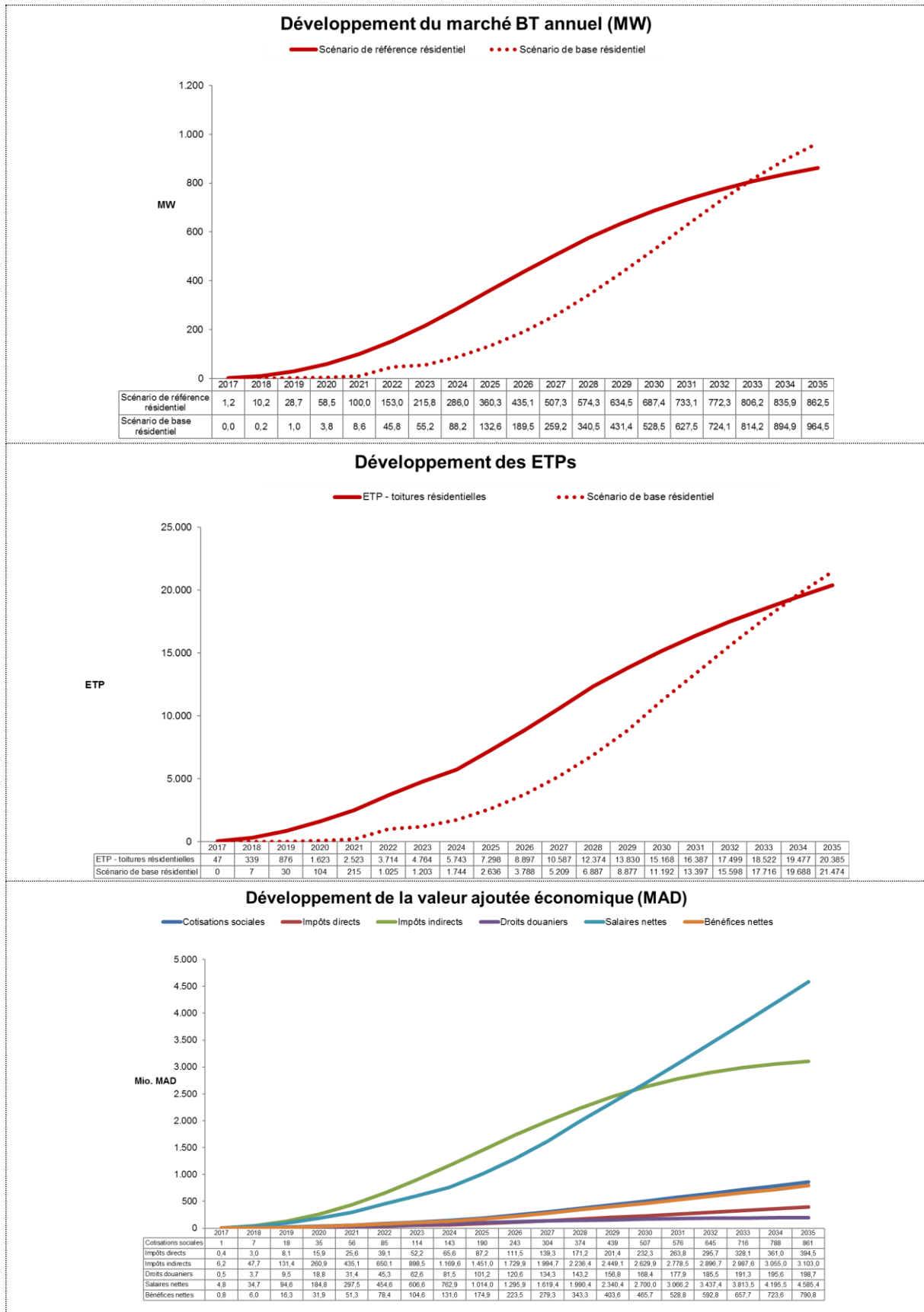
Les paramètres de ce scénario, les hypothèses clés et les facteurs de création d'emploi sont les mêmes que dans le scénario de base. Cependant le facteur de barrière est plus bas que celui utilisé dans les scénarios précédents. Comme dans le scénario #1 le facteur temporel prévoit que 50% du potentiel de marché dans les tranches de consommation T1-T3 soit déjà atteint après 15 ans grâce aux subventions, c'est-à-dire 5 ans plus tôt que dans le scénario de base.

		T1	T2	T3	T4	T5	T6	Micro entreprise	Petite entreprise	Moyenne entreprise
Facteurs de barrière:		3	3	3	3	3	3	3	3	3
50% atteints après X années:		15	15	15	20	20	20	20	20	20

Les effets de ce scénario en comparaison avec le scénario de base sont affichés directement dans la feuille de résultats :

Résultats 2021					
		Scénario de base	Scénario de référence	Différence absolue	Différence relative
<b>Marché(s) annuel(s)</b>					
Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6	100,0	91,4	1.061%
Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8	58,7	40,9	230%
<b>Marché(s) cumulé(s)</b>					
Toitures résidentielles- cumulées	MWc cum.	13,6	198,6	185,0	1.358%
Toitures commerciales - cumulées	MWc cum.	29,2	115,3	86,2	295%
<b>ETP par année</b>					
ETP - toitures résidentielles	ETP	215	2.523	2.307,6	1.073%
ETP - toitures commerciales	ETP	444	1.479	1.034,6	233%
%-ETP en-amont	%	6,9%	6,8%	(0,06%)	
%-ETP en-aval	%	93,1%	93,2%	0,06%	
<b>Valeur ajoutée économique - marché BT total</b>					
Ventes	Mio.MAD	352,6	2.175,6	1.823,0	517%
Salaires nets	Mio.MAD	49,0	297,5	42,9	507%
Cotisations sociales	Mio.MAD	9,2	55,8	248,5	507%
Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0	12,0	46,6	507%
Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2	13,6	10,1	507%
TVA	Mio.MAD	70,5	435,1	11,3	507%
Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5	51,3	364,6	517%
Droits de douane	Mio.MAD	5,1	31,4	26,3	517%
<b>Valeur ajoutée économique (VAE)</b>	<b>Mio.MAD</b>	<b>206,1</b>	<b>1.278,9</b>	<b>1.072,8</b>	<b>521%</b>

Figure 10: résultats détaillés du scénario #4





## 4.6 Scénario #5 : subventions de 20% et 10% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 3)

Le 5<sup>ème</sup> scénario montre les effets d'une subvention accordée uniquement aux abonnés des tranches de consommation T1-T3. Cette subvention est la même que dans le scénario #2 (20% pendant les trois premières années, 10% pendant les trois années suivantes).

Sélection	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Niveau de subventions T1-T3 %	3	-	20%	20%	20%	10%	10%	10%	-

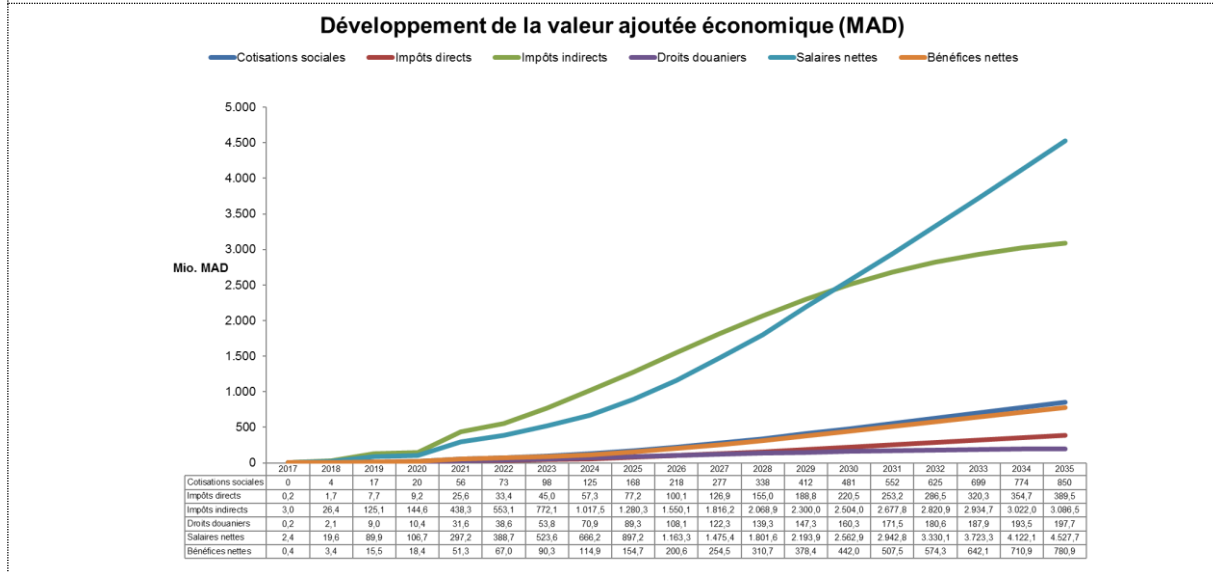
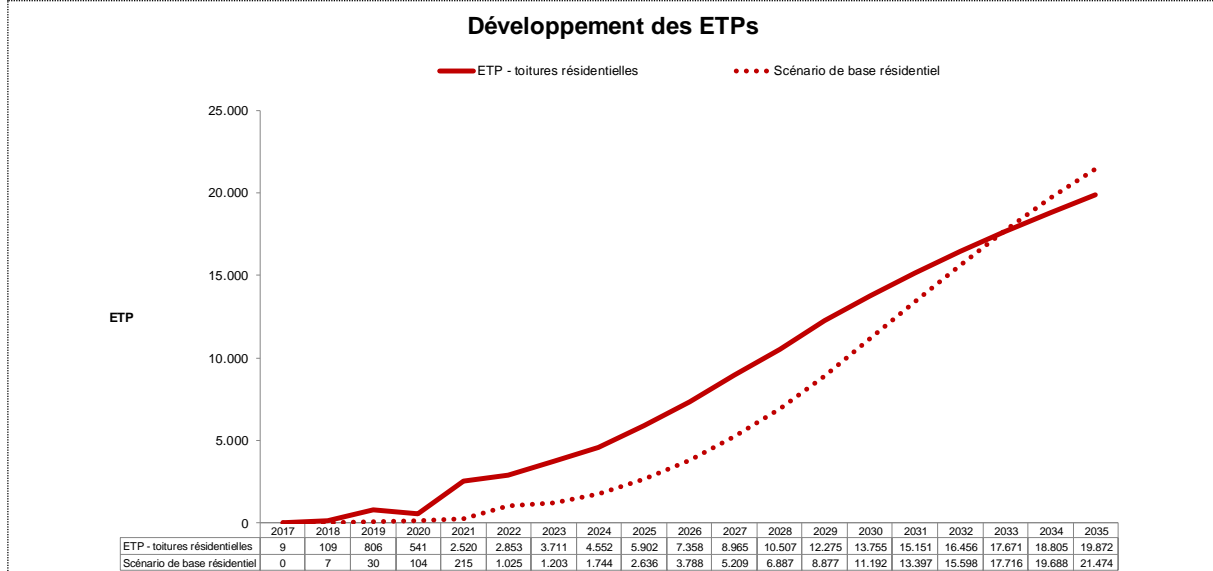
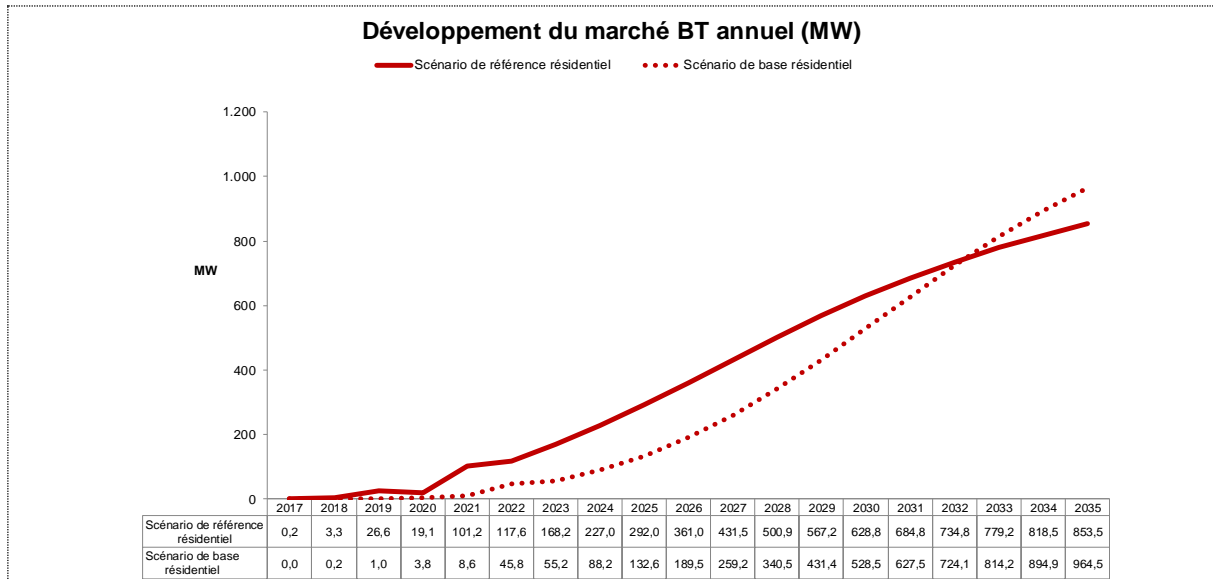
Les paramètres de ce scénario, les hypothèses clés et les facteurs de création d'emploi sont les mêmes que dans le scénario de base. Cependant le facteur de barrière est plus bas que celui utilisé dans le scénario de base et dans les scénarios #1 à #3. Comme dans le scénario #2 le facteur temporel prévoit que 50% du potentiel de marché dans les tranches de consommation T1-T3 soit déjà atteint après 17 ans grâce aux subventions, c'est-à-dire 3 ans plus tôt que dans le scénario de base mais 2 ans plus tard que dans le scénario #4.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	Micro entreprise	Petite entreprise	Moyenne entreprise
Facteurs de barrière:	3	3	3	3	3	3	3	3	3
50% atteints après X années:	17	17	17	20	20	20	20	20	20

Les effets de ce scénario en comparaison avec le scénario de base sont affichés directement dans la feuille de résultats :

Résultats 2021					
		Scénario de base	Scénario de référence	Différence absolue	Différence relative
<b>Marché(s) annuel(s)</b>					
Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6	101,2	92,6	1.074%
Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8	58,7	40,9	230%
<b>Marché(s) cumulé(s)</b>					
Toitures résidentielles - cumulées	MWc cum.	13,6	150,3	136,7	1.004%
Toitures commerciales - cumulée	MWc cum.	29,2	115,3	86,2	295%
<b>ETP par année</b>					
ETP - toitures résidentielles	ETP	215	2.520	2.304,6	1.071%
ETP - toitures commerciales	ETP	444	1.479	1.034,6	233%
%-ETP en-amont	%	6,9%	6,8%	(0,01%)	
%-ETP en-aval	%	93,1%	93,2%	0,01%	
<b>Valeur ajoutée économique - marché total</b>					
Ventes	Mio.MAD	352,6	2.191,5	1.838,9	522%
Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5	51,3	42,8	506%
Salaires nets	Mio.MAD	49,0	297,2	248,2	506%
Cotisations sociales	Mio.MAD	9,2	55,8	46,6	506%
Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0	12,0	10,0	506%
Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2	13,5	11,3	506%
TVA	Mio.MAD	70,5	438,3	367,8	522%
Droits de douane	Mio.MAD	5,1	31,6	26,5	522%
Valeur ajoutée brute (VAB)	Mio.MAD	206,1	1.291,7	1.085,6	527%

Figure 11: résultats détaillés du scénario #5



## 4.7 Scénario #6 : subventions de 10% (secteur résidentiel, facteur de barrière : 3)

Le 6<sup>ème</sup> scénario montre les effets d'une subvention accordée uniquement aux abonnés des tranches de consommation T1-T3 Cette subvention est la même que dans le scénario #3 (10% pendant les trois premières années).

Sélection	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Niveau de subventions T1-T3 %	4	-	10%	10%	10%	-	-	-

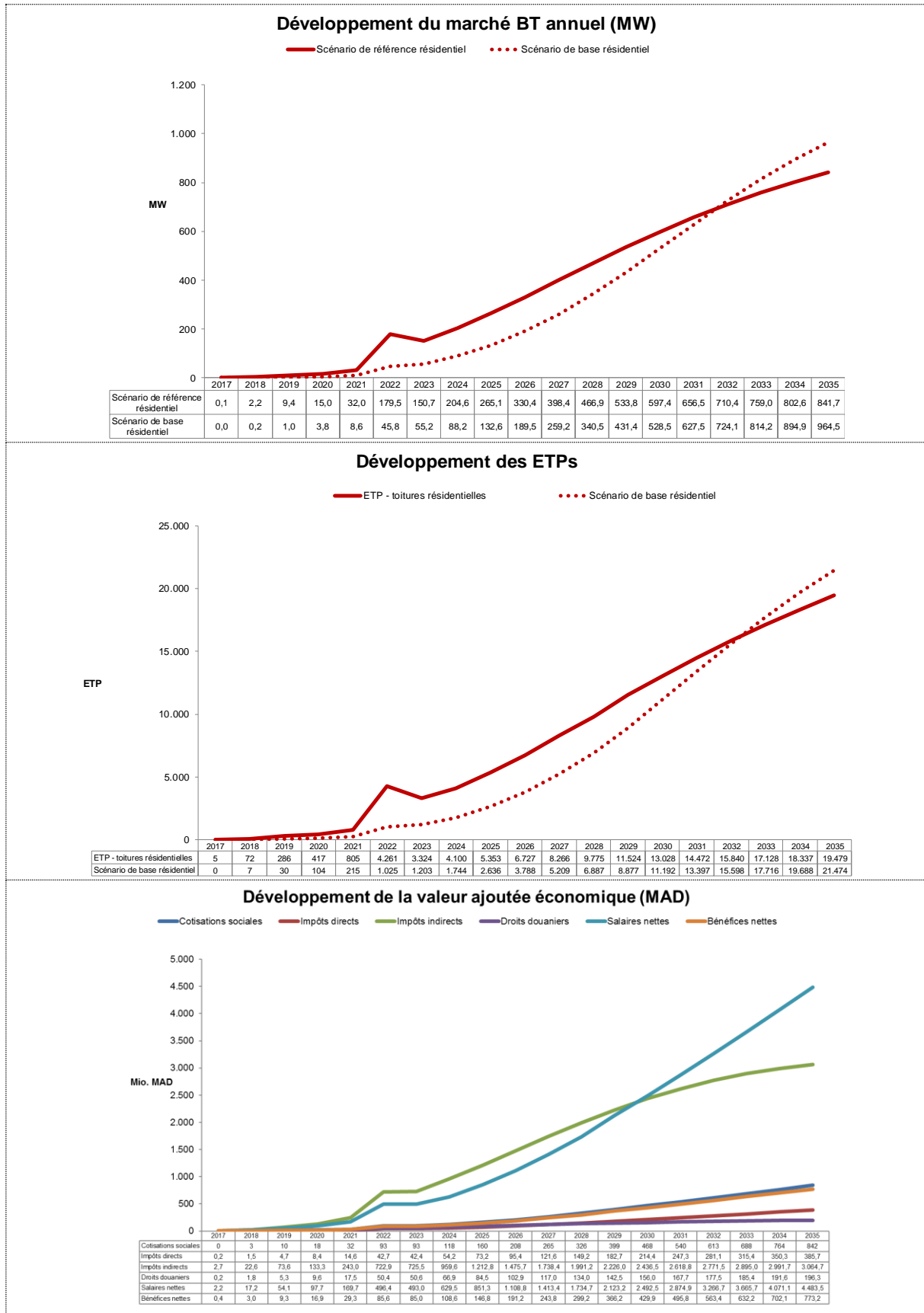
Les paramètres de ce scénario, les hypothèses clés et les facteurs de création d'emploi sont les mêmes que dans le scénario de base. Cependant le facteur de barrière est plus bas que celui utilisé dans le scénario de base et dans les scénarios #1 à #3. Comme dans le scénario #3 le facteur temporel prévoit que 50% du potentiel de marché dans les tranches de consommation T1-T3 soit déjà atteint après 18 ans grâce aux subventions, c'est-à-dire 2 ans plus tôt que dans le scénario de base mais plus tard que dans le scénario #4 and #5 dont les subventions sont plus élevées.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	Micro entreprise	Petite entreprise	Moyenne entreprise
Facteurs de barrière:	3	3	3	3	3	3	3	3	3
50% atteints après X années:	18	18	18	20	20	20	20	20	20

Les effets de ce scénario en comparaison avec le scénario de base sont affichés directement dans la feuille de résultats :

Résultats 2021					
		Scénario de base	Scénario de référence	Différence absolue	Différence relative
Marché(s) annuel(s)					
Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6	32,0	23,4	272%
Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8	58,7	40,9	230%
Marché(s) cumulé(s)					
Toitures résidentielles- cumulées	MWc cum.	13,6	58,7	45,1	331%
Toitures commerciales - cumulée	MWc cum.	29,2	115,3	86,2	295%
ETP par année					
ETP - toitures résidentielles	ETP	215	805	589,5	274%
ETP - toitures commerciales	ETP	444	1.479	1.034,6	233%
%-ETP en-amont	%	6,9%	6,8%	(0,05%)	
%-ETP en-aval	%	93,1%	93,2%	0,05%	
<u>Valeur ajoutée économique - marché total</u>					
Ventes	Mio.MAD	352,6	1.214,8	862,2	245%
Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5	29,3	20,8	246%
Salaires nets	Mio.MAD	49,0	169,7	120,7	246%
Cotisations sociales	Mio.MAD	9,2	31,9	22,7	246%
Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0	6,9	4,9	246%
Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2	7,7	5,5	246%
TVA	Mio.MAD	70,5	243,0	172,4	245%
Droits de douane	Mio.MAD	5,1	17,5	12,4	245%
Valeur ajoutée brute (VAB)	Mio.MAD	206,1	708,8	502,8	244%

Figure 12: résultats détaillés du scénario #6



## 4.8 Scénario #7 : frais de réseau dès le début (facteur de barrière : 4)

Le 7<sup>ème</sup> scénario montre les effets d'une introduction de frais de réseau qui seront payés par tous les abonnés résidentiels (tranches de consommation T1-T6) dès l'ouverture du réseau BT aux énergies renouvelables. Ces frais de réseau signifient un coût supplémentaire pour les utilisateurs d'un système PV et s'élèvent à 240 MAD / kWc installé. Les paramètres résultant de ce scénario sont les suivants :

Irradiation de la région	kWh/m <sup>2</sup> /a	2.000
Tarif d'achat de l'excédent	MAD/kWh	-
Taux d'intérêt	% p.a.	5,00%
Coûts d'accès au réseau	MAD/kWc	240
Début pour les frais d'accès au réseau	#	-
TVA	%	20%

A part les frais de réseau, les paramètres de ce scénario, les hypothèses clés et les facteurs de création d'emploi sont les mêmes que dans le scénario de base. Le facteur de barrière n'a pas changé non plus mais en supposant que l'introduction des coûts supplémentaires mène à un développement ralenti en comparaison avec un marché sans coûts supplémentaires, le facteur temporel prévoit que 50% du potentiel dans les tranches de consommation T1-T6 ne soit atteint qu'après 22 ans, c'est-à-dire 2 ans plus tard que dans le scénario de base.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	Micro entreprise	Petite entreprise	Moyenne entreprise
Facteurs de barrière:	4	4	4	4	4	4	4	4	4
50% atteints après X années:	22	22	22	22	22	22	20	20	20

Les effets de ce scénario en comparaison avec le scénario de base sont affichés directement dans la feuille de résultats :

Résultats 2021						
		Scénario de base	Scénario de référence	Différence absolue		Différence relative
Marché(s) annuel(s)						
Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6	5,7	-	2,9	(34%)
Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8	17,8	-	-	-
Marché(s) cumulé(s)						
Toitures résidentielles - cumulées	MWc cum.	13,6	7,0	-	6,6	(49%)
Toitures commerciales - cumulée	MWc cum.	29,2	29,2	-	-	-
ETP par année						
ETP - toitures résidentielles	ETP	215	141	-	73,9	(34%)
ETP - toitures commerciales	ETP	444	444	-	-	-
%-ETP en-amont	%	6,9%	6,9%		0,01%	
%-ETP en-aval	%	93,1%	93,1%		(0,01%)	
<u>Valeur ajoutée économique - marché total</u>						
Ventes	Mio.MAD	352,6	307,9	(44,7)		(13%)
Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5	7,5	(0,9)		(11%)
Salaires nets	Mio.MAD	49,0	43,5	(5,5)		(11%)
Cotisations sociales	Mio.MAD	9,2	8,2	(1,0)		(11%)
Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0	1,8	(0,2)		(11%)
Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2	2,0	(0,3)		(11%)
TVA	Mio.MAD	70,5	61,6	(8,9)		(13%)
Droits de douane	Mio.MAD	5,1	4,4	(0,6)		(13%)
Valeur ajoutée brute (VAB)	Mio.MAD	206,1	178,9	(27,1)		(13%)

Figure 13: résultats détaillés du scénario #7



#### 4.9 Scénario #8 : frais de réseau après cinq ans (facteur de barrière : 4)

Le 8<sup>ème</sup> scénario montre les effets d'une introduction de frais de réseau qui seront payés par tous les abonnés résidentiels (tranches de consommation T1-T6). Au contraire du scénario #7, ces frais ne seront prélevés que cinq ans après l'ouverture du réseau BT aux énergies renouvelables. Ces frais de réseau s'élèvent à 240 MAD / kWc installé. Les paramètres résultants de ce scénario sont les suivants :

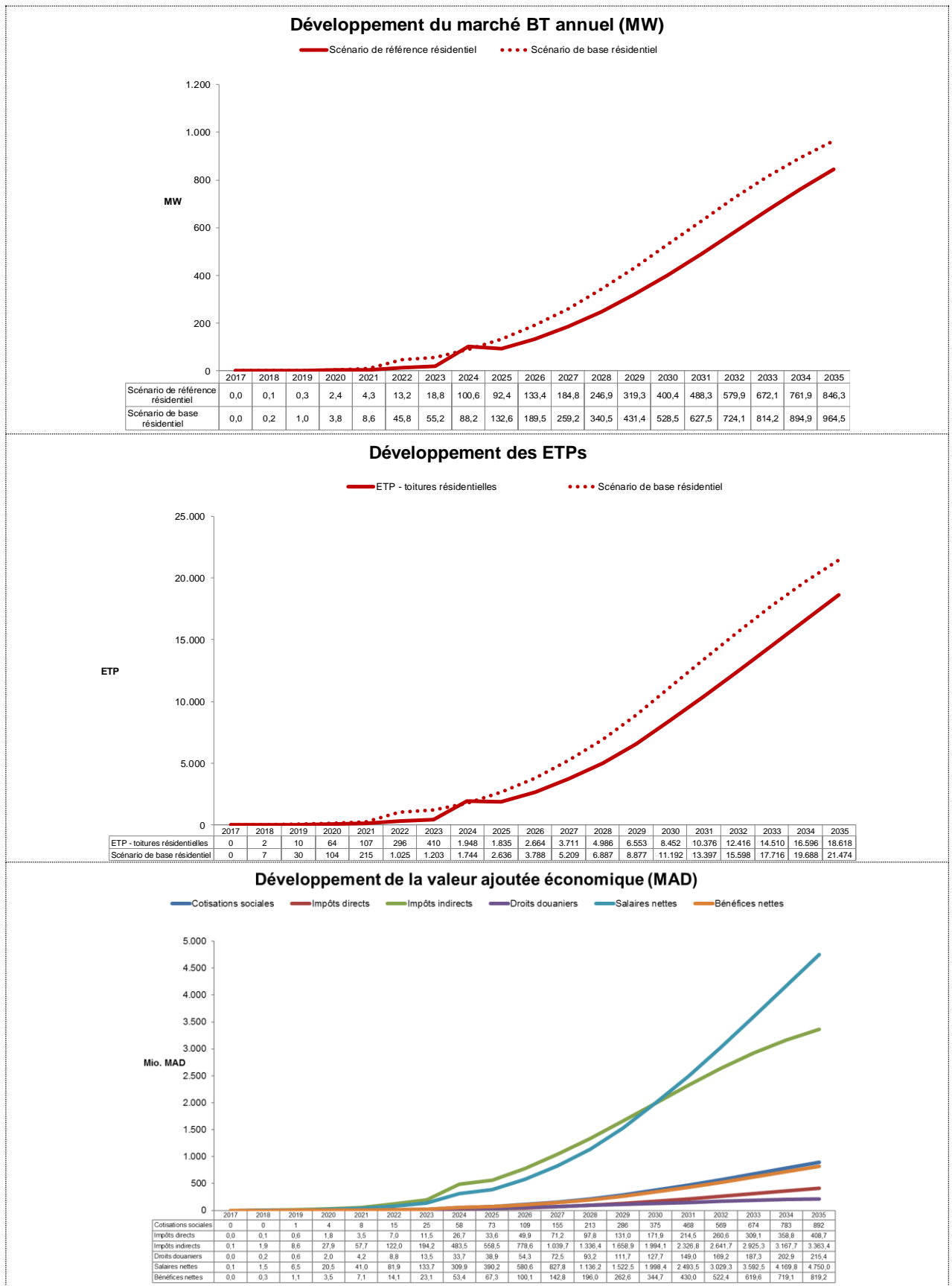
Irradiation de la région	kWh/m <sup>2</sup> /a	2.000
Tarif d'achat de l'excédent	MAD/kWh	-
Taux d'intérêt	% p.a.	5,00%
Coûts d'accès au réseau	MAD/kWc	240
Début pour les frais d'accès au réseau	#	5,00
TVA	%	20%

A part les frais de réseau, les paramètres de ce scénario, les hypothèses clés et les facteurs de création d'emploi sont les mêmes que dans le scénario de base. Le facteur de barrière n'a pas changé non plus mais comme l'introduction des coûts supplémentaires mène à un développement ralenti en comparaison avec un marché sans ces coûts, le facteur temporel prévoit que 50% du potentiel dans les tranches de consommation T1-T6 ne soit atteint qu'après 22 ans, c'est-à-dire 2 ans plus tard que dans le scénario de base.

Des effets de ce scénario en comparaison avec le scénario de base sont affichés directement dans la feuille de résultats :

Résultats 2021					
		Scénario de base	Scénario de référence	Différence absolue	Différence relative
Marché(s) annuel(s)					
Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6	4,3	- 4,3	(50%)
Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8	17,8	-	-
Marché(s) cumulé(s)					
Toitures résidentielles- cumulées	MWc cum.	13,6	7,0	- 6,6	(49%)
Toitures commerciales - cumulées	MWc cum.	29,2	29,2	-	-
ETP par année					
ETP - toitures résidentielles	ETP	215	107	- 108,4	(50%)
ETP - toitures commerciales	ETP	444	444	-	-
%-ETP en-amont	%	6,9%	6,9%	-	-
%-ETP en-aval	%	93,1%	93,1%	-	-
<b>Valeur ajoutée économique - marché total</b>					
Ventes	Mio.MAD	352,6	288,5	(64,1)	(18%)
Salaires nets	Mio.MAD	49,0	41,0	(1,4)	(16%)
Cotisations sociales	Mio.MAD	9,2	7,7	(8,1)	(16%)
Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0	1,7	(1,5)	(16%)
Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2	1,9	(0,3)	(16%)
TVA	Mio.MAD	70,5	57,7	(0,4)	(16%)
Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5	7,1	(12,8)	(18%)
Droits de douane	Mio.MAD	5,1	4,2	(0,9)	(18%)
Valeur ajoutée économique (VAE)	Mio.MAD	206,1	167,4	(38,7)	(19%)

Figure 14: résultats détaillés du scénario #8





#### 4.10 Scénario #9 : taux d'intérêt de 8% (facteur de barrière : 4)

Le 9<sup>ème</sup> scénario montre les effets d'un taux d'intérêt plus élevé par tous les abonnés résidentiels (tranches de consommation T1-T6). Les paramètres de ce scénario sont les suivants :

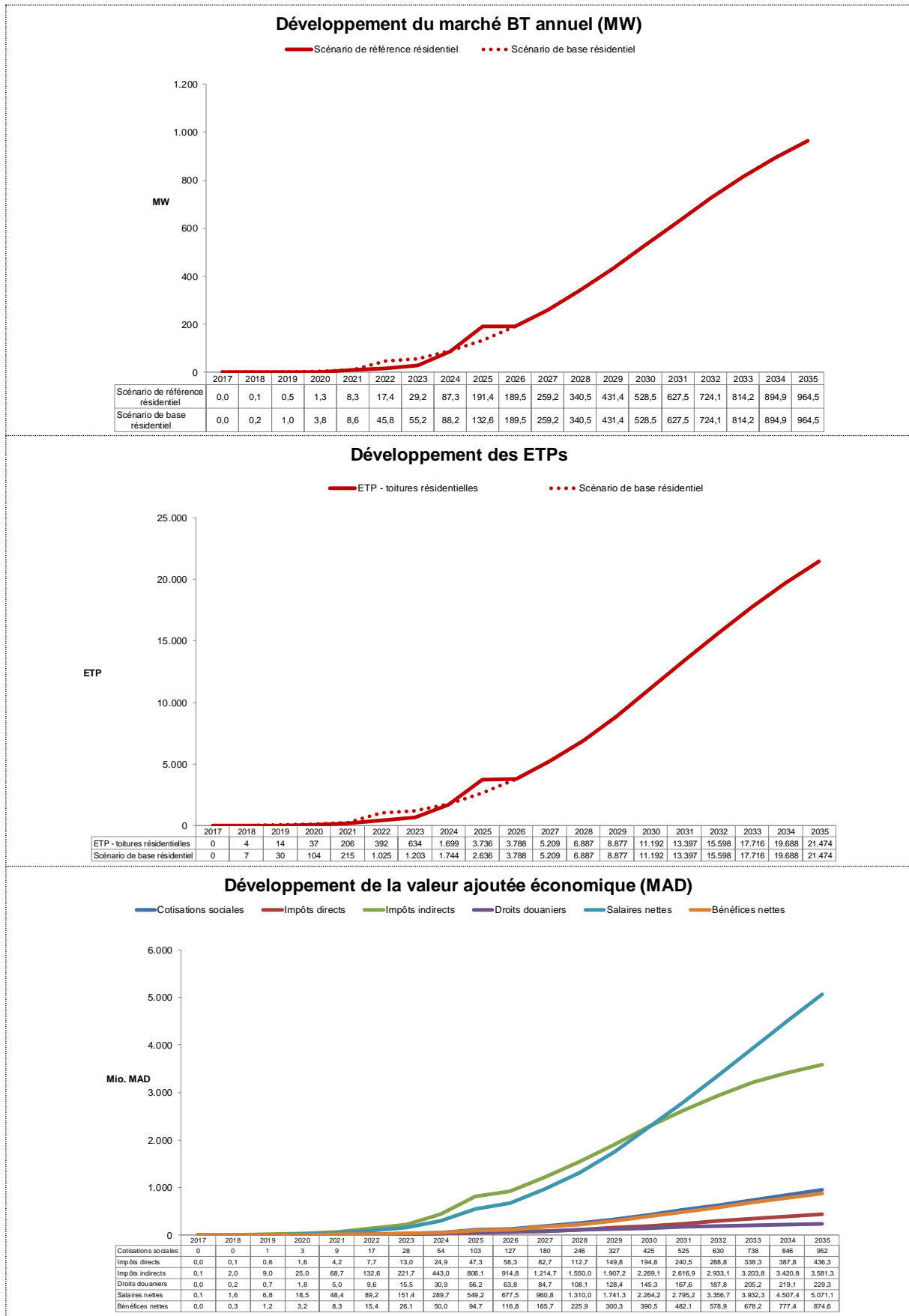
Irradiation de la région	kWh/m <sup>2</sup> /a	2.000
Tarif d'achat de l'excédent	MAD/kWh	-
Taux d'intérêt	% p.a.	8,00%
Coûts d'accès au réseau	MAD/kWc	-
Début pour les frais d'accès au réseau	#	-
TVA	%	20%

Les hypothèses clés, les facteurs de création d'emploi et les taux de réalisation sont les mêmes que dans le scénario de base.

Les effets de ce scénario en comparaison avec le scénario de base sont affichés directement dans la feuille de résultats :

Résultats 2021					
		Scénario de base	Scénario de référence	Différence absolue	Différence relative
Marché(s) annuel(s)					
Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6	8,3	- 0,3	(3%)
Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8	17,8	-	-
Marché(s) cumulé(s)					
Toitures résidentielles- cumulées	MWc cum.	13,6	10,3	- 3,4	(25%)
Toitures commerciales - cumulées	MWc cum.	29,2	29,2	-	-
ETP par année					
ETP - toitures résidentielles	ETP	215	206	- 8,6	(4%)
ETP - toitures commerciales	ETP	444	444	-	-
%-ETP en-amont	%	6,9%	6,9%	0,02%	
%-ETP en-aval	%	93,1%	93,1%	(0,02%)	
<u>Valeur ajoutée économique - marché BT total</u>					
Ventes	Mio.MAD	352,6	343,5	(9,0)	(3%)
Salaires nets	Mio.MAD	49,0	48,4	(0,1)	(1%)
Cotisations sociales	Mio.MAD	9,2	9,1	(0,6)	(1%)
Impôts sur le revenu (IR)	Mio.MAD	2,0	2,0	(0,1)	(1%)
Impôts sur les sociétés (IS)	Mio.MAD	2,2	2,2	(0,0)	(1%)
TVA	Mio.MAD	70,5	68,7	(0,0)	(1%)
Bénéfices nets des entreprises	Mio.MAD	8,5	8,3	(1,8)	(3%)
Droits de douane	Mio.MAD	5,1	5,0	(0,1)	(3%)
Valeur ajoutée économique (VAE)	Mio.MAD	206,1	199,9	(6,2)	(3%)

Figure 15: résultats détaillés du scénario #9

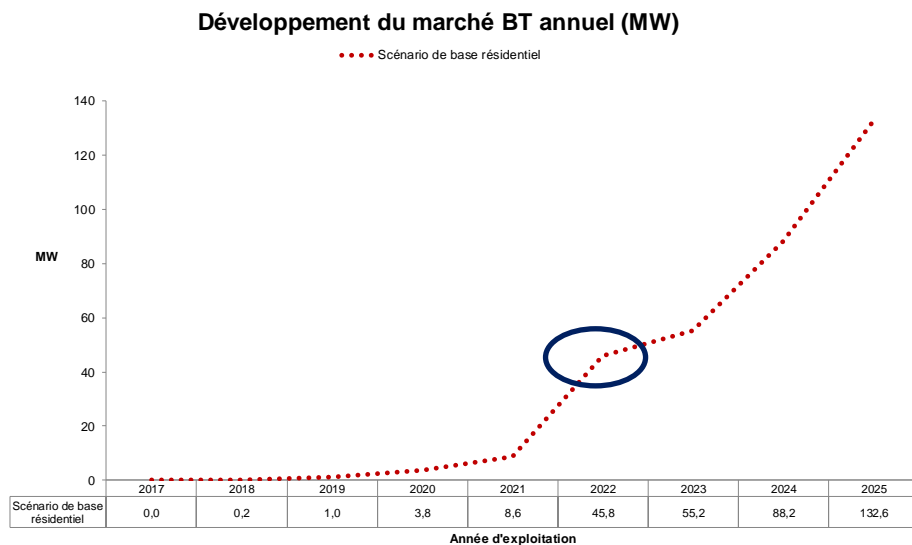


## 4.11 Observations et interprétation des résultats

Tous les scénarios montrent une croissance du marché PV résidentiel avec le temps. Comme les postes d'emploi et les éléments constituant la valeur ajoutée économique dépendent directement de la taille de marché, ces valeurs sont en hausse aussi et leurs courbes montrent aussi un développement similaire à celui de la taille de marché annuel.

Les courbes du scénario de base montrent une cassure de la courbe qui est clairement visible en 2022 :

Figure 16: cassure en 2022 dans le scénario de base



Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Cette cassure se produit et est toujours visible aussi dans les autres scénarios quand une installation PV devient rentable pour le plus grand groupe de consommateurs résidentiels. A partir de 2022 un potentiel de marché apparaît pour la première fois pour les petits consommateurs de l'électricité qui appartiennent à la tranche de consommation T1. Cette tranche de consommation comprend plus de 60% du nombre global de consommateurs et leur entrée dans le marché provoque cette cassure de la courbe. L'affichage de données de marché dans les années 2021 et 2022 met cet effet en évidence :

Tableau 27: marché PV résidentiel en 2021 et 2022

### Taille de marché résidentiel

Année	2021	2022
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	MWc	17,22
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	MWc	7,36
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	MWc	9,32
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	MWc	6,26
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	MWc	2,95
T6 (>500 kWh), facturation sélective	MWc	2,73
Total Volume	MWc	45,83

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

En 2021, une installation PV n'est pas encore économiquement assez attractive pour les consommateurs de la tranche T1 parce que la différence entre le prix de l'électricité réseau et le prix d'un kWh généré par une installation PV favorise toujours l'électricité réseau. C'est à dire que la parité réseau d'une installation PV n'a pas encore été atteinte. Comme dans le modèle de calcul les prix de l'électricité augmentent chaque année lorsque les prix des installations PV diminuent en même temps, il arrive un moment à partir duquel il est économiquement sensé d'installer un système PV. C'est le moment où la parité réseau d'une installation PV est atteinte. Pour les consommateurs de la tranche T1, ce moment arrive dans le modèle de calcul en 2022. Dans le tableau en-dessus on observe que le marché PV apparait pour la première fois dans la tranche T1 dans cette année. De plus on observe que ce segment du marché, encore inexistant dans l'année précédente, devient immédiatement le segment de marché le plus important avec ~17MWc installés, soit au moins le double de tous les autres segments.

Tableau 28: taille de marché résidentiel par tranche de consommation

**Taille de marché résidentiel**

Année	2017	2018	2019	2020	2021	2022
T1 (0-100 kWh), facturation progressive MWc	-	-	-	-	-	17,22
T2 (100-150 kWh), facturation progressive MWc	-	-	-	-	0,84	7,36
T3 (151-200 kWh), facturation sélective MWc	-	-	-	0,99	1,54	9,32
T4 (201-300 kWh), facturation sélective MWc	-	0,12	0,52	1,47	3,27	6,26
T5 (301-500 kWh), facturation sélective MWc	0,00	0,05	0,24	0,69	1,54	2,95
T6 (>500 kWh), facturation sélective MWc	0,00	0,05	0,23	0,64	1,43	2,73
Total Volume MWc	0,01	0,22	0,99	3,79	8,62	45,83

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Cet effet de cassure causé par un segment de marché atteignant la parité de réseau pour la première fois existe aussi pour les autres tranches de consommation résidentielles. Cependant, l'effet dans les autres segments n'est pas si frappant parce que la taille de ces groupes est beaucoup moins importante que celle de la tranche T1. En règle générale la parité réseau sera atteinte plus tôt pour ceux qui consomment plus d'électricité parce que leur prix de l'électricité est plus élevé et le prix par kWh d'une installation PV qui est adapté à leur besoin d'énergie est plus bas. Le tableau suivant montre l'apparition progressive de la parité réseau par tranche de consommation :

Tableau 29: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénario de base

Parité réseau	kWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022
T1 (0-100 kWh), facturation progressive #	50,00	-	-	-	-	-	Parité réseau
T2 (100-150 kWh), facturation progressive #	125,00	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T3 (151-200 kWh), facturation sélective #	175,00	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T4 (201-300 kWh), facturation sélective #	250,00	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T5 (301-500 kWh), facturation sélective #	400,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T6 (>500 kWh), facturation sélective #	600,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Des scénarios #1 - #3 simulent l'effet d'une subvention sur l'investissement dans une installation PV pour les tranches de consommation T1-T3. La différence entre ces scénarios est le niveau de subventions. Des subventions les plus élevées sont payées dans les scénario #1 et #4. Grace aux subventions, le prix d'acquisition d'une installation PV se réduit et la parité réseau est atteinte plus tôt que dans le scénario de base.

Tableau 30: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénarios #1 et #4

Parité réseau		kWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	#	50,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	#	125,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	#	175,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	#	250,00	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	#	400,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T6 (>500 kWh), facturation sélective	#	600,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Les niveaux de subventions dans ces scénarios permettent à tous les segments qui en profitent d'atteindre la parité réseau au moment où le décret qui règle la connexion des installations PV au réseau BT prendra effet. Comme la tranche T4 ne profite pas de cette subvention dans ce scénario, cette tranche reste la seule sans parité réseau atteinte déjà en 2017.

Comme affiché dans les résultats du scénario, le volume cumulé du marché PV résidentiel dans le scénario de base s'élève à 13,6 MWc en 2021. Avec les subventions du scénario #1, ce volume augmente de 50 MWc pour atteindre 64 MWc grâce à l'intégration accélérée des tranches de consommation importantes. Concernant la création de postes d'emploi, la subvention mène presque à un quintuplement (de 215 ETPs à 974 ETPs) dans le segment résidentiel.

Tableau 31: comparaison des résultats du scénario de base et du scénario #1

Résultats 2021					
		Scénario de base	Scénario de référence	Différence absolue	Différence relative
Marché(s) annuel(s)					
Toitures résidentielles	MWc p.a.	8,6	39,0	30,3	352%
Toitures commerciales	MWc p.a.	17,8	17,8	-	-
Marché(s) cumulé(s)					
Toitures résidentielles- cumulées	MWc cum.	13,6	64,2	50,6	371%
Toitures commerciales - cumulées	MWc cum.	29,2	29,2	-	-
ETP par année					
ETP - toitures résidentielles	ETP	215	974	759,1	353%
ETP - toitures commerciales	ETP	444	444	-	-
%-ETP en-amont	%	6,9%	6,9%	-	-
%-ETP en-aval	%	93,1%	93,1%	-	-

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Les subventions payées dans les scénarios #2 et #3 ont également des effets positifs sur le développement du marché PV résidentiel. Comme les subventions de ces scénarios sont plus basses que celles du scénario #1, les impacts sont aussi plus atténués. Graphiquement c'est rendu visible par la similitude des courbes de ces scénarios avec la courbe du scénario de base.

Dans le scénarios #2 et #5, un effet intéressant peut-être observé dans la tranche de consommation T1 : grâce aux subventions la parité réseau est atteinte en 2019 pour la première fois mais elle disparaîtra une année plus tard et sera finalement rétablie en 2021. Cet effet est causé par la baisse du

niveau de la subvention de 10% entre 2019 où le niveau est toujours à 20% et 2020 où elle est baissée à 10%. Ce niveau de subvention abaissé ne suffit plus pour atteindre la parité réseau en 2020. En 2021 la parité sera atteinte de nouveau grâce aux réductions de coûts d'installation d'un système PV et la hausse continue des prix de l'électricité. Cette observation montre qu'il est conseillé d'adapter les subventions régulièrement aux développements dans l'environnement du marché. Ces développements comprennent par exemple les changements de prix des systèmes PV et les prix de l'électricité.

Tableau 32: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénarios #2 et #5

Parité réseau		kWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	#	50,00	-	-	Parité réseau	-	Parité réseau	Parité réseau
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	#	125,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	#	175,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	#	250,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	#	400,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T6 (>500 kWh), facturation sélective	#	600,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

De plus, la comparaison entre le scénario #1 et le scénario #2 montre qu'il peut aussi arriver que le niveau de subventions soit plus élevé que nécessaire si on veut simplement démarrer le développement dans un segment spécifique du marché : prenons le développement de la tranche T2 en 2018 comme exemple : dans cette année un investisseur reçoit 30% de subventions dans le scénario#1 et 20% dans le scénario#2. Tous les deux niveaux suffisent pour atteindre la parité réseau. Est-ce que cela signifie forcément que l'Etat a payé des subventions en trop ? Non, parce que les 10% supplémentaires ont aussi accéléré le développement de marché. Même si 20% de subventions auraient suffi pour démarrer le marché pour les consommateurs T2, les MWc ajoutés et par conséquent le nombre d'emplois créés sont plus élevés dans le scénario #1 que dans le scénario #2.

En analysant le scénario #3 on peut constater qu'un niveau de 10% de subventions suffit pour inciter une croissance accélérée dans les tranches de consommation T2 et T3. Par contre, les 10% ne sont pas assez élevés pour rendre des installations PV économiquement assez attractives pour les consommateurs de la tranche T1. Comme dans le scénario de base, la tranche T1 n'atteint la parité réseau qu'en 2022. C'est un bon exemple pour l'existence d'un système de support qui n'a aucun effet pour les consommateurs de la tranche T1. L'importance de ce segment a été déjà expliquée. Pour cela les effets d'une subvention de 10% sont aussi limités en comparaison avec ceux observés dans les scénarios #1 et #2. Jusqu'à 2021, il n'y a que 1,8MWc supplémentaires ajoutés au marché résidentiel comparé au scénario de base sans subventions. Les effets sur la création d'emploi restent également limités : en 2021, 246 postes d'emplois sont susceptibles d'être créés, soit seulement 31 de plus que dans un scénario sans subventions.

Tableau 33: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénarios #3 et #6

Parité réseau	kWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022
T1 (0-100 kWh), facturation progressive #	50,00	-	-	-	-	-	Parité réseau
T2 (100-150 kWh), facturation progressive #	125,00	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T3 (151-200 kWh), facturation sélective #	175,00	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T4 (201-300 kWh), facturation sélective #	250,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T5 (301-500 kWh), facturation sélective #	400,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T6 (>500 kWh), facturation sélective #	600,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Le moment où la parité réseau est atteinte dans les scénarios #4, #5 et #6 correspond exactement au moment identifié respectivement dans les scénarios #1, #2 et #3. La différence entre ces scénarios est uniquement le facteur de barrière qui est moins élevé (3), c'est à dire plus optimiste que celui utilisé dans les scénarios précédents et dans le scénario de base (4). Comme expliqué avant, un taux de barrière moins élevé modifie en combinaison avec le facteur temporel le taux de réalisation de telle manière que davantage de potentiel identifié sera converti en parts de marché PV. Le graphique suivant montre cette différence :

Tableau 34: comparaison de taux de réalisation

Facteur de barrière (1: pas de barrières; 5; barrières très élevées)	x	4				
50% atteints après X années	années	20				
Année			2017	2018	2019	2020
Taux de réalisation	%		0,00%	0,01%	0,05%	0,16%
Facteur de barrière (1: pas de barrières; 5; barrières très élevées)	x	3				
50% atteints après X années	années	20				
Année			2017	2018	2019	2020
Taux de réalisation	%		0,01%	0,10%	0,34%	0,79%

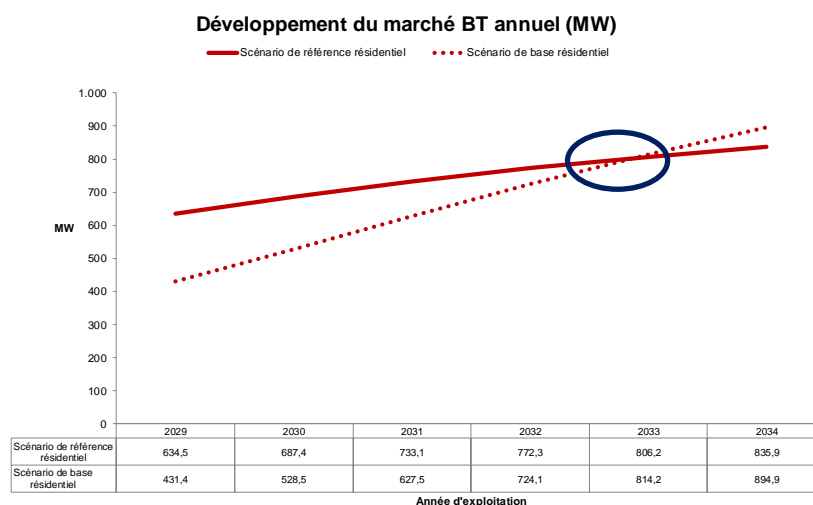
Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Cette fois-ci on observe aussi des changements dans le segment commercial : même s'il n'existe aucune subvention pour des installations commerciales, ce segment de marché BT profite aussi de la réduction des barrières et croît également plus en comparaison avec le scénario de base.

Le scénario #4 représente alors le scénario le plus optimiste parmi tous les scénarios calculés dans cette étude. Avec un niveau de subventions de 30% et 20% et un facteur de barrière de 3, les MWc installés dans le segment résidentiel passent de 8,6MWc dans le scénario de base à 100MWc. Le nombre d'emploi créés augmente également dans le même ordre de grandeur.

L'effet qu'on peut observer le mieux dans le scénario #4 est le croisement entre les courbes du scénario de base et celles des scénarios avec subventions. Ce croisement apparaît dans les années 2033 / 2034.

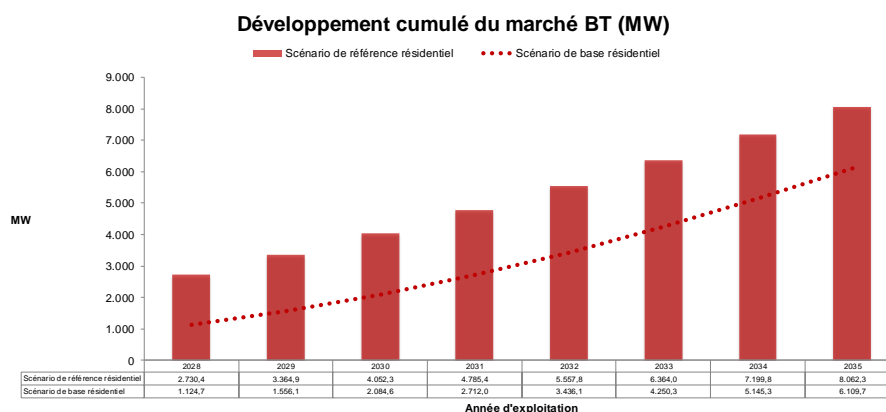
Figure 17: croisement de courbes du scénario de base et du scénario #4



Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Des différents taux de réalisation sont à l'origine de ce croisement. On peut expliquer cet effet par un besoin de rattrapage d'un marché dont le développement est tardif à cause du manque de subventions et des barrières de marché plus élevées. Des subventions et des barrières de marché plus basses accélèrent le développement du marché PV BT. Un tel développement accéléré signifie que le potentiel théorique de marché est transformé plus rapidement en MWh réalisés qui forment la taille de marché. Comme dans un scénario avec une croissance accélérée beaucoup de potentiel de marché a été déjà réalisé pendant les premières années depuis l'existence de ce marché PV BT, il reste dans les années consécutives moins de potentiel à réaliser que c'est le cas pour un scénario sans subventions et / ou avec des barrières plus élevées. Les 100% du potentiel de marché seront toujours réalisés dans la théorie après que la parité réseau sera atteinte. Cependant, ce qui diffère est le moment où ces 100% seront atteints. Il reste à rappeler que cet effet de rattrapage ne peut être observé qu'en regardant le développement annuel. Si on regarde le développement cumulé du marché, un scénario avec un niveau de subventions plus élevé et des barrières plus basses montrera toujours plus de MWh installés qu'un scénario sans subventions et des barrières plus élevées :

Figure 18: développement cumulé du scénario de base et du scénario #4

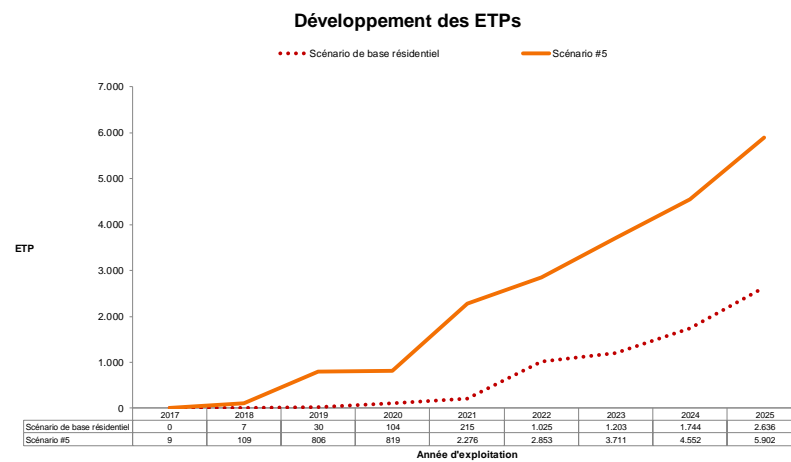


Source : eclareon, 2016, modèle de calcul



Dans le scénario #5 deux cassures significatives dans le développement peuvent être observées :

Figure 19: cassures dans le développement du scénario #5

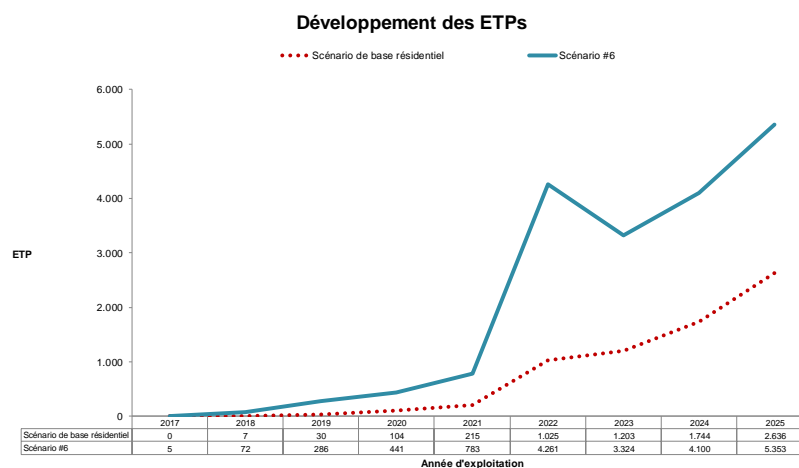


Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

En fait, cette double cassure existe aussi dans le scénario #2 mais à cause de l'abaissement du facteur de barrières, il est plus frappant dans le scénario #5. La raison reste l'apparition de la parité réseau dans la tranche de consommation T1 en 2019, sa disparition causée par la baisse de subventions en 2020 et sa réapparition définitive en 2021.

Le scénario #6 est marqué par une cassure frappante en 2022 qui s'explique comme l'effet similaire qui a été déjà observé et expliqué dans le scénario de base : la tranche de consommation T1 atteint la parité réseau en 2022 et enlève le volume du marché résidentiel sur un autre niveau. Cet effet est plus frappant dans le scénario #6 à cause d'un taux de barrière plus optimiste.

Figure 20: cassure frappante de développement du scénario #6



Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Le développement du marché PV est plus faible dans les scénarios #7 et #8 que dans les scénarios précédents y compris le scénario de base. La raison est l'introduction de frais de réseau par kWc liés à la taille de l'installation PV. Ces frais représentent alors un coût supplémentaire.

Ce coût supplémentaire a un effet négatif sur le LCOE de l'installation PV. Par conséquent, la parité réseau sera atteinte plus tard que cela est le cas pour un marché sans coût supplémentaire. Cet effet est illustré dans le tableau suivant qui montre dans quelle année la parité réseau sera atteinte pour chaque tranche de consommation :

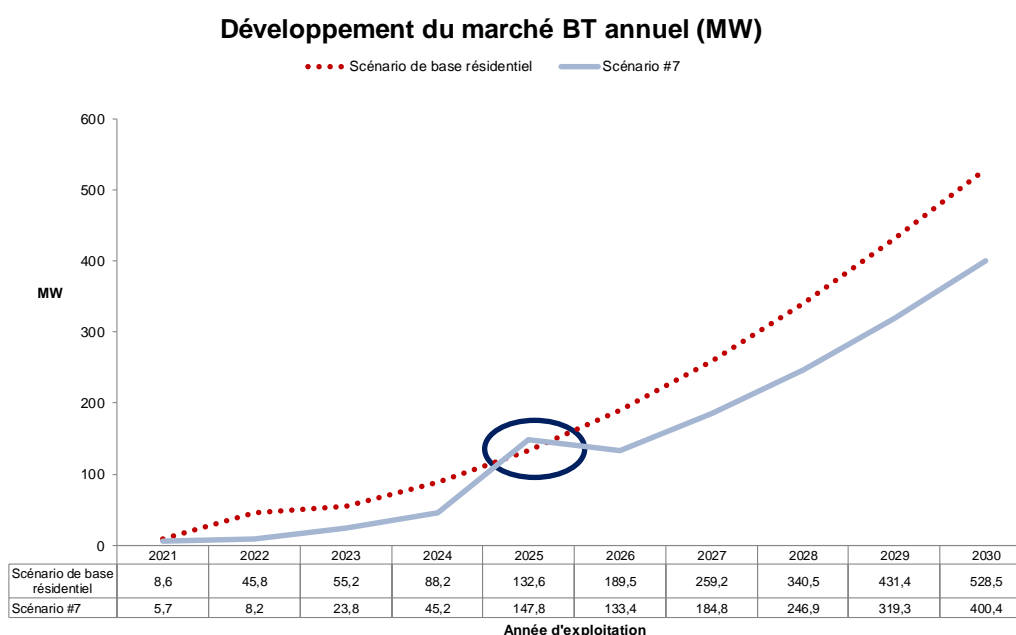
Tableau 35: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénario #7

Parité réseau	kWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
T1 (0-100 kWh), facturation progressive	# 50,00	-	-	-	-	-	-	-	-	Parité réseau
T2 (100-150 kWh), facturation progressive	# 125,00	-	-	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T3 (151-200 kWh), facturation sélective	# 175,00	-	-	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T4 (201-300 kWh), facturation sélective	# 250,00	-	-	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T5 (301-500 kWh), facturation sélective	# 400,00	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T6 (>500 kWh), facturation sélective	# 600,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

On peut observer qu'un coût supplémentaire repousse le moment où la parité réseau sera atteinte. C'est le cas pour les tranches de consommation T1-T5. La tranche T6 reste la seule qui existe dès le début de l'ouverture du marché BT. Comme la cassure causée par l'apparition de la parité réseau de la tranche T1 est repoussée aussi (de 2022 à 2025), ce saut de développement déjà expliqué au-dessus n'est également visible qu'en 2025. A cause de cet effet unique, la croissance du marché en 2025 sera exceptionnellement plus élevée que dans le scénario de base même si ce dernier ne comprend aucun coût supplémentaire.

Figure 21: croissance plus élevée dans le scénario de base que dans le scénario #7 en 2025



Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Comme dans le scénario #7 les frais de l'accès au réseau sont prélevés dès le début de l'ouverture de marché BT, le scénario #7 produit des estimations les plus pessimistes des tous les scénarios calculés. Ces frais n'apparaissent qu'après cinq ans dans le scénario #8.

Les résultats du scénario #8 sont assez similaires à ceux du scénario #7. La parité réseau dans les tranches de consommation T1, T4 et T5 est atteinte une année plus tôt que dans le scénario #7.

Tableau 36: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénario #8

Parité réseau	kWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
T1 (0-100 kWh), facturation progressive #	50,00	-	-	-	-	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau
T2 (100-150 kWh), facturation progressive #	125,00	-	-	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T3 (151-200 kWh), facturation sélective #	175,00	-	-	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T4 (201-300 kWh), facturation sélective #	250,00	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T5 (301-500 kWh), facturation sélective #	400,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T6 (>500 kWh), facturation sélective #	600,00	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

Un effet similaire est visible dans le dernier scénario : le scénario#9 montre l'importance des coûts de financement pour le développement du marché PV. Un taux d'intérêt élevé représente également des coûts supplémentaires qui rendent l'achat d'un système PV plus cher et augmente par conséquent le LCOE pour tous les groupes de consommateurs affectés. Ceci est montré dans le tableau parité réseau du scénario #9 :

Tableau 37: parité réseau par tranche de consommation T1-T6, scénario #9

Parité réseau	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
T1 (0-100 kWh), facturation progressive #	-	-	-	-	-	-	-	-	Parité réseau
T2 (100-150 kWh), facturation progressive #	-	-	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T3 (151-200 kWh), facturation sélective #	-	-	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T4 (201-300 kWh), facturation sélective #	-	-	-	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T5 (301-500 kWh), facturation sélective #	-	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau
T6 (>500 kWh), facturation sélective #	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau	Parité réseau

Source : eclareon, 2016, modèle de calcul

## 4.12 Conclusion et perspectives

La présente étude a quantifié les effets d'une ouverture du réseau BT aux installations photovoltaïques. Les calculs ont montré qu'une telle ouverture rendra possible la création de milliers de postes d'emplois ainsi que de la valeur ajoutée économique sous forme de cotisations sociales, impôts, salaires etc.

L'étude a montré l'importance et les problématiques liées au groupe de petits consommateurs d'électricité. Comme la grande majorité des ménages privés appartient à ce groupe, leur intégration jouera un rôle important pour la croissance et la taille du marché PV au Maroc. Pour réaliser cette intégration dès le premier moment de l'apparition d'un marché PV BT, il sera nécessaire de soutenir particulièrement ce groupe de consommateurs.

L'étude a également montré que l'ordre de grandeur du développement du marché PV BT dépendra fortement de nombreux facteurs y compris les systèmes de soutien, les coûts associés à une installation et les barrières existantes. Beaucoup de ces facteurs ont été inclus dans les calculs et les résultats de la présente étude. Egalement, l'impact potentiel de la modification de ces facteurs a été montré. Néanmoins quelques-uns de ces facteurs pourraient être détaillés davantage si les données disponibles le permettent par exemple après un premier retour d'expérience du marché. De plus il existe aussi des éléments qui n'étaient pas pris en compte dans cette étude mais qui méritent également d'être investigués. Il s'agit par exemple de la quantification des effets nets sur l'emploi qui prendrait aussi en compte des effets potentiels négatifs comme par exemple dans le secteur de la génération d'énergie conventionnelle. L'existence de différents niveaux de barrières a été reconnue et incluse dans les calculs de cette étude. Il reste quand même conseillé d'effectuer plus de recherches sur ce concept et d'analyser plus en détails les barrières réglementaires, juridiques, économiques et administratives au Maroc pour assurer l'efficacité, la stabilité et la durabilité du marché PV BT dès son introduction. Nous rappelons aussi qu'il s'avérera nécessaire d'observer constamment les développements nationaux et internationaux ayant une influence sur le marché PV BT pour pouvoir adapter l'encadrement du marché si besoin est. Si par exemple, les prix de systèmes PV ou les prix de l'électricité réseau se développent à l'avenir différemment que prévu, ce qui est très probable, le système de soutien et l'encadrement réglementaire devraient être adaptés à ces changements. Les outils de calculs développés pour cette étude pourraient s'avérer utiles dans l'estimation d'une telle adaptation.

## 5 Annexes

### 5.1 Glossaire

#### **Coût moyen actualisé de l'électricité (Levelized Cost of Electricity (LCOE) en anglais)**

La méthode du coût moyen actualisé de l'électricité permet de comparer entre eux des systèmes de production d'électricité ayant des sources et des structures de coûts différentes. Grâce à cette méthode, un consommateur d'électricité peut comparer le montant de l'investissement dans une installation PV avec celui du coût moyen de l'électricité du réseau. Ce calcul permet ainsi d'évaluer rapidement la rentabilité d'une installation PV.

#### **Coût moyen pondéré du capital (weighted average cost of capital (WACC) en anglais)**

Le coût moyen pondéré du capital est le taux de rentabilité minimal exigé par les investisseurs et les créanciers pour financer un projet comme une installation PV.

#### **Flux de trésorerie**

L'analyse des flux de trésorerie actualisés est une méthode de valorisation d'un projet basé sur la notion de valeur temporelle de l'argent. Tous les flux de trésorerie futurs sont estimés et actualisés afin de leur attribuer une valeur actuelle.

#### **Parité réseau**

La parité réseau est le moment où le coût de production d'énergie électrique par sources renouvelables est compétitif avec le prix de détail de l'électricité.

#### **Valeur actualisée nette (VAN)**

La valeur actualisée nette est la somme des flux de trésorerie actualisés, comprenant l'investissement initial ainsi que tous les flux financiers positifs et négatifs liés au projet.

## 5.2 Grille d'évaluation des facteurs de barrière pour des installations sur toitures

Les facteurs de barrière constituent en combinaison avec les facteurs temporels le taux de réalisation. Ce taux de réalisation est le taux qui indique quel pourcentage du potentiel du marché cumulé sera réalisé jusqu'à quel moment. De manière générale, le taux de réalisation est un indicateur de la durabilité, de l'efficacité et de la stabilité d'un marché.

Cinq niveaux de facteurs de barrière ont été définis pour les modèles de calcul dont les résultats sont décrits dans la présente étude. Ces niveaux sont caractérisés par les critères suivants :

Niveau 1 – Le meilleur des cas (« Best Case »). Pas de barrière.

Processus administratif :

- Les procédures d'autorisation sont simples et bien définies
- Un « guichet unique » est mis en place pour toutes les procédures d'autorisation
- Les échéances des procédures d'autorisation sont clairement définies et respectées
- Les frais d'administration sont transparents et adaptés à la maturité du marché
- Un permis de construire pour les systèmes PV résidentiels est obtenu quasi automatiquement
- Des directives administratives permettent aux autorités de planification une approche d'admission uniforme

Règles de raccordement au réseau et normes techniques :

- L'industrie photovoltaïque est intégrée dans la définition des normes et des règles de raccordement au réseau
- Les normes techniques et les règles de raccordement au réseau existantes sont non-ambigües
- Les normes nationales et les règles de raccordement au réseau sont contraignantes
- Un bureau de médiation indépendant résout les conflits entre les parties

Processus de raccordement :

- L'accès prioritaire au réseau est garanti pour les installations photovoltaïques
- Les procédures de connexion sont transparentes et uniformes (guichet unique, règles plus simples pour les petits systèmes, formalités administratives limitées, existence de portails en ligne et règles claires)
- Les coûts de raccordement au réseau sont transparents et au juste prix
- Les installateurs qualifiés et certifiés existent et savent connecter des petits systèmes PV au réseau

Capacité de réseau :

- Pas de limites génériques pour les installations photovoltaïques, évaluation individuelle et des mesures pour résoudre les problèmes de capacité du réseau local
- Analyse régulière du réseau et mise en place de concepts de développement du réseau régional
- Existence de délais clairs et de mesures incitatives pour l'extension du réseau

- Des dispositions légales pour le renforcement du réseau et de recouvrement des coûts existent

#### Financement et formation :

- Les banques locales ont une bonne compréhension du fonctionnement de la technologie et des caractéristiques de son flux de trésorerie ; le processus d'allocation de crédits pour une installation PV est standardisé
- Les sociétés d'assurances comprennent la technologie et les risques associés, elles offrent des produits d'assurance standardisés pour des installations PV
- Des offres de formations existent pour toutes les qualifications requises (ingénierie, installations, finances etc.) ; le nombre des programmes de formations et les coûts de formations sont adaptés au besoin du marché.

Niveau 2 - La plupart des exigences régulatrices d'un marché photovoltaïque en plein essor sont remplies. Seuls quelques barrières critiques existent encore mais seront supprimées dans les 3 prochaines années.

Niveau 3 - Certaines exigences régulatrices d'un marché photovoltaïque en plein essor sont remplies. Certaines barrières critiques existent encore et seront supprimées dans les 5 prochaines années.

Niveau 4 - Seulement quelques-unes des exigences régulatrices d'un marché photovoltaïque en plein essor sont remplies. La plupart des barrières critiques existent encore et seront supprimées dans les 7 prochaines années.

Niveau 5 – le pire des cas (« Worst Case »). Barrières très élevées

#### Processus administratif :

- Les procédures d'autorisation sont non-transparentes, longues et compliquées, les frais administratifs sont excessivement élevés
- L'enregistrement obligatoire des systèmes PV ou le processus pour obtenir une licence de production d'électricité est longue
- Une approche « guichet unique » n'existe pas
- Les échéances des procédures d'autorisation ne sont pas définies et / ou respectées
- Les frais administratifs ne sont pas transparents et trop élevés par rapport à la maturité de marché
- Un permis de construire pour les systèmes PV résidentiels n'est pas obtenu quasi automatiquement
- Des directives administratives ne permettent pas aux autorités de planification une approche d'admission uniforme

#### Règles de raccordement au réseau et normes techniques :

- L'industrie photovoltaïque n'est pas intégrée dans la définition des normes techniques

- Des normes techniques et / ou une grille des règles de raccordement n'existent pas ou ils ne sont pas clairs
- Les normes nationales et les règles de raccordement au réseau ne sont pas contraignantes
- Une instance indépendante comme un bureau de médiation pour résoudre les conflits entre les parties contractuelles n'existe pas

#### Processus de raccordement :

- L'accès prioritaire au réseau n'est pas garanti pour les installations photovoltaïques
- Les procédures de connexion ne sont ni transparentes ni uniformes
- Les coûts de raccordement au réseau sont non-transparentes et trop élevés
- Les installateurs qualifiés et certifiés n'existent pas ou pas au nombre requis par la maturité de marché

#### Capacité de réseau :

- Des limites génériques pour les installations photovoltaïques existent, il n'y a pas la possibilité d'une évaluation individuelle et pas de mesures pour résoudre les problèmes de capacité du réseau local
- Analyse irrégulière du réseau et absence d'un concept pour le développement des réseaux régionaux
- Absence de délais clairs et de mesures incitatives pour le renforcement du réseau
- Absence de dispositions légales pour le renforcement du réseau, il n'existe aucun concept pour assurer le recouvrement des coûts

#### Financement et formation :

- Les banques locales ne connaissent pas le fonctionnement de la technologie ; la procédure d'allocation de crédit pour une installation PV n'est pas standardisée
- Les sociétés d'assurances ne connaissent pas la technologie, elles n'offrent pas de produits d'assurance standardisés pour des installations PV
- Des offres de formations n'existent pas pour toutes les qualifications requises (ingénierie, installations, finances etc.) ; le nombre de programmes de formations et les coûts de formations ne sont pas adaptés au besoin du marché.



## 5.3 Mentions légales

### Avis de non-responsabilité

#### Contenu

Le contenu de ce document a été soigneusement préparé et révisé. Cependant, eclareon ne garantit pas l'exactitude, l'exhaustivité ou la qualité des informations fournies, ou qu'elles sont à jour. Une réclamation des dommages-intérêts contre eclareon est en principe, en ce qui concerne les dommages matériels ou immatériels causés par l'utilisation ou la non-utilisation des informations proposées ou par des informations inexactes ou incomplètes, exclue à condition qu'il n'y a pas d'intention coupable prouvable ou de négligence grave de la part de la société. eclareon n'est pas responsable du contenu, de la disponibilité, l'exactitude ou de la précision des sources d'information mentionnés ci-dessus ou des offres, des liens ou des publicités qui y sont mentionnées. La société n'est pas responsable des contenus illégaux, erronés ou incomplets ou pour les dommages résultant de l'utilisation ou la non-utilisation des informations fournies sur les sites visités.

#### Droit d'auteur

Dans toutes les publications, eclareon aspire à se conformer aux droits d'auteur applicables. Si, malgré cela, une violation du droit d'auteur doit se produire, il est de la volonté d'eclareon, après notification, de supprimer l'objet à partir de sa publication ou d'indiquer le droit d'auteur approprié.