

**Université Libre de Bruxelles**

IGEAT

Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du Territoire

\* \* \*

Diplôme d'Etudes Spécialisées en Gestion de l'Environnement

**ÉTUDE PRÉALABLE À L'ÉLABORATION D'UN VADE-MECUM  
POUR L'INSTALLATION D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE  
EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE**

Travail de Fin d'Etudes présenté par

**Tanguy Pinxteren**

en vue de l'obtention du grade académique de  
Diplômé d'Etudes spécialisées en Gestion de l'Environnement

Année académique : 2003-2004

*Directeur : Prof. M. Degrez*



*Le Soleil, le foyer de tendresse et de vie,  
Verse l'amour brûlant à la terre ravie,  
Et, quand on est couché sur la vallée, on sent  
Que la terre est nubile et déborde de sang ;  
Que son immense sein, soulevé par une âme,  
Est d'amour comme Dieu, de chair comme la femme,  
Et qu'il renferme, gros de sève et de rayons,  
Le grand fourmillement de tous les embryons !  
Et tout croît, et tout monte !*

Arthur Rimbaud – Soleil et chair



# ETUDE PRÉALABLE À L'ÉLABORATION D'UN VADE-MECUM POUR L'INSTALLATION D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE

## Résumé

Dans le cadre de la libéralisation du marché de l'électricité en Europe, mais aussi dans le respect des engagements pris par les états et les régions en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, il importe de promouvoir les sources d'énergie renouvelables, qui nécessitent encore souvent un soutien financier et politique. A Bruxelles, étant donné la difficulté de favoriser l'énergie éolienne ou la biomasse, l'accent devrait être mis avec force sur le développement de l'énergie solaire, passant par l'implantation massive de chauffe-eau solaires (capteurs thermiques) et de modules photovoltaïques pour la production d'électricité. En effet, l'ensoleillement quotidien moyen à Bruxelles varie de 1700 à 3000 Wh/m<sup>2</sup> et l'on peut considérer qu'en moyenne il est possible de produire autour de 125 kWh/m<sup>2</sup> d'électricité « solaire » par an à Bruxelles.

Alors que les démarches pour l'installation de systèmes de production d'énergie décentralisée (éolien, hydro, solaire thermique) commencent à être relativement bien connues en Région flamande et en Région wallonne, la Belgique reste à la traîne en matière d'installations photovoltaïques, particulièrement en Wallonie et à Bruxelles, où une sensibilisation et une information claire au sujet des démarches à effectuer dans ce domaine semblent nécessaires. Dans le but de faciliter le travail d'élaboration d'un éventuel « vade-mecum » à destination du porteur d'un projet photovoltaïque, cette étude analyse les facteurs pertinents à considérer lors du développement d'une installation photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale. Outre les notions de base de la technologie photovoltaïque (PV), tous les éléments susceptibles d'aider le futur producteur/utilisateur dans sa démarche sont passés en revue, en abordant les aspects techniques (évaluation des besoins, conception du système, dispositifs électriques, raccordement, montage, ...), les aspects économiques (investissement, aides financières, mécanisme des certificats verts, rentabilité) et les aspects pratiques (aide à la conception, achat du matériel, montage, contrôle et entretien, adresses utiles, ...).

Trois types principaux d'installations photovoltaïques connectées au réseau en milieu urbain peuvent être développés : les toits solaires, les modules posés sur toiture-terrasse et les modules intégrés en façade. Pour un système PV résidentiel de type « toit solaire », on peut tabler sur une surface de 10 à 30 m<sup>2</sup>, correspondant à la mise en place d'une installation allant de 1 à 10 kW<sub>c</sub>. Afin de dimensionner correctement l'installation et d'en réduire les coûts, il est indispensable d'avoir une bonne connaissance des besoins électriques de base et des économies qui peuvent être réalisées. Le développement du photovoltaïque va en effet de pair avec une réduction drastique de la consommation d'électricité. Une fois la demande en électricité connue, il s'agit d'estimer la production attendue des panneaux PV, compte tenu des caractéristiques du matériel utilisé, des conditions météorologiques et des multiples contraintes (architecturales et autres). En fonction de l'inclinaison et l'orientation des panneaux, on applique un facteur de correction à la production attendue et, si l'installation est située en milieu urbain dense, on veille à caractériser l'ombrage que pourraient subir les modules.

L'étape déterminante consiste à se faire une idée des coûts de l'installation et des aides financières disponibles, de manière à effectuer un calcul de rentabilité. L'étude souligne que les installations photovoltaïques ne sont absolument pas rentables en l'absence de subventions : le temps d'amortissement peut aller jusqu'à 55 ans, alors que les modules ont une durée de vie de 25-30 ans ! En revanche, les subventions ramènent les temps de retour à 15-20 ans. Actuellement, il n'existe pas de prime régionale ni communale pour le photovoltaïque à Bruxelles. Le prix de vente de l'électricité solaire, lui, est en principe celui de l'électricité classique, majoré d'une aide extra-tarifaire.

Outre la conformité du matériel et du raccordement aux normes en vigueur et aux prescriptions techniques, il convient de tenir compte d'un cahier des charges pour les modules et les autres dispositifs électriques, en particulier l'onduleur qui convertit le courant produit dans les modules PV en courant alternatif injectable sur le réseau. L'étude met en avant toute une série de paramètres intéressants à cet égard. Elle précise également les formalités administratives que le porteur de projet doit effectuer : contrôle de conformité, certification, demande d'octroi de certificats verts, demande de subventions, etc.

# ETUDE PRÉALABLE À L'ÉLABORATION D'UN VADE-MECUM POUR L'INSTALLATION D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE

## Table des matières

<b>I. Introduction.....</b>	<b>5</b>
<b>II. Problématique et concepts de base.....</b>	<b>6</b>
II.1. Tout commence par le soleil.....	6
II.1.1. Filières de production d'électricité.....	6
II.1.2. Energies renouvelables.....	7
II.1.3. Energies renouvelables en Belgique à l'horizon 2020.....	8
II.1.4. Energie solaire disponible.....	8
II.2. La technologie photovoltaïque.....	9
II.2.1. Conversion photovoltaïque – rendement.....	9
II.2.2. Comportement des cellules photovoltaïques.....	10
II.2.3. Rendement et coût de fabrication.....	10
II.3. Eléments d'une installation PV.....	10
II.3.1. Modules et dispositifs électroniques.....	10
II.3.2. Caractéristiques climatiques et géographiques.....	11
A. Données climatiques.....	11
B. Inclinaison.....	11
C. Orientation.....	12
II.3.3. Dimensionnement.....	12
II.3.4. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	13
A. Définitions et mise en œuvre.....	13
B. Types de systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	13
II.3.5. Toit solaire photovoltaïque.....	15
A. Fonctionnement.....	15
B. Mise en œuvre.....	16
II.3.6. Systèmes photovoltaïques hybrides.....	16
II.4. Impacts environnementaux et cadre juridique.....	17
II.4.1. Pressions environnementales des systèmes PV.....	17
II.4.2. Cadre juridique.....	17
A. Le contexte de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz.....	17
B. Législation « énergie ».....	18
C. Réglementation.....	19
II.5. Réalisations et R&D .....	20
II.5.1. Types d'installation.....	20
II.5.2. Réalisations en Belgique .....	20
II.5.3. Réalisations à l'étranger.....	20
II.5.4. Etat de la R&D.....	22
<b>III. Méthodologie.....</b>	<b>23</b>

III.1. Introduction.....	23
III.2. L'exemple de l'éolien en RW.....	23
III.3. Eléments pertinents pour une installation photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale. 24	
III.4. Principales contraintes, pistes et solutions.....	25

## **IV. Analyse des éléments pertinents pour une installation photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale..... 26**

IV.1. Introduction.....	26
IV.2. Aspects techniques.....	26
<b>IV.2.1. Conception d'un système PV.....</b>	<b>26</b>
A. Méthodologie.....	26
B. Besoins énergétiques.....	27
C. Dimensionnement.....	28
<b>IV.2.2. Dispositifs électriques.....</b>	<b>31</b>
A. Modules photovoltaïques.....	31
B. Eléments de connexion.....	32
C. Onduleurs.....	32
D. Récepteurs.....	34
E. Localisation des dispositifs.....	35
<b>IV.2.3. Raccordement.....</b>	<b>35</b>
A. Caractéristiques du raccordement.....	36
B. Convention d'accès et d'exploitation.....	37
<b>IV.2.4. Montage du champ photovoltaïque.....</b>	<b>38</b>
A. Contraintes.....	38
B. Solutions techniques principales.....	39
IV.3. Aspects économiques.....	41
<b>IV.3.1. Financement.....</b>	<b>41</b>
A. Investissement et frais de fonctionnement.....	41
B. Crédits bancaires.....	42
C. Aides financières.....	42
D. Prix de vente de l'électricité.....	45
<b>IV.3.2. Certificats verts.....</b>	<b>45</b>
A. Mécanismes de certificats verts et d'aide à la production verte.....	45
B. Procédures de certification des installations et de transaction des certificats verts.....	47
<b>IV.3.3. Rentabilité.....</b>	<b>52</b>
A. Amortissement.....	52
B. Calcul du coût de l'énergie produite <sup>69</sup> .....	53
C. Calcul de rentabilité.....	54
IV.4. Aspects pratiques.....	55
<b>IV.4.1. Matériel.....</b>	<b>55</b>
<b>IV.4.2. Installation.....</b>	<b>56</b>
<b>IV.4.3. Contrôle.....</b>	<b>56</b>
A. Sécurité de la connexion au réseau.....	57
B. Suivi de l'installation.....	57
<b>IV.4.4. Entretien.....</b>	<b>57</b>
IV.5. Aspects critiques de la technologie photovoltaïque.....	58
<b>IV.5.1. Impacts environnementaux.....</b>	<b>58</b>
A. Consommation d'énergie primaire.....	58
B. Consommation de matières premières.....	58
C. Emissions indirectes liées à la production photovoltaïque <sup>78</sup> .....	58

<b>IV.5.2. Impacts de la production décentralisée sur le réseau électrique<sup>79</sup></b> .....	<b>60</b>
A. Décentralisation des unités de production électriques.....	60
B. Approche « réseau » de la gestion des unités décentralisées.....	61
C. La production décentralisée en Belgique.....	61
<b>IV.5.3. Points forts/inconvénients du photovoltaïque</b> .....	<b>62</b>
A. Arguments environnementaux.....	62
B. Arguments techniques.....	62
C. Arguments socio-économiques.....	63
D. Arguments architecturaux.....	64
E. Points faibles.....	64
<b>IV.5.4. Facteurs critiques du développement urbain des systèmes PV</b> .....	<b>64</b>
A. Forme urbaine.....	65
B. Géographie.....	65
C. Prescriptions urbanistiques et techniques.....	65
D. Architecture.....	66
E. Autres applications urbaines.....	66
F. Information et sensibilisation.....	66
<b>IV.6. L'énergie en Région de Bruxelles-Capitale</b> .....	<b>67</b>
<b>IV.6.1. Bilan énergétique régional</b> .....	<b>67</b>
<b>IV.6.2. L'électricité bruxelloise</b> .....	<b>68</b>
<b>IV.6.3. Emissions de CO2</b> .....	<b>68</b>
<b>IV.6.4. Energies renouvelables et autoproduction en RBC</b> .....	<b>69</b>
<b>IV.6.5. Energie solaire en Région de Bruxelles-Capitale</b> .....	<b>70</b>
A. Solaire photovoltaïque.....	70
B. Solaire thermique.....	70
<b>IV.6.6. Politique énergétique régionale</b> .....	<b>71</b>
A. Objectifs opérationnels.....	71
B. Réalisations.....	72
<b>V. Synthèse et plan du vade-mecum</b> .....	<b>73</b>
V.1. Possibilités d'exploitation du photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale.....	73
<b>V.1.1. Etude de l'ensoleillement</b> .....	<b>73</b>
<b>V.1.2. Identification et choix des sites</b> .....	<b>74</b>
<b>V.1.3. Estimation de production et de coûts : exemples-types</b> .....	<b>75</b>
V.2. Principales contraintes, pistes et solutions.....	76
<b>V.2.1. Conception du système et ébauche de cahier des charges</b> .....	<b>76</b>
A. Phase de conception d'une installation photovoltaïque.....	76
B. Phase de réalisation d'une installation photovoltaïque.....	79
<b>V.2.2. Raccordement au réseau</b> .....	<b>82</b>
<b>V.2.3. Démarches administratives et financières</b> .....	<b>82</b>
A. Demandes de subventions.....	82
B. Contrats de raccordement et d'accès au réseau de distribution.....	83
C. Contrats d'achat et de fourniture d'électricité.....	83
D. Certificats verts.....	83
<b>V.2.4. Adresses utiles</b> .....	<b>84</b>
V.3. Plan d'un « vade-mecum du candidat à l'installation d'un système photovoltaïque ».....	85
<b>VI. Perspectives</b> .....	<b>87</b>
VI.1. Potentiel de développement du solaire.....	87
<b>VI.1.1. Un marché mondial en expansion</b> .....	<b>87</b>
<b>VI.1.2. Un marché belge prometteur</b> .....	<b>88</b>
<b>VI.1.3. Une Région potentiellement « solaire »</b> .....	<b>89</b>

VI.2. Evolutions prévisibles.....	89
<b>VI.2.1. Evolution technologique.....</b>	<b>90</b>
A. Accroissement des performances.....	90
B. Amélioration du silicium polycristallin.....	90
C. Industrialisation d'autres matériaux <sup>115</sup> .....	91
<b>VI.2.2. Evolutions politique et économique.....</b>	<b>91</b>
A. La conquête des marchés.....	91
B. La conquête des portefeuilles.....	92
C. La conquête des esprits.....	93
<b>VII. Conclusion.....</b>	<b>94</b>
<b>VIII. Bibliographie.....</b>	<b>95</b>
VIII.1. Ouvrages, articles et travaux scientifiques.....	95
VIII.2. Publications officielles.....	95
<b>VIII.2.1. Europe.....</b>	<b>95</b>
<b>VIII.2.2. Fédéral.....</b>	<b>95</b>
<b>VIII.2.3. Région wallonne.....</b>	<b>96</b>
<b>VIII.2.4. Région flamande.....</b>	<b>96</b>
<b>VIII.2.5. Région de Bruxelles-Capitale.....</b>	<b>96</b>
VIII.3. Autres publications.....	97
VIII.4. Internetographie.....	97
A. Associations et organismes actifs dans le PV.....	97
B. Fabricants, distributeurs et bureaux d'étude PV.....	98
C. Liens utiles en Belgique.....	98
<b>IX. Annexes.....</b>	<b>99</b>

# I. Introduction

La « révolution solaire » a-t-elle commencé ? On ne voit pas de panneaux solaires fleurir dans nos campagnes et dans nos villes, et pourtant... Des pays proches du nôtre, en termes de latitude ou de climat, se sont d'ores et déjà lancés dans des programmes ambitieux de développement de ce qui deviendra probablement la source d'énergie majeure au cours de ce XXI<sup>ème</sup> siècle : l'énergie solaire. Après les astronomes, les prêtres et les poètes, c'est en effet au tour des ingénieurs de célébrer la puissance du soleil. Si l'effet photovoltaïque est connu depuis Becquerel, son exploitation a mis plus d'un siècle et demi à devenir réellement commercialisable, et de grandes évolutions sont aujourd'hui attendues dans le domaine de la production d'électricité « solaire ».

Alors que plusieurs pays et régions d'Europe ont véritablement dopé le secteur photovoltaïque par leur politiques novatrices, la Belgique reste à la traîne. Est-ce dû au climat maussade ? Le Belge demeure sceptique quant à la capacité du solaire de répondre à ses besoins énergétiques. Cependant, la Région flamande a récemment été prise d'un sursaut et il n'est pas impossible qu'elle soit suivie dans un avenir proche par les deux autres régions du pays. C'est un fait : la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz engendre bon nombre d'incertitudes quant aux prix de l'énergie et aux garanties d'approvisionnement, mais peut aussi entraîner de nouveaux choix en matière d'énergie et poser de bien beaux défis.

Si l'option photovoltaïque n'est pas encore pleinement arrivée à maturité, des développements existent qui pourraient trouver un ancrage en Région de Bruxelles-Capitale : à côté des petites installations autonomes et des applications dans les objets de la vie courante, les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique se multiplient rapidement en Europe, à la faveur des subventions qui leur sont accordées par des pouvoirs publics soucieux de respecter leurs engagements environnementaux. Mais cette technologie reste discrète, et il ne serait pas inutile que les autorités bruxelloises fournissent rapidement l'impulsion nécessaire à son démarrage dans la capitale de l'Europe. La présente étude a pour but de contribuer à cet élan qui se fait attendre, en visant à élaborer un guide d'accompagnement du candidat producteur photovoltaïque, un « vade-mecum solaire » en quelque sorte.

Dans un premier temps, nous exposerons la problématique et les concepts de base de la conversion photovoltaïque, en passant succinctement en revue les paramètres qui la caractérisent. Nous nous pencherons quelque peu sur les systèmes connectés au réseau avant de poser le cadre juridique et environnemental des applications photovoltaïques (PV), et d'en évoquer quelques réalisations.

Ensuite, nous présenterons la méthodologie adoptée pour l'analyse des aspects techniques, économiques et pratiques de la mise en œuvre d'une installation PV en Région bruxelloise, ainsi que pour la rédaction future du vade-mecum. Cette analyse constituera le gros de notre travail ; elle inclura également une approche plus fine des impacts du photovoltaïque et fera état de la situation énergétique bruxelloise. Les éléments pertinents de l'étude seront repris dans une synthèse qui débouchera sur l'esquisse d'un plan pour le vade-mecum. Enfin, nous aborderons quelques perspectives et discuterons la portée de cette étude.



## II. Problématique et concepts de base

### II.1. Tout commence par le soleil...

#### II.1.1. Filières de production d'électricité

Le soleil est la principale source d'énergie de la terre. Les combustibles fossiles sont en définitive le résultat de l'action de l'énergie solaire, mais ont été accumulés pendant des millions d'années. Le vent, les précipitations et, partant, la force hydraulique ainsi que la biomasse sont également une conséquence indirecte de l'énergie solaire, qui est donc à l'origine de la plupart des énergies renouvelables (exceptions : l'énergie marémotrice, la géothermie et la fusion nucléaire).

La figure 1 présente, de manière non exhaustive, les différentes filières de production d'énergie électrique.

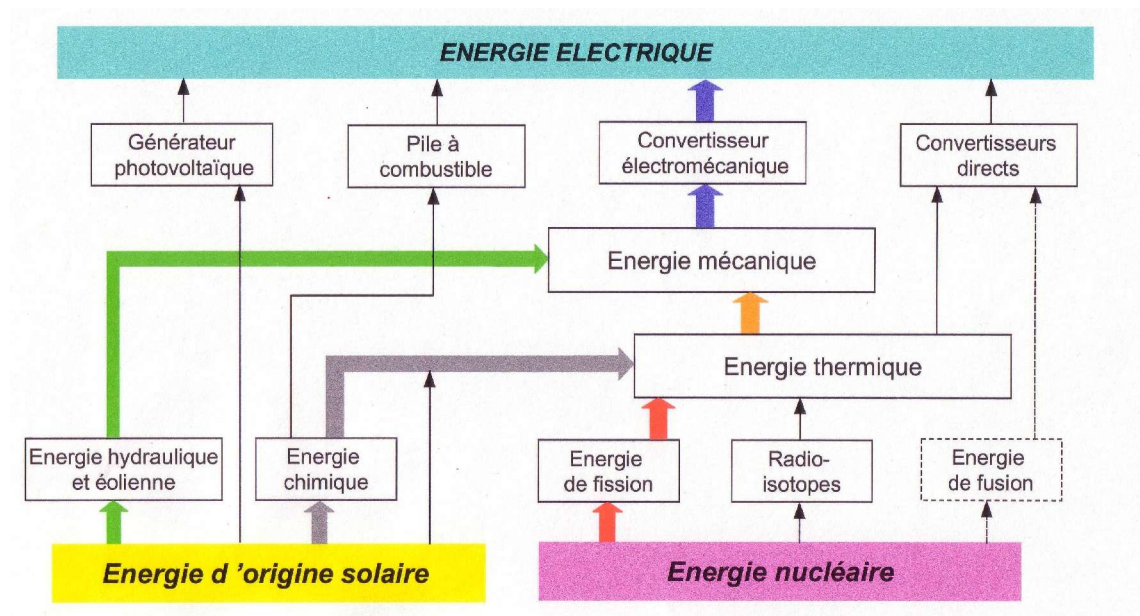


Figure 1 - Filières de production d'énergie électrique

## II.1.2. Energies renouvelables

Mises entre parenthèses pendant plusieurs décennies, les énergies renouvelables connaissent aujourd'hui un regain d'intérêt. Plusieurs raisons expliquent cette faveur: le risque d'épuisement des combustibles fossiles, le souci de la sécurité de l'approvisionnement et la prise de conscience de la dégradation de l'environnement, non plus au niveau local mais à l'échelle de la planète. En outre, certains voient dans le développement des énergies renouvelables le moyen de remettre en cause les systèmes de production très centralisés sur lesquels est bâtie l'économie industrielle actuelle.

De toutes les énergies renouvelables, deux seulement occupent aujourd'hui une place significative dans la fourniture d'énergie mondiale: l'énergie hydraulique et la biomasse. Les autres énergies (solaire, éolienne, la géothermie, ...) sont jusqu'ici restées marginales, même si l'éolien s'est considérablement développé ces dernières années dans les pays du Nord.

L'engagement qu'a pris notre pays lors de la Conférence de Kyoto en 1998, à savoir une diminution des émissions de six gaz à effet de serre, dont le CO<sub>2</sub>, de 7,5% par rapport à 1990, est un réel défi et exige d'inverser complètement la tendance à la hausse de ces émissions notamment en promouvant l'utilisation des sources d'énergie renouvelables.

L'analyse de la contribution des différentes sources d'énergie renouvelables à la production brute d'énergie finale en Belgique, illustrée à la figure 2, montre que les filières éolienne et solaire ne sont encore que balbutiantes en Belgique et ne représentent qu'une part infime du « gâteau » énergétique dont dispose notre pays<sup>1</sup>.

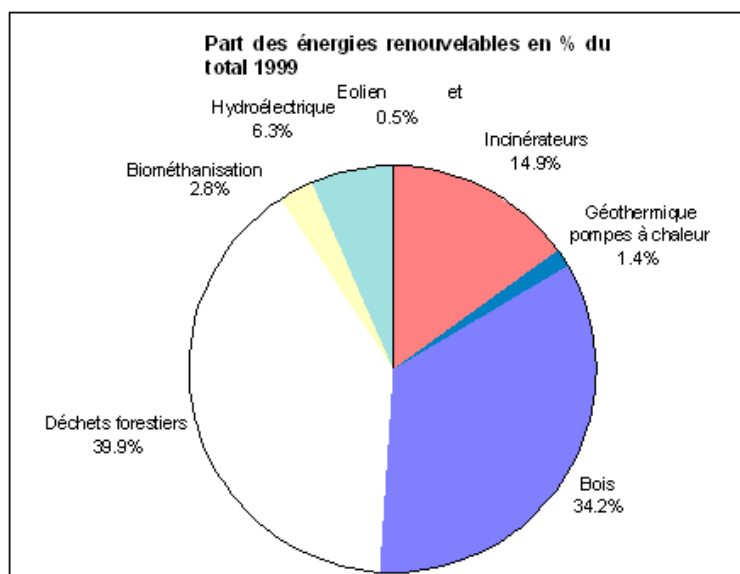


Figure 2 - Contribution des différentes sources d'énergie renouvelables à la production brute d'énergie finale en Belgique en 1999 (Source : Institut wallon)

En 2002, la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale d'énergie en Belgique ne s'élevait qu'à 1,54%, la production d'électricité « verte » ne représentant que 0,53% de la consommation finale d'électricité<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> N.B. L'incinération des déchets non végétaux n'est pas à proprement parler une source d'énergie renouvelable.

<sup>2</sup> Source : (14)

### II.1.3. Energies renouvelables en Belgique à l'horizon 2020

L'objectif à atteindre pour 2010 (objectif indicatif de la directive 2001/77/CE) est de 6% d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables dans la consommation brute d'électricité. Pour atteindre cet objectif, un système de certificats verts a été mis en place. Les Régions imposent ainsi aux fournisseurs de distribuer un certain pourcentage de l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables. Des objectifs de 5% en Région flamande et de 8% en Région wallonne pour 2010 ont déjà été calculés en prenant en compte les potentiels techniques et économiques des technologies admises pour remplir les quotas des différents territoires, ainsi que des quotas variant chaque année.

Au-delà de 2010, d'après le rapport de la Commission AMPERE<sup>3</sup> il est clair que seules l'énergie éolienne et la biomasse pourront contribuer à la production d'électricité en Belgique. Le rapport n'entrevoit pas de percée significative de l'énergie solaire en Belgique avant 2020. L'énergie solaire offre sans aucun doute le meilleur potentiel mais c'est une option que la Commission envisage à plus long terme. L'apport de l'énergie hydraulique est plutôt marginal et l'utilisation d'autres formes d'énergie renouvelable en Belgique est quasi négligeable.

Après 2020, une croissance considérable des énergies renouvelables ne sera possible que grâce à une forte extension de la biomasse cultivée (au détriment de la culture d'autres végétations) et l'application à large échelle de l'énergie solaire. Le développement poussé des technologies pour l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique et la biomasse ne pourra contribuer que faiblement à l'accroissement du potentiel après 2020.

### II.1.4. Energie solaire disponible

L'énergie solaire brute disponible au niveau du sol est au plus d'environ 1000 W/m<sup>2</sup>. En tenant compte de l'inclinaison de la terre, de l'alternance jour-nuit, de la réflexion ou l'absorption par l'atmosphère, ainsi que de la latitude élevée des pays du Benelux et de la nébulosité supérieure à la moyenne, on peut estimer l'énergie reçue en Belgique (densité de puissance au sol) à environ 115 W/m<sup>2</sup>. Il s'agit d'une valeur moyenne: la puissance lumineuse est soumise à des fluctuations journalières, climatiques et saisonnières<sup>4</sup>. Sachant qu'il y a 3600 secondes par heure et 8766 heures en moyenne dans l'année, on peut exprimer la puissance moyenne pour le Benelux à 1000 kWh/m<sup>2</sup>/an.

En Belgique, une surface horizontale d'un mètre carré reçoit donc, par an, une quantité d'énergie de 1000 kWh environ - soit l'équivalent de 100 litres de fuel. Ceci représente, rapporté à la superficie totale de la Belgique, **30.000 TWh/an** soit environ<sup>5</sup>

- 2.600 millions de tonnes équivalent pétrole,
- 70 fois la consommation finale d'énergie en Belgique,
- 400 fois la consommation d'électricité nationale.

A l'échelle de la Région de Bruxelles-Capitale, un tel calcul aboutirait à **162 TWh/an** d'énergie solaire brute soit environ<sup>6</sup>

3 La Commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Électricité et le Redéploiement des Énergies, en abrégé AMPERE, a été chargée de formuler des recommandations et des propositions sur les choix futurs en matière de production d'électricité afin que ceux-ci correspondent aux impératifs sociétaux, économiques et environnementaux du 21<sup>ème</sup> siècle. La Commission était composée de 16 membres choisis en fonction de leurs compétences dans différents domaines en rapport avec la production d'électricité. Cfr (17).

4 Au niveau de la surface du soleil, il existe une densité de puissance de 60 MW/m<sup>2</sup>, soit beaucoup moins que la densité obtenue en divisant la puissance d'une ligne haute tension par la section de ses conducteurs.

5 Source : (14)

6 Source : (36)

- 14 millions de tonnes équivalent pétrole,
- 6 fois la consommation finale d'énergie à Bruxelles-Capitale,
- 30 fois la consommation d'électricité régionale.

Cependant, la surface réellement disponible ne représente qu'une fraction de la superficie totale, et comme nous le verrons par la suite, les rendements de conversion thermique et photovoltaïque limitent bien évidemment la quantité d'énergie utilisable. Cette énergie peut être utilisée comme énergie thermique, en la concentrant par un jeu de miroirs sur une chaudière. Mais on peut également la transformer de manière directe en électricité grâce à des convertisseurs photovoltaïques.

## II.2. La technologie photovoltaïque

### II.2.1. Conversion photovoltaïque – rendement

La base de la conversion photovoltaïque consiste en l'absorption de photons par un semi-conducteur. Les convertisseurs photovoltaïques sont en effet constitués d'un matériau semi-conducteur dopé de manière à constituer une jonction P-N (il s'agit donc d'une diode à jonction). L'énergie lumineuse apportée par les photons génère des charges (porteurs + et -) dans la zone de déplétion de la diode et diffusent en sens différents, ce qui entraîne le passage d'un courant électrique dans le matériau semi-conducteur, lequel peut être connecté à une charge passive. Il s'agit d'une conversion directe qui ne comporte pas de conversion intermédiaire de type chimique ou mécanique, contrairement à la production d'électricité à l'aide de combustibles fossiles, de la biomasse, ou d'éoliennes.

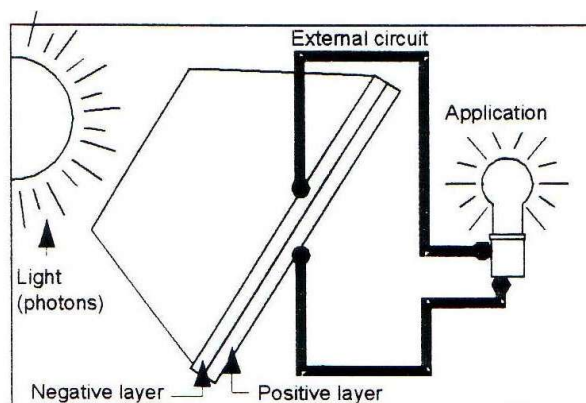


Figure 3 - Principe de la conversion photovoltaïque

Les générateurs photovoltaïques peuvent être réalisés à partir de silicium par des technologies comparables à la réalisation de circuits intégrés. Le silicium, élément très répandu, est le semi-conducteur utilisé dans la quasi-totalité des cellules produites jusqu'à maintenant, sous ses trois formes : monocristallin, polycristallin et amorphe.

Lorsque le rayonnement global reçu par le module est connu pour une période et un lieu déterminés, il importe de connaître le facteur de conversion<sup>7</sup> reliant ce rayonnement au courant de court-circuit, ceci permettant d'établir le rendement de la conversion photovoltaïque, paramètre très important.

<sup>7</sup> Le facteur de conversion est donné par la pente de la droite qui lie le courant de court-circuit au rayonnement solaire incident. Sa détermination est réalisée à partir de la mesure du rayonnement global sur un plan horizontal, ou du calcul du rayonnement global sur un plan incliné.

## II.2.2. Comportement des cellules photovoltaïques

Les cellules photovoltaïques sont composées d'une jonction semi-conductrice PN. Par conséquent, elles se comportent, dans l'obscurité, comme une diode. Lorsque la cellule est éclairée, la lumière incidente fournit l'énergie nécessaire au passage d'électrons de la bande de valence à la bande de conduction, créant ainsi plusieurs couples électron-trou. Les deux porteurs de chaque couple sont séparés par le champ de la zone de déplétion et rompent ainsi l'équilibre thermodynamique qui préexistait au sein de la cellule. L'ensemble des différences de potentiel internes de celle-ci ne se compensant plus, une tension apparaît à ses bornes. Lorsqu'on y connecte un circuit électrique, on peut donc y faire passer un courant.

La puissance débitée par la cellule, loin d'être constante, dépend fortement de la charge que l'on raccorde à la cellule. Cela va du court-circuit au circuit ouvert, points extrêmes pour lesquels la puissance est nulle. Entre ces deux points existe donc un point pour lequel la puissance débitée est maximale. Cette puissance maximale est appelée *puissance de crête* de la cellule et affectée d'un indice c ou p (peak). Elle se mesure en watt-crête ou  $W_c$  ( $W_p$ ). Il est évident que plus il y a de lumière, plus l'apport d'énergie à la cellule est important, et plus la puissance maximale est élevée.

## II.2.3. Rendement et coût de fabrication

Ce sont les cellules au silicium monocristallin qui offrent le meilleur rendement (15%), suivies par celles au silicium polycristallin (12%). Le rendement des cellules au silicium amorphe ne dépasse pas 9% et diminue sensiblement avec le temps. Dans de bonnes conditions d'utilisation, le rendement des dispositifs monocristallins peut même être augmenté au-delà de 20% par l'utilisation d'une concentration optique du rayonnement solaire. En fait, dans des conditions réelles, le rendement moyen est plus faible, mais le rendement n'est pas la notion la plus importante puisque la source d'énergie est très grande.

Plus de la moitié du coût de fabrication des cellules en silicium cristallin est due à la production du matériau de base (le silicium purifié et cristallisé) et au découpage en tranches de silicium (wafers). La recherche se porte actuellement sur des alternatives au découpage, telles que la fabrication de rubans de silicium (« rubbons ») et le dépôt en couche mince sur le verre ou la céramique (ex. tuile) qui pourront engendrer une diminution supplémentaire des coûts de production.

# II.3. Eléments d'une installation PV

## II.3.1. Modules et dispositifs électroniques

Une seule cellule solaire peut fournir une tension continue de quelque 0,5 V et un courant de 30 mA par  $\text{cm}^2$  de superficie de la cellule, lorsque l'ensoleillement est maximal. La dimension des cellules solaires dépend donc du niveau de courant souhaité (en dessous d'un certain seuil). Afin d'atteindre une tension déterminée, on monte en série différentes cellules solaires dans un *module* dont la conception offre une protection contre les intempéries, ceci en vue de garantir une durée de vie de l'ordre de 25 à 30 ans.

Les modules standard de 55 W<sub>c</sub> contiennent 36 cellules. Actuellement, il y a une tendance à fabriquer des grands modules avec 72 cellules ou plus (dimensions environ 70 x 130 cm<sup>2</sup>). En cas de modules « semi-transparent », on prévoit une surface arrière en verre et une distance plus grande entre les cellules. Ces modules combinent la production d'électricité avec la protection partielle vis à vis du soleil par une grille typique de lumière et d'ombre et sont intégrés dans les bandes lumineuses des façades et des toits. On peut encore adapter les niveaux de tension ou de courant en connectant plusieurs modules en série ou en parallèle. Un assemblage de plusieurs modules s'appelle un *panneau*. L'ensemble des panneaux d'une installation s'appelle un *champ* photovoltaïque.

Dans beaucoup de cas, l'installation comportera des batteries, qui peuvent stocker l'énergie électrique temporairement sous forme d'énergie chimique. Pour ce qui est du stockage à long terme, on envisage un cycle à hydrogène, dans lequel l'électricité servirait à induire l'électrolyse de l'eau en hydrogène et en oxygène, l'hydrogène fournissant par la suite de l'énergie via une pile à combustible.

Sauf dans les installations de petite puissance, on n'impose pas aux panneaux de fonctionner à une tension fixée. L'installation comporte donc des convertisseurs électroniques de puissance permettant de modifier le niveau de tension. Des convertisseurs sont aussi nécessaires si l'on veut passer d'une tension continue à une tension alternative, par ex. si le système est connecté au réseau électrique.

Comme autres composants, citons des sécurités électroniques nécessaires (par exemple, la protection contre la foudre, l'interruption en cas de panne ou de réparation), un système de fixation, des régulateurs électroniques, qui permettent de toujours atteindre le point de fonctionnement optimal des modules en cas de modification de l'ensoleillement, des systèmes électroniques chargés de contrôler le stockage de l'énergie dans les batteries, des capteurs thermiques électroniques (destinés notamment à obtenir une tension de charge plus élevée de l'accumulateur lorsqu'il est froid, par exemple en hiver), ...

Si l'on corrige le rendement nominal des cellules pour tenir compte des accessoires, des rendements de conversion globaux caractéristiques de 10% à 15% sont obtenus, c'est-à-dire que, sur un an, 10% à 15% de l'énergie de la lumière du soleil seraient finalement convertis en énergie électrique. De cette manière, le potentiel électrique moyen obtenu avec des cellules solaires varierait entre 10 et 15 MW/km<sup>2</sup> dans le Benelux, soit de 10 à 15 W/m<sup>2</sup>.

## II.3.2. Caractéristiques climatiques et géographiques

### A. Données climatiques

Dans des conditions réelles, le comportement des modules photovoltaïques dépend de divers facteurs extérieurs, les plus importants étant la valeur du rayonnement incident, la température ambiante et l'angle d'incidence de la puissance lumineuse. Il est donc nécessaire de connaître précisément ces facteurs, en s'aidant des données climatiques disponibles.

### B. Inclinaison

Afin d'effectuer les mesures électriques dans des conditions optimales, il importe de choisir judicieusement l'angle d'inclinaison des modules. Ce choix dépend essentiellement de la latitude. Le tableau 1 présente les angles par rapport à l'horizontale proposés afin d'assurer un bon compromis entre une production d'énergie optimale et un bon nettoyage des modules par la pluie.

latitude du site	angle d'inclinaison
0-40	10°
5-20°	latitude + 5°
21-45°	latitude + 10°
45-65°	latitude + 15°
65-75°	80°

Tableau 1 - angle d'inclinaison<sup>8</sup>

Etant donné la latitude moyenne en Région Bruxelloise (50,5°N), l'angle d'inclinaison des modules devrait donc valoir approximativement 65°.

L'optimisation de la production d'énergie se base en général sur les mois de faible production, c'est-à-dire les mois d'hiver dans l'hémisphère Nord. Ce critère est appréciable pour les systèmes photovoltaïques indépendants, où l'on veut garantir une production quotidienne suffisante pour combler les besoins électriques. Mais il est aussi possible d'optimiser la production d'énergie en se basant sur le rendement annuel de l'installation, ce qui convient aux systèmes reliés au réseau. Les angles d'inclinaison optimaux sont alors établis différemment, et peuvent conduire à des valeurs de l'ordre de 30° en Belgique.

Pour certaines installations, il peut s'avérer plus rentable d'ajuster l'inclinaison de façon saisonnière. A la plupart des latitudes, le rendement peut être amélioré en été en utilisant un angle plus petit que celui recommandé par le tableau ci-dessus; de même qu'en hiver le choix d'un angle plus grand est conseillé, en fonction de l'élévation respective du soleil dans le ciel. Par ailleurs, si les modules ne sont pas nettoyés régulièrement il est recommandé qu'ils ne soient pas inclinés de moins de 15°. En effet, les angles d'inclinaison plus petits ne permettent pas de profiter pleinement de l'action purificatrice de la pluie.

### C. Orientation

A première vue, il paraît judicieux d'orienter les modules plein sud, l'idéal étant évidemment que leur position évolue en fonction de l'heure du jour. Diverses études ont effectivement montré que l'orientation optimale, c'est-à-dire celle qui maximise la collecte d'énergie solaire, est bien celle-là<sup>9</sup>. Néanmoins, dans le cas de modules reliés au réseau électrique, on pourrait envisager la possibilité de tirer parti d'une orientation plus à l'ouest qui permettrait une adéquation plus étroite entre les pics de production et de charge. En effet, lorsque le pic de charge se produit, la production solaire est réduite généralement à 35-40% de sa valeur maximale. Les orientations à l'ouest peuvent réduire le décalage entre les deux pics, mais au prix d'une diminution de l'énergie totale produite. Ainsi, une étude réalisée au Nevada indique que ce type d'orientation peut être économiquement avantageux si le prix de l'électricité varie suivant l'heure et l'état de congestion du réseau<sup>10</sup>.

### II.3.3. Dimensionnement

Qu'il s'agisse d'une petite installation indépendante dans un endroit non relié au réseau électrique, d'une centrale photovoltaïque alimentant un sous-réseau important, ou d'un système appartenant à un particulier et connecté au réseau, il est utile voire même indispensable de pouvoir estimer correctement la taille et la structure de l'installation photovoltaïque, compte tenu des besoins énergétiques et des contraintes qui s'imposent à l'utilisateur. En effet, outre la qualité des différents

<sup>8</sup> Source: (8)

<sup>9</sup> Voir par exemple (7).

<sup>10</sup> Cfr (1)

composants du système et la construction du système proprement dit, le dimensionnement du champ photovoltaïque, de l'unité de stockage et des composants électriques joue un rôle important dans la fiabilité et la durabilité d'un système d'énergie photovoltaïque.

Il va de soi que le dimensionnement diffère suivant le type de système. Nous nous intéresserons principalement au dimensionnement d'un système PV relié au réseau d'énergie électrique, cas le plus susceptible de faire l'objet de développements en Région Bruxelloise.

## II.3.4. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

### A. Définitions et mise en œuvre

Par système photovoltaïque connecté au réseau, on entend un système dont le champ photovoltaïque est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur courant continu-courant alternatif appelé onduleur (cfr § IV.1.2.). Un tel système est représenté à la figure ci-dessous.

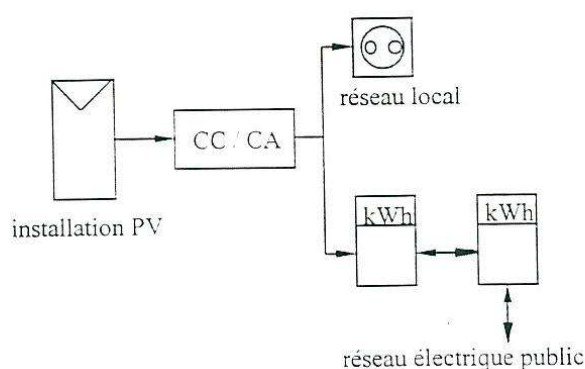


Figure 4 - Schéma d'un système PV décentralisé relié au réseau<sup>11</sup>

On parle de systèmes *centralisés* raccordés au réseau lorsqu'une grande installation photovoltaïque (en principe comprise entre 100 kW<sub>c</sub> et quelques MW<sub>c</sub>) est reliée au réseau. Cela s'effectuera généralement en moyenne tension et bien souvent, la société d'électricité est impliquée dans le projet. L'énergie produite est immédiatement envoyée sur le réseau public et n'est donc pas liée à un consommateur local. Des systèmes de production d'énergie photovoltaïque *décentralisés*, nettement plus réduits, peuvent également être raccordés au réseau public en raison de leur caractère modulaire. Ces systèmes sont alors disposés de manière décentralisée sur les toitures des habitations, des immeubles de bureau, des murs antibruit le long des autoroutes, ...

### B. Types de systèmes photovoltaïques connectés au réseau

On distingue principalement trois types de systèmes photovoltaïques connectés au réseau : les systèmes à onduleur central, les systèmes à onduleurs série et les modules à courant alternatif.

La figure 5a illustre le premier type, **avec onduleur central**. Plusieurs panneaux sont placés en série et en parallèle afin de délivrer une puissance déterminée et une tension déterminée à l'onduleur. Le câblage de chacun des circuits série aboutit dans un boîtier de connexion où est établi le circuit parallèle qui part ensuite vers l'onduleur. Ce système est utilisé pour des champs photovoltaïques de 1 à 100 kW<sub>c</sub>. L'utilisation d'un onduleur central permet à la fois d'économiser les coûts, de contrôler

<sup>11</sup> Source : (6)



l'ensemble du système à partir de l'onduleur et d'utiliser des onduleurs à très haut rendement. L'inconvénient du montage en série d'un grand nombre de modules réside dans le fait que lorsqu'un module ou une partie de celui-ci est endommagé dans la chaîne, c'est la performance de l'ensemble de la chaîne qui en pâtit.

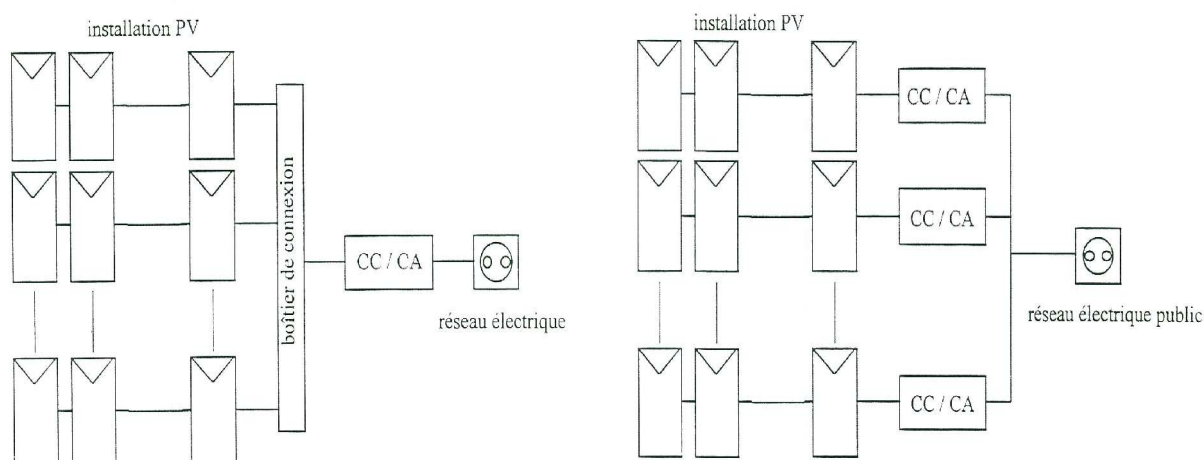


Figure 5 - Schéma d'un système PV relié au réseau, avec onduleur central (a) ou onduleurs série (b)<sup>12</sup>

Le deuxième type, un système photovoltaïque connecté au réseau **avec onduleurs série**, est illustré à la figure 5b. Ici, un onduleur est monté en série par chaîne de modules et assure la liaison avec le réseau électrique. Ce système présente l'avantage de se passer de boîtier de connexion, ce qui simplifie l'installation et réduit les coûts. En outre, comme un grand nombre de modules restent en série, la tension continue à l'onduleur est suffisamment élevée pour garantir un rendement de conversion élevé. Par rapport au système précédent, il faudra toutefois monter davantage d'onduleurs, ce qui peut conduire à une augmentation des coûts. Par rapport au type d'onduleur précédent, la problématique de la mise à l'ombre reste ici l'inconvénient majeur.

Dans le cas des **modules à courant alternatif**, un onduleur qui assure la connexion avec le réseau électrique sera monté au dos de chaque module photovoltaïque, cet onduleur devant constituer un bel échantillon d'électronique de puissance de pointe. De tels systèmes offrent de grands avantages en matière de coût et de temps d'installation. L'installation est en effet plus simple et moins onéreuse du fait que l'on peut utiliser un câblage ordinaire pour courant alternatif. De même, les systèmes sont parfaitement modulaires, ce qui veut dire que chaque onduleur est chargé de manière optimale. Un autre grand avantage réside dans le fait que les pertes dues aux différences entre les modules sont totalement gommées par rapport aux configurations précédentes. Les effets de l'ombre ne jouent aucun rôle du fait que les modules ne sont pas montés en série. Par rapport au système précédent, le rendement du système pour des installations intégrées dans des bâtiments s'en trouve souvent amélioré<sup>13</sup>.

<sup>12</sup> Source : (6)

<sup>13</sup> Ces mini-onduleurs présentent toutefois l'inconvénient que leur rendement de conversion est parfois inférieur de quelques pourcents à celui des onduleurs conventionnels. Il subsiste également certains doutes quant à leur fiabilité. En effet, un élément à très haute durée de vie (30 ans pour un module photovoltaïque) est relié à un composant électronique dont la durée de vie espérée est sensiblement plus courte, d'autant que la température du module est souvent très élevée et que l'électronique en pâtit. De plus, dans un tel système la maîtrise du raccordement au réseau est nettement moins simple.

## II.3.5. Toit solaire photovoltaïque

Un « toit solaire photovoltaïque raccordé au réseau » (que nous appellerons « toit solaire ») est un générateur photovoltaïque installé chez l'utilisateur, et qui est raccordé au réseau de distribution de la compagnie d'électricité par l'intermédiaire de l'installation électrique intérieure. Il est composé d'un ou plusieurs champs de panneaux produisant du courant continu. Ce courant est ensuite transformé par un ou plusieurs onduleurs en courant alternatif compatible avec les exigences de qualité, de fiabilité et de sécurité du réseau.

### A. Fonctionnement

Le courant produit peut être soit :

- consommé directement par le foyer : seul le surplus est vendu en cas d'excédent et le courant nécessaire lorsque la consommation dépasse la production (nuit, ciel couvert, brouillard) est fourni par le réseau ;
- injecté directement dans le réseau : la totalité du courant produit est vendu et la totalité du courant consommé est fournie par le réseau.

Compte tenu des lois de la physique, l'électricité sera dans tous les cas utilisée au plus près de son lieu de production.

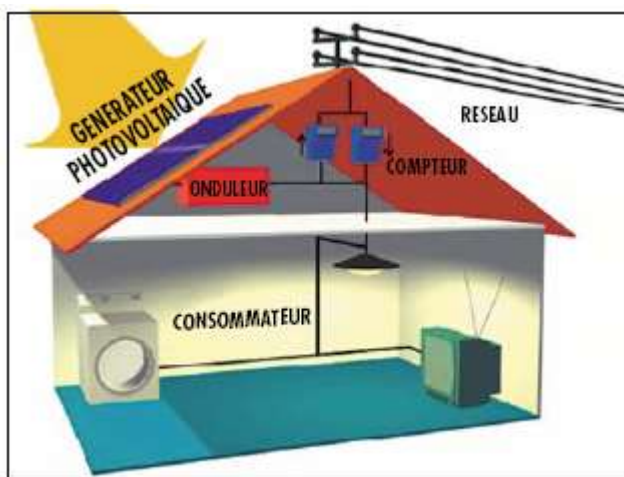


Figure 6 - Toit solaire raccordé au réseau<sup>14</sup>

Le toit solaire peut couvrir tout ou partie de la consommation électrique du bâtiment sur lequel il est installé. En pratique, la production solaire réduira les dépenses d'électricité et remplacera une partie de l'énergie « sale » (issue de combustibles fossiles ou nucléaires) par une énergie propre et respectueuse de l'environnement, améliorant ainsi, même modestement, la qualité écologique du courant au niveau du consommateur mais aussi au niveau de la compagnie d'électricité. Un toit solaire peut aussi apporter une aide précieuse pour améliorer la qualité du courant fourni par la compagnie locale dans les zones reculées où la grande longueur des câbles électriques occasionne fréquemment des baisses de tension ou des coupures.

<sup>14</sup> Source : (42)

## B. Mise en oeuvre

Une telle installation peut prendre place sur le toit ou la façade de n'importe quel bâtiment raccordé au réseau et disposant d'une surface suffisante (avec un minimum raisonnable de 10 m<sup>2</sup>), orientée le plus possible vers le Sud (au moins entre Sud-Est et Sud-Ouest), et si possible sans obstacle masquant la course du soleil en toute saison. Différentes solutions techniques et architecturales peuvent être envisagées (cfr § IV.1.4.).

Le statut légal et financier du toit solaire est très différent d'un pays à l'autre, et même d'une région ou d'une municipalité à l'autre dans un même pays. Dans la plupart des cas, son utilisation fait l'objet d'un contrat entre le producteur (le propriétaire) et le gestionnaire du réseau auquel il est raccordé dans la mesure où des normes de qualité, de sécurité et de fiabilité doivent être respectées pour un fonctionnement sans risque. Pour soutenir le développement de la filière, le tarif d'achat du kWh produit par une installation photovoltaïque est supérieur au prix pratiqué par les compagnies électriques pour la vente d'électricité à leurs clients. Il est donc nécessaire de compter séparément les kWh injectés et ceux prélevés sur le réseau, ce qui oblige à installer deux compteurs unidirectionnels (électroniques). En cas d'arrêt de la distribution d'électricité venant du réseau (panne, travaux de la compagnie d'électricité), l'onduleur ne débite aucun courant sur le circuit intérieur ni sur le réseau.

Les différents aspects (techniques, juridiques, économiques) de la mise en œuvre de ce type d'installation seront analysés au chapitre IV.

### II.3.6. Systèmes photovoltaïques hybrides

Si dans le cadre de cette étude nous nous intéressons plutôt aux systèmes connectés au réseau, il n'est sans doute pas inintéressant de mentionner l'existence de systèmes non connectés hybrides. Ceux-ci sont actuellement utilisés dans des sites isolés, où les besoins quotidiens en énergie peuvent varier entre 1 et 1000 kWh/jour - ce qui démontre leur extrême flexibilité, mais peuvent s'avérer une solution intéressante dans le cas de centrales mixtes, par exemple, ou dans le domaine des transports (fluvial, ferroviaire, aérien).

Pour de tels systèmes autonomes, comme le soleil est une source d'énergie imprévisible, on est souvent contraint de surdimensionner fortement le champ photovoltaïque ou le groupe de batteries pour garantir à l'utilisateur une autonomie complète. Toutefois, en combinant l'énergie photovoltaïque avec une autre source d'énergie, on peut parvenir à un système plus optimal. On peut par exemple ajouter un générateur au système, ce qui réduit considérablement la nécessité d'autonomie du système photovoltaïque. Lorsque la demande d'énergie ne peut être couverte entièrement par le système photovoltaïque durant une saison déterminée, on fait appel au générateur pour fournir la puissance nécessaire. Il est clair qu'on dispose ainsi d'un système d'énergie nettement plus efficace. Celui-ci conduira à son tour à de substantielles réductions de coût et à une augmentation de la fiabilité du système dans son ensemble.

Certains sites peuvent offrir d'autres options spécifiques pour l'approvisionnement en énergie. Outre la combinaison de systèmes photovoltaïques avec des centrales hydrauliques de petite taille, l'association avec la production d'énergie éolienne peut offrir de bonnes perspectives. Bien souvent, en effet, les fluctuations de l'offre d'énergie éolienne sont compensées par une combinaison avec l'énergie solaire, ce qui en réduit fortement le caractère aléatoire. En de nombreux endroits sur terre, l'offre en énergie solaire est complémentaire avec l'offre en énergie éolienne sur l'ensemble des saisons, comme c'est le cas pour le climat belge. Ceci permet de réduire considérablement la nécessité d'un stockage saisonnier de l'énergie.

## **II.4. Impacts environnementaux et cadre juridique**

### **II.4.1. Pressions environnementales des systèmes PV**

Comme nous le verrons en détail au § IV.4.1., les impacts des systèmes photovoltaïques sur l'environnement sont minimes. Une cellule photovoltaïque est le plus souvent fabriquée en silicium. Cet élément est extrait du sable (SiO<sub>2</sub>). Les différents procédés de fabrication et de purification du silicium sont peu polluants (sauf en ce qui concerne la consommation d'énergie). Si l'on exprime les émissions par kWh produit, on obtient des valeurs inférieures pour les systèmes photovoltaïques que pour les systèmes traditionnels, à l'exception de l'énergie nucléaire. Des gaz dangereux sont employés, mais ils sont parfaitement confinés. L'inconvénient réside dans la quantité importante d'énergie nécessaire à la fabrication, qui reporte les pollutions à la source d'énergie, nous reviendrons sur ce point. Lors du démantèlement, les modules peuvent être démontés. Le principal déchet, à savoir le verre, est parfaitement recyclable. Les cellules elles-mêmes peuvent être réutilisées à condition d'enlever les anciennes métallisations et de les remplacer par de nouvelles<sup>15</sup>.

### **II.4.2. Cadre juridique**

La législation en matière d'énergies renouvelables est relativement neuve et appelée à évoluer dans les prochaines années. Ce paragraphe reprend l'essentiel des documents ayant trait de près ou de loin à la réglementation qui nous intéresse. Les dispositions plus spécifiques liées au solaire photovoltaïque et à la Région de Bruxelles-Capitale seront analysées au chapitre IV.

#### **A. Le contexte de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz**

La directive européenne 96/92/CE organise la libéralisation du marché européen de l'électricité. Elle vise à encourager une baisse des prix de l'électricité sans altérer la sécurité de l'approvisionnement et à permettre aux entreprises et aux consommateurs de choisir leur fournisseur. Elle prévoit la possibilité pour les Etats membres d'imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public pouvant porter, entre autres, sur les prix des fournitures et la protection de l'environnement. Par ailleurs, pour répondre au problème de la sécurité d'approvisionnement énergétique et pour contribuer à la lutte contre le changement climatique, l'Union européenne a adopté la directive 2001/77/CE sur la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Elle fixe pour chaque Etat membre des objectifs indicatifs nationaux concernant la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans leur consommation intérieure brute d'électricité; l'objectif belge est de 6% à l'horizon 2010.

La directive 96/92/CE a été transposée en Région de Bruxelles-Capitale par l'ordonnance du 19 juillet 2001 qui stipule que dès 2002 les clients consommant plus de 20 GWh par an et par site de consommation peuvent choisir leur fournisseur. Cette possibilité sera ensuite offerte progressivement (entre 2003 et 2007) à l'ensemble des consommateurs d'électricité de la haute et de la basse tension. L'ordonnance garantit également la fourniture minimale d'électricité, des tarifs sociaux et la protection de l'environnement grâce à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération. Ainsi, chaque année, les fournisseurs sont soumis à des quotas d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, quotas qui ont été précisés depuis par des arrêtés d'application de l'ordonnance.

<sup>15</sup> Le principal handicap des cellules ainsi reconditionnées sera un retard technologique (égal à la durée de vie des modules) par rapport aux cellules neuves.

## B. Législation « énergie »

### **Au niveau européen**

La directive 96/92/CE relative aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, organise la libéralisation du marché européen de l'électricité.

La directive 2001/77/CE demande aux à tous les États membres de fixer des objectifs indicatifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et jette les bases d'un cadre communautaire en la matière.

### **Au niveau fédéral**

La loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (moniteur belge du 11/05/1999) fixe, entre autres, le cadre de la mise en place d'un système d'octroi de certificats verts pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

L'arrêté royal du 19 décembre 2002 établit un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

### **Au niveau régional**

#### ***Région Flamande***

Le décret du 17 juillet 2000, relatif à l'organisation du marché de l'électricité, précise le rôle et les activités du gestionnaire de réseau de distribution; il institue en outre un système de certificats écologiques et crée un fonds des sources d'énergie renouvelables. Enfin, il met sur pied une autorité de régulation.

L'arrêté du 4 avril 2003 vise à favoriser la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables : gratuité d'accès au réseau de distribution, communication à l'autorité de régulation des données relatives à la production et à la consommation d'électricité « verte », ...

L'arrêté du 5 mars 2004 établit les règles en matière de certificats d'électricité écologiques.

#### ***Région Wallonne***

Le décret du 12 avril 2001 (modifié par les décrets du 19/12/2002 et du 18/12/2003), relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, institue une Commission Wallonne pour l'Energie (CWAPE), précise les tâches et obligations des gestionnaires de réseaux de distribution et met en place un système de certificats verts.

L'arrêté du 4 juillet 2002 vise à promouvoir l'électricité verte. Il établit essentiellement les règles en matière de certificats verts.

L'arrêté du 16 octobre 2003 spécifie le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci.

L'arrêté du 6 novembre 2003 modifie l'arrêté du 4 juillet 2002 et précise les dispositions concernant l'aide à la production octroyée à l'électricité verte.

## **Région de Bruxelles-Capitale**

L'arrêté du 3 juin 1999 instaure l'octroi d'un subside pour l'installation de chauffe-eau solaires.

L'ordonnance du 19 juillet 2001 (modifiée par celle du 1er avril 2004), relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, organise la gestion des réseaux de transport et de distribution régionaux, institue un système de certificats verts, crée un « Conseil des usagers de l'électricité et du gaz » ainsi qu'un fonds relatif à la politique de l'énergie.

L'arrêté du 6 mai 2004, relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité, précise les règles en matières de certificats verts et spécifie la procédure de certification des installations de production d'électricité verte et de cogénération.

## **C. Réglementation**

### **Normes et prescriptions techniques**

Toutes les installations électriques sont soumises à des dispositions légales :

- Règlement Technique Régional pour la distribution de l'Electricité (RTD) édité par la VREG, la CWaPE ou l'IBGE ;
- Règlement Général des Installations Electriques (R.G.I.E.) ;
- Règlement Général pour la protection du Travail (R.G.P.T./Codex "Bien-être au travail").

Outre les règlements précités, il faut prendre en considération les prescriptions locales et les prescriptions particulières élaborées par les GRD locaux. Enfin, l'installation doit répondre à certaines conditions techniques de compatibilité et de sécurité définies en Belgique par la Fédération des Producteurs d'Electricité (FPE) :

- Prescriptions techniques générales relatives au raccordement d'un utilisateur au réseau de distribution BT (C1/107, juin 2004) ;
- Prescriptions techniques de branchement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution (C10/11, 05/03/2004)

Les normes et prescriptions s'appliquant plus spécifiquement aux installations de production décentralisée, en particulier aux panneaux photovoltaïques, seront détaillées à la section IV.1.

### **Règles d'urbanisme**

Les règles d'urbanisme peuvent défavoriser certaines formes d'énergie renouvelable<sup>16</sup>. En ce qui concerne l'utilisation des panneaux photovoltaïques, ces règles imposent aux bâtiments d'être orientés parallèlement à la rue, ce qui n'est pas forcément la meilleure orientation pour les panneaux solaires fixés aux toits ou aux murs. Mentionnons aussi les contraintes relatives à la couleur des matériaux utilisés pour les bâtiments classés ou faisant l'objet d'une mesure de protection.

L'arrêté du 12 juin 2003 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale dispense les travaux de pose en toiture de capteurs solaires<sup>17</sup> de permis d'urbanisme, de l'avis du fonctionnaire délégué ou de la commune, et du concours d'un architecte, compte tenu de certaines dispositions (cfr § IV.1.4.).

<sup>16</sup> Ainsi, les éoliennes sont actuellement rentables, mais ne peuvent être installées qu'en terrain industriel (pas en terrain agricole)... et les terrains industriels sont chers.

<sup>17</sup> En l'absence de précision, l'on suppose qu'il s'agit aussi bien de capteurs solaires thermiques que de panneaux photovoltaïques.

## II.5. Réalisations et R&D

### II.5.1. Types d'installation

Les systèmes PV autonomes ont bénéficié d'un développement considérable dans les pays du Sud à fort ensoleillement, mais également dans le Nord, où émergent à présent nombre de réalisations autonomes à usages divers : parcmètres, toits de parking, murs anti-bruit, ... Les installations connectées au réseau connaissent aujourd'hui un essor remarquable, principalement en Europe du Nord et au Japon.

Outre les centrales indépendantes ou connectées au réseau qui visent à répondre aux besoins d'une collectivité isolée ou d'une industrie, les installations « résidentielles » se sont multipliées ces dernières années. Les modules photovoltaïques peuvent en effet être combinés avec des panneaux solaires thermiques et intégrés dans le toit d'une habitation. Ils peuvent ainsi assumer entièrement la fonction imperméabilisante des tuiles. Les façades et les toits d'immeubles de bureau constituent également un support pour l'intégration de systèmes photovoltaïques. L'évolution quotidienne de la production d'électricité à partir d'énergie solaire et la consommation de celle-ci coïncident bien mieux que dans une application résidentielle.

Depuis peu, les cellules photovoltaïques peuvent également être intégrées dans la structure même d'un bâtiment : entre des parois vitrées, ce qui permet de créer des jeux d'ombre en fonction de l'espacement des cellules, ou dans des tuiles du toit. Des modules semi-transparents peuvent être intégrés dans les toits d'atrium et les fenêtres. Il est possible d'introduire des systèmes PV aussi bien dans des projets de rénovation que lors de nouvelles constructions d'habitations, de bureaux et de structures isolées telles que les toits de quai, sans que cela empêche les activités normales. Ceci offre aux architectes de nouvelles possibilités esthétiques.

### II.5.2. Réalisations en Belgique

Au cours de la période de 1996 à aujourd'hui, le nombre de modules installés en Flandre a fort augmenté. La production a connu une croissance de 25 MWh à 276 MWh . En 1999, la puissance installée cumulée était de 335 kW<sub>c</sub>. Les chiffres sont quasi inexistantes pour la Wallonie et Bruxelles. La puissance actuellement installée est évaluée à 25-30 kW<sub>c</sub> (maisons de week-end en Ardenne, quelques systèmes autonomes et certains systèmes intégrés), ce qui correspond à une production d'électricité maximale de 0,025 GWh/an. Le total pour la Belgique à ce jour est d'environ 0,3 GWh/an de production d'électricité sur base de systèmes photovoltaïques<sup>18</sup>.

### II.5.3. Réalisations à l'étranger

Le tableau ci-dessous montre l'évolution de la capacité photovoltaïque installée en Europe de 2000 à 2002. On y remarque que c'est la capacité connectée au réseau (« on-grid ») qui a connu la plus forte croissance. L'on y voit aussi que la Belgique est fortement à la traîne en matière de photovoltaïque.

---

<sup>18</sup> Source : (14)

Pays	Capacité totale installée en mégawatts-crête [MW <sub>c</sub> ]								
	2000			2001			2002		
	On-grid	Off-grid	Total	On-grid	Off-grid	Total	On-grid	Off-grid	Total
<b>Allemagne</b>	100,0	13,8	113,8	175,0	14,0	189,0	258,0	20,0	278,0
<b>Italie</b>	9,0	13,0	22,0	9,1	15,0	24,1	10,4	12,4	22,8
<b>Pays-Bas</b>	8,7	4,1	12,8	16,2	4,3	20,5	23,7	4,6	28,3
<b>Espagne</b>	2,9	9,2	12,1	5,3	10,3	15,6	7,9	11,4	19,3
<b>France</b>	0,6	10,7	11,3	1,0	12,7	13,7	1,5	15,2	16,7
<b>Autriche</b>	3,2	1,7	4,9	4,7	2,0	6,7	7,9	2,2	10,0
<b>Suède</b>	0,1	2,7	2,8	0,1	2,9	3,0	0,2	3,1	3,3
<b>Finlande</b>	0,1	2,5	2,6	0,2	2,6	2,8	0,1	2,9	3,0
<b>Grande-Bretagne</b>	1,5	0,4	1,9	2,2	0,5	2,7	3,6	0,6	4,3
<b>Danemark</b>	1,3	0,2	1,5	1,3	0,2	1,5	1,4	0,2	1,7
<b>Portugal</b>	0,3	0,7	1,0	0,5	0,9	1,4	0,3	1,2	1,5
<b>Grèce</b>	0,2	0,7	0,9	0,3	0,8	1,1	1,0	1,3	2,4
<b>Belgique</b>	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,5	0,0	0,5
<b>Total UE</b>	<b>128,0</b>	<b>59,8</b>	<b>187,8</b>	<b>216,0</b>	<b>66,3</b>	<b>282,3</b>	<b>316,5</b>	<b>75,1</b>	<b>391,6</b>

Tableau 2 - Capacité PV installée en Europe de 2000 à 2002, connectée au réseau (on-grid) ou non<sup>19</sup>

L'Allemagne est de loin le pays européen où la technologie photovoltaïque est la mieux implantée. Ceci est également illustré par la figure 7. L'Allemagne a ainsi lancé un programme de grande envergure dans le domaine du PV résidentiel, l'opération « 100.000 Solar Roofs » (82 MW<sub>c</sub> installés rien qu'en 2002, 278 MW<sub>c</sub> en tout), qui a véritablement « dopé » l'industrie photovoltaïque européenne. Les Pays-Bas et l'Italie ont à leur tour élaboré des programmes PV ambitieux.

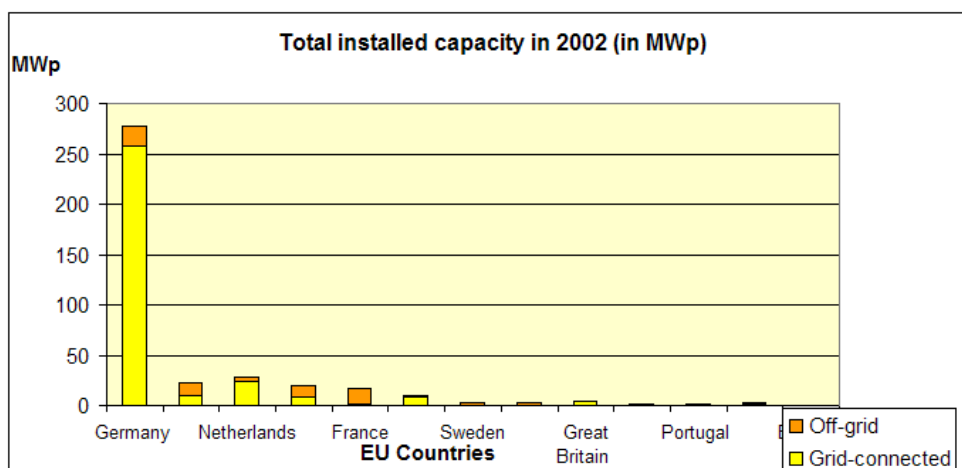


Figure 7 - Capacité installée totale en 2002 dans les pays de l'UE

Au niveau mondial, le photovoltaïque croît à une grande vitesse : le marché mondial de l'électricité solaire s'est développé à un taux moyen de 30 à 40% ces cinq dernières années. En termes de capacité installée annuelle, l'Europe vient en deuxième place après le Japon, et l'industrie européenne s'applique à rapidement réduire cet écart<sup>20</sup>.

<sup>19</sup> Source : Eurobserv'ER

<sup>20</sup> Source : EPIA (50)



## II.5.4. Etat de la R&D

A noter que la Belgique fait partie, dans le cadre de l'Agence Internationale de l'Energie, d'un accord international d'exécution sur l'énergie solaire et a accès à différents programmes de recherche de l'AIE sur le photovoltaïque et sur la concentration de la puissance solaire.

En décembre 2003, l'industrie PV a lancé une initiative majeure pour le secteur photovoltaïque européen : PV Catapult<sup>21</sup>. Ce programme d'action visant à coordonner les activités PV en Europe s'étale sur deux ans et implique plus de 70 partenaires issus de l'industrie européenne, du monde de la recherche et d'autres dépositaires du secteur photovoltaïque. Ses objectifs de travail principaux sont :

- concevoir des stratégies alternatives pour le secteur PV européen ;
- faciliter le transfert des résultats de la recherche vers l'industrie européenne ;
- impliquer le secteur de la construction pour accentuer l'essor du PV ;
- aborder les questions socio-économiques et financières pertinentes pour ce secteur ;
- identifier les opportunités et les obstacles en Europe et dans les marchés d'exportation ;
- travailler sur les standards de mesure et l'évaluation des performances des modules PV ;
- favoriser les croisements et la dissémination des résultats à tout le secteur PV.

Des pistes très prometteuses sont aujourd'hui explorées, comme les cellules PV en couches minces ou en rubans, les tuiles et éléments de constructions photovoltaïques, ou encore les cellules thermo-photovoltaïques. Nous reviendrons sur quelques-uns de ces projets au chapitre VI.

---

21 Cfr (44)

# III. Méthodologie

## III.1. Introduction

Les démarches pour l'installation de systèmes de production d'énergie décentralisée (éolien, hydro, solaire thermique) commencent à être relativement bien présentées et connues en Région flamande et en Région wallonne, sinon pour les particuliers du moins pour les moyens et grands producteurs. Dans le secteur résidentiel, les programmes de promotion des chauffe-eau solaires semblent rencontrer un certain succès, ce qui facilite d'autant plus les démarches à effectuer pour les candidats producteurs. Par contre, nous l'avons vu, la Belgique reste à la traîne en matière d'installations photovoltaïques, même si la Flandre commence à rattraper son retard par rapport à nos pays voisins. En Wallonie et à Bruxelles, une facilitation et une information claire au sujet des démarches à effectuer dans ce domaine se font clairement attendre.

Dans un premier temps, il nous a paru intéressant de donner un très bref aperçu de la « facilitation éolienne » wallonne, qui pourrait inspirer le vade-mecum solaire; ensuite, nous aborderons les principaux éléments pertinents pour un candidat à l'installation d'un système PV en Région de Bruxelles-Capitale. Il s'agira alors d'identifier les étapes d'installation et d'en caractériser les obstacles éventuels, puis d'analyser les uns et les autres en donnant quelques pistes de facilitation de la mise en œuvre. Enfin, l'élaboration du vade-mecum proprement dit devrait reprendre les points importants de ces diverses analyses et les présenter sous forme de synthèse accessible à tout un chacun.

## III.2. L'exemple de l'éolien en RW

L'une des missions de l'APERe<sup>22</sup> pour la Région wallonne est d'y assumer le rôle de facilitateur éolien. L'APERe a ainsi réalisé dès 2002 un « Vade-mecum non-technologique du candidat à l'implantation d'un parc éolien »<sup>23</sup>. Y sont présentées toute une série d'informations visant à faciliter la tâche du futur producteur éolien d'électricité. Nous reprenons ici les grandes étapes exposées dans cette publication.

1. Introduction
2. Identification et choix des sites éoliens
  - plan de secteur

---

<sup>22</sup> Association pour la Promotion des Energies Renouvelables (65)

<sup>23</sup> Cfr (26).

- cadre de référence pour l'implantation d'éoliennes en RW
- restrictions dues à l'aviation civile et aux forces armées
- servitude des télécoms et/ou servitude hertzienne
- proximité et disponibilité du réseau

### 3. Réalisation de l'étude de vent

- obtention du permis d'urbanisme pour le mât de mesure
- choix d'un bureau d'étude
- subvention pour la réalisation d'une étude de vent

### 4. Raccordement au réseau

- contrats nécessaires
- autorités compétentes
- coûts de connexion

### 5. Autorisations et permis

- permis d'urbanisme et d'environnement – Permis unique
- autorisation ou déclaration au secrétaire d'Etat à l'énergie
- divers

### 6. Plan de financement

- prix de vente de l'électricité « physique »
- certificats verts
- système du Tiers Investissement
- prêts et crédits bancaires
- aides à l'investissement
- aides fiscales

### 7. Adresses utiles

Certains points de ce vade-mecum peuvent aussi s'appliquer au photovoltaïque, mais nous verrons qu'il existe un certain nombre de différences et que les démarches sont un peu moins ardues dans le cas du PV.

## **III.3. Eléments pertinents pour une installation photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale**

Les notions de base de la technologie PV ayant été abordées au chapitre II, il importera d'analyser plus en profondeur les éléments susceptibles d'aider le futur producteur/utilisateur dans sa démarche. Nous passerons ainsi en revue au chapitre IV :

- les aspects techniques : évaluation des besoins, conception du système, dispositifs électriques et

autres, raccordement, montage, ... en caractérisant les difficultés potentielles (contraintes techniques, juridiques, urbanistiques) et les solutions à envisager ;

- les aspects économiques : investissement, aides financières, mécanisme des certificats verts, rentabilité ;
- les aspects pratiques : aide à la conception, achat du matériel, installation, contrôle et sécurité, entretien, adresses utiles, ...

Il conviendra aussi d'analyser de manière plus critique les particularités de l'énergie photovoltaïque par rapport à d'autres énergies, renouvelables ou non, en particulier au plan des impacts sur l'environnement (point abordé brièvement au chapitre précédent) et sur le réseau d'énergie électrique.

Enfin, de manière à évaluer correctement le potentiel photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale et à établir des perspectives dignes d'intérêt, nous dresserons un rapide tableau de la situation énergétique bruxelloise.

### **III.4. Principales contraintes, pistes et solutions**

Cette section (chapitre V) constituera la synthèse de l'étude, reprenant les éléments les plus pertinents de l'analyse, à savoir

- les possibilités d'exploitation du PV en Région de Bruxelles-Capitale :
  - étude de l'ensoleillement
  - identification et choix des sites photovoltaïques
  - évaluation de production et de coûts : exemples-types ;
- l'essentiel de l'approche technique :
  - conception du système et ébauche de cahier des charges
  - évaluation économique
  - raccordement au réseau et/ou stockage de l'énergie produite
  - contrôle et entretien ;
- les démarches « administratives » et financières :
  - demandes de subventions
  - contrats de raccordement et d'accès au réseau de distribution
  - contrats d'achat et de fourniture d'électricité
  - certificats verts ;
- les adresses utiles.

Tout ceci devrait permettre enfin d'esquisser le plan d'un « vade-mecum du candidat à l'installation d'un système photovoltaïque ».

# IV. Analyse des éléments pertinents pour une installation photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale

## IV.1. Introduction

Dans ce chapitre, qui constitue le cœur de notre étude, nous analyserons en détail les différents paramètres à prendre en compte dans le développement d'une installation photovoltaïque : en premier lieu, les aspects techniques liés à la conception, la réalisation et le raccordement au réseau d'un système photovoltaïque seront abordés. Puis nous adopterons une approche économique en nous intéressant au financement et à la rentabilité d'une telle installation, en prenant le temps d'explicitier les mécanismes de certificats verts créés avec la libéralisation du marché de l'électricité. Quelques points pratiques seront ensuite passés en revue, avant de revenir sur les impacts et les points forts et inconvénients de la technologie photovoltaïque. La dernière section de ce chapitre portera plus particulièrement sur la situation énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale et ses spécificités.

## IV.2. Aspects techniques

### IV.2.1. Conception d'un système PV

#### A. Méthodologie

Il est souhaitable de respecter un certain ordre dans la phase de conception d'un système photovoltaïque:

- tout d'abord, il convient de déterminer la demande énergétique. Ceci doit se faire de manière très précise, car l'expérience a montré que là où les systèmes photovoltaïques ne fonctionnent pas de manière satisfaisante, la cause devait souvent être cherchée dans une sous-estimation de cette demande d'énergie. Il importe également de viser un rendement énergétique aussi élevé que possible pour les consommateurs d'énergie, parce que cela va influencer dans une grande mesure la taille du champ des modules et, dès lors, le prix de revient du système.
- ensuite, on fixe le niveau de tension et l'on détermine le type de système utilisé: système

intégralement en courant continu, système en courant alternatif, relié au réseau, indépendant, avec ou sans générateur auxiliaire, ...

- puis on détermine et on dimensionne les composants du système chargés de la conversion de puissance. Le rendement et le fonctionnement de ces composants exerce en effet souvent une influence directe sur le bilan énergétique du système.
- à ce stade, on procède au dimensionnement du champ de modules et de l'unité de stockage sur la base des données tirées des étapes précédentes.
- enfin on choisit le câblage et les protections. Il conviendra de déterminer également leur influence sur le dimensionnement du système.

Rappelons que pour un système devant opérer de manière totalement indépendante, la fiabilité de l'approvisionnement d'énergie est souvent l'aspect le plus important, tandis que pour des systèmes disposant d'un générateur auxiliaire ou reliés au réseau, le rendement du système et l'exploitabilité de l'énergie photovoltaïque générée sont importantes.

Lorsqu'on souhaite des résultats précis ou que l'on conçoit un système complexe, on aura de préférence recours à des calculs par ordinateur. Des progiciels de simulation permettent en effet d'évaluer le fonctionnement d'un système sur la totalité d'une année, en procédant par pas de 1h.

## **B. Besoins énergétiques**

L'électricité étant une forme noble de l'énergie, à la fois parce qu'on peut l'utiliser de multiples manières et qu'elle est la plus difficile et la plus chère à produire, il importe de la réserver aux applications pour lesquelles il n'y a pas d'autre solution comme l'éclairage, les appareils électroniques ou les moteurs (les usages spécifiques). En revanche, pour le chauffage de l'eau, de l'espace ou de la nourriture, il est recommandé d'utiliser une énergie plus « brute » (chaque transformation de l'énergie entraîne des pertes). Plus généralement, les économies d'électricité doivent toujours venir en premier, et ceci est encore plus vrai lorsque l'on projette l'installation d'un toit photovoltaïque dont les coûts sont élevés.

### **Evaluation des besoins incompressibles**

Une fois les usages non-rationnels de l'électricité exclus - ou au moins réduits – l'on peut évaluer les besoins incompressibles. Ceci peut être fait de manière rigoureuse par un inventaire détaillé du nombre d'appareils de chaque sorte, leur puissance nominale et leur durée moyenne d'utilisation. Mais un moyen beaucoup plus simple – bien que moins précis – est d'analyser sa facture d'électricité, et de comparer la consommation annuelle cumulée (en kWh) avec la consommation moyenne d'électricité spécifique de la région (pour Bruxelles-Capitale, environ 3000 kWh/an par foyer<sup>24</sup>).

### **Consommation journalière d'électricité**

La consommation quotidienne moyenne d'électricité est la somme des consommations des différents appareils obtenue en calculant pour chacun le produit de la puissance par la durée d'utilisation moyenne. On peut par ailleurs remarquer que le prix de revient du système d'énergie solaire est presque linéairement proportionnel à la consommation quotidienne moyenne, ce qui confirme l'importance d'utiliser des appareils économes en énergie.

---

24 Source : IBGE (37)

Pour les systèmes indépendants, la grandeur et la structure de la consommation d'énergie doivent être connues aussi précisément que possible pour pouvoir concevoir le système photovoltaïque. En effet, lorsque la consommation d'énergie change, le rapport entre la consommation et la production d'énergie changera également, de même que le rapport entre la capacité de stockage nécessaire et la consommation d'énergie. De plus, en raison des propriétés spécifiques des systèmes photovoltaïques indépendants, il existe une différence notable entre, d'une part, les consommateurs ayant une consommation quotidienne courante et bien déterminée et, d'autre part, ceux dont la consommation journalière varie et est étalée dans le temps. Le profil du consommateur influence la performance du système, même si la consommation moyenne reste constante sur une période plus longue.

Ceci revêt moins d'importance pour le dimensionnement d'un système relié au réseau, où l'on cherche à optimiser le rendement énergétique annuel. Cependant, dans ce cas l'analyse du profil de consommation sera bien utile d'un point de vue économique, surtout si des tarifs horaires différenciés sont d'application pour l'électricité fournie par le réseau ou transmise à celui-ci. On cherchera alors aussi à optimiser le rendement économique de l'installation, suivant le profil énergétique du consommateur et les prix du marché.

### **Optimisation de la consommation**

Comme nous l'avons déjà fait remarquer, le recours à l'énergie photovoltaïque ne se conçoit pas sans réduction et optimisation de la consommation électrique. Ceci implique<sup>25</sup> :

- d'une façon générale, la conception et la construction - ou la rénovation - des bâtiments de façon qu'ils aient des besoins énergétiques limités ;
- l'utilisation d'appareils peu énergivores : ceux qui ont la plus faible consommation électrique sont les appareils qui fonctionnent en courant continu (ils couvrent un grand nombre d'applications : froid, télévision, télécommunication, etc.);
- un fonctionnement rationnel dans le temps.

Dans tous les ménages existe un potentiel d'économie d'électricité. Pour le mobiliser et réduire les dépenses, l'attention doit être portée aux sources de gaspillage les plus fréquentes : les appareils ménagers de mauvais rendement (par ex. les réfrigérateurs); les ampoules à incandescence, ou pire, les lampes halogènes; la veille de nombreux appareils (téléviseurs, magnétoscopes, ordinateurs...).

## **C. Dimensionnement**

Par dimensionnement du système, on entend la détermination du nombre de modules et, le cas échéant, de la capacité de batterie afin de permettre le fonctionnement de certaines applications selon un schéma préétabli. Ce dimensionnement dépend bien entendu en premier lieu des besoins quotidiens moyens en électricité et de l'évolution de ces besoins au cours de l'année. Ce calcul dépend aussi de l'ensoleillement quotidien moyen et de son étalement sur l'année. L'ensoleillement quotidien moyen minimal fournit également le rendement quotidien minimal du module. C'est sur la base de ce rendement que l'on déterminera au mieux le nombre de modules nécessaires pour couvrir les besoins en électricité.

### **Rendement quotidien moyen d'un module**

Le rendement quotidien moyen d'un module est linéairement proportionnel à la puissance crête du

---

25 Source : APERE

module, mais dépend aussi de la quantité d'irradiation solaire, de l'orientation et de l'inclinaison du module. Pour un système indépendant, l'inclinaison est optimisée pour une réception maximale de l'énergie tout au long de l'année (avec un angle minimal de 15° afin de permettre à l'effet autonettoyant de la pluie d'opérer) et de manière à accroître quelque peu le rendement pendant les mois d'hiver moins favorables, ce qui conduit à une inclinaison optimale d'environ 60°. L'orientation des modules est elle aussi optimisée pour la période la plus critique de l'année. Par contre, le système photovoltaïque relié au réseau sera positionné de manière optimale lorsque son rendement annuel est optimal. Pour la Belgique, l'angle d'inclinaison pour une optimisation avec rendement d'énergie maximal est de 30°, ce que l'on peut voir dans les tableaux de l'annexe A1.

Autre point est important : il s'agit d'éviter que le champ de modules soit systématiquement ombragé par des objets avoisinants: arbres, lucarnes, autres bâtiments, cheminées, poteaux d'éclairage. Ceux-ci peuvent en effet faire chuter considérablement les performances du système. L'ombrage sera important surtout lorsqu'on utilise un onduleur central ou un inverseur série. Dans ce cas, l'ensemble du circuit pâtira du fait qu'une cellule à peine de la chaîne de modules soit endommagée et le module ombragé sera éventuellement détérioré. La manière dont les modules sont montés en série peut avoir une incidence sur l'influence de l'ombrage. On essaiera par exemple de relier les uns aux autres les modules qui sont susceptibles d'être ombragés en même temps.

### **Calcul du nombre de modules**

Le nombre de modules N peut être défini de plusieurs manières différentes. En effet, on peut vouloir obtenir une quantité d'énergie déterminée sur une certaine période, ou bien garantir une production d'électricité quotidienne satisfaisante compte tenu de l'utilisation de certains appareils. Dans le premier cas, le nombre de modules est déterminé en divisant la consommation d'énergie totale sur la période voulue par la production d'énergie d'un module au cours de la même période, en arrondissant N au premier nombre entier supérieur. Dans le second cas, on obtient le nombre de modules en divisant la consommation d'énergie quotidienne par la production quotidienne moyenne minimale d'un module. La plupart du temps, on adaptera le dimensionnement pour des sites ayant un ensoleillement très variable afin d'arriver à une situation économiquement plus favorable.

### **Facteurs influençant le dimensionnement**

Outre le schéma de consommation évoqué précédemment, d'autres facteurs peuvent influencer le dimensionnement d'une installation PV: il s'agit principalement des variations d'ensoleillement, de l'angle d'inclinaison, l'orientation et la disposition du champ photovoltaïque.

Lorsqu'on calcule la performance d'un système, il importe de prendre en compte non seulement le rayonnement mensuel moyen, mais également la variation de cette moyenne mensuelle et les variations journalières du rayonnement. Celui-ci ne peut en effet être prédit qu'avec un degré de précision limité, par conséquent les changements de quantité de rayonnement ont une influence critique sur le dimensionnement d'un système exigeant une haute fiabilité.

Une modification de l'angle d'inclinaison et de l'orientation d'un champ photovoltaïque entraîne également une modification dans le comportement dynamique de l'énergie solaire incidente. C'est ainsi que le rapport entre l'énergie générée pendant les jours nuageux et ensoleillés dépendra fortement de l'angle d'inclinaison en hiver, tandis que ce sera moins le cas en été<sup>26</sup>. Cet effet permettra de déterminer l'influence de l'unité de stockage éventuelle dans le système.

---

26 Cfr Nijs, 1998 (6)













## Evaluation du potentiel de l'installation

Pour un « toit solaire », la production annuelle d'électricité peut être calculée avec une marge d'erreur inférieure à 10 %. Elle dépend principalement :

- de l'ensoleillement annuel du site, qui peut être évalué assez précisément d'après les données climatiques et géographiques<sup>27</sup> ;
- d'un facteur de correction calculé à partir de l'écart d'orientation par rapport au sud, de l'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale et le cas échéant, des ombrages relevés sur le site ;
- des performances techniques des modules photovoltaïques et de l'onduleur (rendement et disponibilité).

Le facteur de correction à appliquer peut être déduit des différents angles par rapport à l'horizontale et par rapport au sud comme le montre le tableau 3<sup>28</sup>.

FACTEURS DE CORRECTION POUR UNE INCLINAISON ET UNE ORIENTATION DONNEES					
INCLINAISON \ ORIENTATION		0° 	30° 	60° 	90° 
Est 		0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-Est 		0,93	0,96	0,88	0,66
Sud 		0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Ouest 		0,93	0,96	0,88	0,66
Ouest 		0,93	0,90	0,78	0,55

 : position à éviter si elle n'est pas imposée par une intégration architecturale

source Hespul

NB : ces chiffres n'incluent pas les possibles masques qui pourraient réduire la production annuelle.

Tableau 3 - Facteur de correction à appliquer à la production

A l'aide de ce facteur, il est possible de déduire la production moyenne à attendre d'un champ de panneaux d'une puissance donnée en multipliant simplement le chiffre par la puissance nominale. Ceci s'avère particulièrement utile lorsqu'on ne dispose pas de données détaillées concernant le rayonnement solaire global pour diverses orientations et inclinaisons. Des exemples de calcul du potentiel photovoltaïque seront donnés au §VI.1.

27 Disponibles via l'IRM ou le Geographical Information System (GIS) européen.

28 Source : Guide Perseus (42)

## IV.2.2. Dispositifs électriques

### A. Modules photovoltaïques

#### **Normes techniques**

Les modules photovoltaïques doivent répondre à certaines exigences réglementaires, en particulier pour que leur installation puisse bénéficier de la réduction d'impôts dont il est fait état au point IV.2.1. Pour les « modèles cristallins », la norme IEC 61215 est exigée ainsi qu'un rendement minimal de 12 %. Pour les « modèles fins », la norme IEC 61646 est exigée ainsi qu'un rendement minimal de 7 %.

De plus, l'orientation des modules doit se faire entre l'Est et l'Ouest en passant par le Sud et leur inclinaison entre 0° et 60° par rapport à l'horizontale pour les modules fixes. Le rendement minimal pour les transformateurs doit être supérieur à 88 % pour les systèmes autonomes et supérieur à 91 % pour les systèmes reliés à un réseau.

#### **Choix des panneaux**

Le meilleur compromis entre efficacité, fiabilité et prix doit être actuellement recherché du côté des modules cristallins. Mais d'autres filières, notamment les couches minces, sont aussi promises à un grand avenir. Outre la filière technologique, de nombreux paramètres peuvent influencer sur le choix des panneaux : poly ou mono cristallins (rendement et couleurs différents), opaques ou translucides, avec ou sans cadre aluminium, surface et puissance unitaire, tension, emplacement et taille des boîtiers de connexion, couleur, aspect... Des produits spéciaux comme des tuiles ou des ardoises solaires peuvent représenter une option intéressante dans la mesure où elles répondent à des contraintes particulières ou bien au souhait de l'utilisateur malgré un surcoût non négligeable, qui peut aller de 10% à 50% du prix d'une installation classique. Ce surcoût est dans certains cas diminué (toiture neuve par exemple), la surface à poser pour les matériaux classiques (tuiles, ardoises) étant diminuée d'autant.

#### **Choix du système PV**

Comme nous l'avons vu au point II.3.4., il existe trois manières de concevoir un système PV relié au réseau, en particulier un toit solaire : système centralisé (un onduleur), système « modulaire » (petits onduleurs) ou système avec « panneaux alternatifs » (chaque panneau possède un onduleur). Chaque système a ses avantages et ses inconvénients et le choix peut se faire sur la base de critères techniques, financiers ou commerciaux. Le système modulaire semble le mieux adapté aux petites installations, car plus souple, plus performant, plus sûr et en principe moins coûteux, mais l'évolution des technologies des onduleurs est si rapide que cela peut changer. En tout état de cause, le champ de panneaux et le ou les onduleurs doivent être correctement dimensionnés les uns par rapport aux autres afin d'optimiser techniquement et économiquement l'installation.

La puissance-crête du champ de panneaux doit être comprise entre 1 et 1,4 fois (jusqu'à 1,6 pour les façades) la puissance nominale de l'onduleur. Par exemple, un onduleur de 1 kW correspond à un champ de 1,4 kW<sub>c</sub>, ou bien un champ de 1 kW<sub>c</sub> recevra un onduleur de 700 W. La puissance-crête ne doit jamais (sauf cas très particulier) être inférieure à la puissance de l'onduleur (1 kW pour 1 kW<sub>c</sub>), faute de quoi l'onduleur serait sous-utilisé, ou le champ de panneaux surdimensionné, conduisant dans les deux cas à un mauvais équilibre économique.

## B. Eléments de connexion

Un champ de panneaux photovoltaïques doit résister aux intempéries durant au moins plusieurs décennies. Par conséquent, la qualité des jonctions électriques est une question très importante avec principalement deux paramètres à vérifier :

- les câbles électriques extérieurs doivent être d'une qualité appropriée. Des câbles à double isolation et résistants aux UV sont fortement recommandés.
- les câbles électriques intérieurs seront choisis avec le plus grand soin afin d'assurer durablement une circulation correcte de l'électricité et une bonne étanchéité.

L'utilisation de panneaux pré-câblés et de rallonges spéciales équipées de connecteurs rapides étanches et détrompés est une bonne solution. Le surcoût éventuel est largement contre-balançé par une meilleure sécurité et un moindre coût de la pose.

Les panneaux photovoltaïques produisent généralement un courant basse tension élevé, de sorte que les pertes dans les câbles peuvent être importantes. Afin d'éviter des pertes trop importantes, il convient de faire attention aux points suivants :

- les sections de câbles doivent être calculées pour que les pertes ne dépassent pas 2% ;
- une disposition des panneaux en série sera préférée à une disposition en parallèle, de façon à augmenter la tension nominale du champ. Cela permet de générer moins de pertes, mais attention : si un seul panneau est occulté, la puissance de toute la série diminue.

Il peut être utile de vérifier que le fournisseur ou l'installateur a pris garde à ces questions avant que le travail ne soit terminé.

## C. Onduleurs

Dans un système photovoltaïque relié au réseau, l'onduleur constitue véritablement le cœur du projet. C'est lui qui convertit le courant continu en courant alternatif mais assure en même temps un point de fonctionnement optimal au champ de modules et constitue une interface totalement compatible avec le réseau électrique public. L'onduleur assume une fonction de liaison directe avec le réseau électrique et il est susceptible de causer de graves dommages : il doit donc répondre à des impératifs concernant la qualité du courant (tension, fréquence, phasage), la sécurité (risque de production sur le réseau lorsque ce dernier est coupé) et de fiabilité (les performances ne doivent pas diminuer dans le temps). Ce paragraphe se penche plus en détail sur les caractéristiques d'un onduleur photovoltaïque, les différents types d'onduleurs et les pertes qu'ils occasionnent.

### **Caractéristiques des onduleurs couplés au réseau**

#### ***Fonctionnement au point de fonctionnement optimal***

La première exigence pour un fonctionnement optimal de l'onduleur est qu'il cherche automatiquement sur la caractéristique courant-tension du champ de modules le point de fonctionnement où celui-ci a sa puissance maximale (MPPT: Max Power Point Tracker). Un algorithme de régulation complexe dans l'onduleur a pour fonction d'assurer que le générateur photovoltaïque fonctionne toujours à son MPPT.

## **Protections CC**

Différentes des installations conventionnelles, les installations PV exigent la mise en place de protections spécifiques. Un générateur photovoltaïque se caractérise notamment par le fait que, contrairement aux générateurs rotatifs, il s'agit en fait de sources de courant. Le courant de court-circuit y est rarement plus de 1,2 fois plus élevé que le courant nominal. Ceci explique que le générateur photovoltaïque soit intrinsèquement protégé contre les courts-circuits et que le risque de surcharge du câblage soit limité, mais cela signifie toutefois aussi que la protection contre les surintensités ne peut pas être la même que pour les installations standard. De plus, le courant continu exige des commutateurs et des dispositifs spéciaux contre la formation d'arcs. Par ailleurs, les générateurs photovoltaïques ne peuvent pas être déconnectés d'une manière simple. Pour couper la tension, ils doivent en effet être protégés contre l'éclairement.

## **Rendement de conversion**

Le rendement de conversion de la puissance est bien entendu très important. Comme le système fonctionne souvent en charge partielle, ce n'est pas tant le rendement à pleine charge qui importe, mais il convient plutôt de chercher l'optimum de rendement sur l'ensemble de la plage de puissance. Les valeurs actuelles de la technique sont de plus de 93% pour les appareils sans transformateur et 91% pour les appareils avec transformateur. Cependant une autre valeur est importante, c'est le rendement dynamique de l'onduleur qui, lui, dépend du point de fonctionnement optimal (MPPT). Ce rendement est difficile à mesurer et peut apparaître lors de mesures suivies. Un bon rendement statique peut être inutile si le rendement dynamique est mauvais.

## **Power Quality**

Sans entrer dans les détails, on peut affirmer d'une manière générale que pour un transfert optimal de la puissance, le facteur de puissance de l'onduleur doit être aussi proche que possible de l'unité. D'autre part, étant donné que le courant délivré par l'onduleur n'est pas parfaitement sinusoïdal, il importe de limiter son contenu harmonique. Les harmoniques peuvent en effet avoir une série d'effets indésirables: surcharge des boîtes de capacités et des transformateurs, couplages indésirables et pertes supplémentaires dans les machines rotatives, charge du conducteur nul, ... La norme IEC1000-3-2 (EN60555) détermine les valeurs limites pour les harmoniques de courant. En ce qui concerne la compatibilité électromécanique (CEM), les onduleurs doivent satisfaire à la norme EN55011 (pour les appareillages industriels) ou à la norme EN55014 (pour les appareils domestiques). Ceci présente parfois certaines difficultés parce que les filtres requis à cet effet font monter les prix et diminuer le rendement.

## **Protections CA**

L'aspect de sécurité le plus courant pour les systèmes PV reliés au réseau est la protection contre le fonctionnement en îlot<sup>29</sup>. Un onduleur ne peut en effet pas délivrer de puissance lorsque le réseau est déconnecté, et cela pour deux raisons: la sécurité des personnes (il ne peut pas y avoir de tension lorsque l'on veut réparer le réseau) et la protection des appareils (cela peut endommager des appareils). C'est pourquoi chaque onduleur doit reconnaître le fonctionnement en îlot et se découpler aussi rapidement que possible du réseau. Ceci fait d'ailleurs partie des prescriptions de raccordement.

Au niveau de la protection contre le contact indirect, dans certains cas une séparation galvanique entre le générateur photovoltaïque et le réseau est nécessaire. Si l'onduleur contient un

---

<sup>29</sup> Le fonctionnement en îlot peut survenir lorsque le réseau électrique est interrompu à un endroit déterminé mais que localement, à l'endroit où l'onduleur est raccordé au réseau, la tension du réseau est maintenue par l'onduleur parce que la puissance délivrée correspond à un consommateur local.

transformateur, celui-ci peut être utilisé à cette fin. Quant aux défauts d'isolation, dans les systèmes photovoltaïques ils résultent généralement d'un processus de dégradation prolongée. Ils peuvent souvent être détectés avant que les dégâts soient trop importants grâce à un dispositif de protection spécial dans l'onduleur. En outre, l'entrée comme la sortie de l'onduleur doivent être suffisamment protégées contre les surtensions.

### **Convivialité**

Comme l'onduleur fonctionne de manière totalement automatique, l'intervention de l'utilisateur n'est requise que dans des circonstances anormales. C'est pourquoi il faut toujours veiller à ce que le fonctionnement anormal de l'onduleur soit clairement visible. L'indication d'une série de grandeurs comme la tension CC, le courant CC ou le courant AC peut être utile à cet effet. En outre, pour l'évaluation et l'optimisation d'une installation donnée, il peut être souhaitable de conserver certaines données. Certains onduleurs conservent ces données eux-mêmes, tandis que d'autres sont dotés du matériel nécessaire à la lecture par un PC. Par ailleurs, l'onduleur ne peut bien entendu pas faire trop de bruit. Il sera en effet placé de préférence aussi près que possible du champ photovoltaïque. On onduleur silencieux peut être placé au grenier, dans un garage, dans une remise.

### **Types d'onduleurs**

Le tableau suivant donne les plages de puissance et de tension pour chacun des trois types décrits précédemment :

	<b>Onduleur central</b>	<b>Inverseur série</b>	<b>Module à courant alternatif</b>
<b>Puissance</b>	1 – 50 kW	0,5 – 5 kW	100 – 300 W
<b>Tension CC</b>	48 – 500 V	100 – 500 V	24 – 48 V

*Tableau 4 - Plages de tension et de puissance par onduleur<sup>30</sup>*

Pour les grandes puissances (> 100 kW), on utilise essentiellement des onduleurs commutés en ligne avec des thyristors ; la tension du réseau est requise pour leur commutation. Les systèmes de petite taille, eux, possèdent généralement des onduleurs monophasés, autocommutés et commandés en tension.

### **Pertes dans les onduleurs**

En partant de la courbe de rendement, il est possible de calculer les pertes de l'onduleur en fonction de la puissance de courant alternatif. On distingue alors les pertes à charge nulle (consommation interne de l'onduleur lorsqu'il peut délivrer de l'énergie au réseau), les pertes par chute de tension (pertes de conduction), augmentant proportionnellement à la puissance, et les pertes ohmiques.

### **D. Récepteurs**

Le choix des récepteurs appropriés est important, particulièrement pour un système PV autonome car un tel système est conçu pour une application donnée qui va déterminer tous les autres composants. Quel que soit le système, la règle d'or est toujours l'économie d'énergie. Il est toujours avantageux de choisir des appareils à haut rendement qui souvent durent également plus longtemps, car mieux conçus. On prêtera également attention aux éléments suivants, même s'ils concernent surtout les installations indépendantes :

<sup>30</sup> Source : (4)

- pour choisir un récepteur AC, il faut impérativement déterminer si l'onduleur peut l'alimenter sans problème : un mauvais choix peut soit empêcher tout fonctionnement, soit entraîner des pannes. Par exemple, il faut absolument éviter les petits récepteurs sans transformateur qui utilisent un condensateur et un redresseur pour le fonctionnement de leur électronique, ceux-ci risquant de consommer inutilement de l'énergie ;
- en ce qui concerne l'éclairage, il est recommandé de choisir des lampes fluorescentes à ballast électronique qui consomment moins de courant réactif et de limiter au maximum l'usage de lampes à incandescence ou halogènes ; dans tous les cas, il faut tester le fonctionnement et mesurer la consommation de l'onduleur pour éviter les surprises et pannes ;
- pour la réfrigération : pour les petits systèmes PV, préférer des modèles spécialement développés pour les applications solaires, afin d'éviter d'accroître la consommation continue de l'onduleur ;
- hi-fi et TV : un modèle sinus d'onduleur est recommandé pour éviter les perturbations dues aux harmoniques qui seraient difficiles à filtrer par l'alimentation ; il faut en outre s'assurer que l'onduleur puisse démarrer le téléviseur qui demande une puissance importante à l'allumage ;
- ordinateurs : préférer les ordinateurs portables et les écrans plats ; pour l'imprimante, les modèles les moins gourmands en énergie sont ceux à jet d'encre.

## E. Localisation des dispositifs

La localisation des différents éléments du système PV résultera la plupart du temps d'un compromis entre plusieurs contraintes parfois contradictoires. Quelques règles de base doivent rester à l'esprit :

- En plus des contraintes techniques, le choix de l'emplacement du champ de modules doit prendre en compte les aspects visuels et esthétiques, tout en diminuant au maximum la distance panneaux-onduleur pour éviter des pertes en ligne trop importantes.
- Les onduleurs doivent être situés à un endroit aéré et accessible, et protégés de la pluie et des rayons directs du soleil.
- Bien qu'il soit censé ne jamais fonctionner la nuit, un onduleur peut réveiller un dormeur lorsqu'il se met en route dans un environnement silencieux. Il vaut donc mieux éviter de l'installer dans une chambre à coucher.
- Où que l'onduleur soit situé, un dispositif spécifique de coupure côté réseau doit être facilement accessible à l'extérieur de la maison de façon à être en mesure de l'arrêter rapidement.

### IV.2.3. Raccordement

Outre les règlements techniques cités plus haut, les installations de production décentralisée sont soumises à diverses normes et prescriptions en ce qui concerne le raccordement au réseau de distribution. Les prescriptions techniques générales relatives au raccordement d'un utilisateur au réseau de distribution BT (C1/107) sont complétées par les prescriptions techniques spécifiques de raccordement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution (C10/11). Les dispositions qui s'appliquent plus spécifiquement aux panneaux photovoltaïques sont détaillées ici<sup>31</sup>.

31 Bien noter que tous les dispositifs doivent répondre aux normes EMC (Electromagnetic Compatibility) en vigueur (standards IEC).

## A. Caractéristiques du raccordement

En ce qui concerne les mesures de sécurité pour le raccordement au réseau, les onduleurs photovoltaïques constituent un cas très spécifique. La protection des appareils domestiques et autres n'est pas d'application parce qu'elle concerne l'unité de production. Souvent, les directives concernant les unités de production décentralisées ne sont pas d'application parce qu'il s'agit surtout de groupes. Il existe un cahier des charges Electrabel spécifique, le CCLB06/04.97, qui émet des directives pour le raccordement de cellules photovoltaïques au réseau basse tension.

### **Couplage**

Le fonctionnement ainsi que la mise en parallèle de l'installation de production décentralisée ne peuvent provoquer de variations brusques de la tension. Pendant le fonctionnement, les variations brusques de la tension doivent être limitées en valeur relative à 3 % au maximum et en fonction de leur fréquence d'apparition à des valeurs inférieures de façon à ne pas perturber les autres utilisateurs raccordés au réseau. Elles ne peuvent engendrer dans le réseau de distribution la gêne due au phénomène de flicker. Le niveau d'harmoniques généré par la production décentralisée ne peut engendrer des perturbations dans le réseau de distribution.

### **Dispositifs de protection**

- *Coupage de sécurité* : lorsque la puissance de l'installation de production décentralisée est inférieure à 10 kW, la coupure de sécurité peut éventuellement être réalisée pour chaque unité de production, par un système automatique de sectionnement. Les installations photovoltaïques inférieures à 5 kW, elles, doivent être pourvues de ce système automatique.
- *Protection de découplage* : dans le cas d'une génératrice inférieure à 10 kW pourvue d'un système automatique de sectionnement comme décrit ci-dessus, ce dispositif constitue la protection de découplage et par conséquent ces installations ne doivent plus se conformer aux prescriptions de la FPE en matière de protection de découplage.
- *Protection contre l'injection de courant continu* : les onduleurs qui sont équipés d'un transformateur n'injectent pas de courant continu dans le réseau de distribution et ne nécessitent par conséquent pas de mesures de sécurité complémentaires. Les onduleurs avec une technologie sans transformateur sont également acceptés pour autant qu'ils soient certifiés ne jamais injecter un courant continu supérieur à 1% du courant nominal ou qu'ils disposent d'un système de protection contre l'injection de courant continu.

### **Plan de tension**

La présence d'une production décentralisée dans le réseau a pour effet d'augmenter le niveau de la tension à l'endroit de son injection et ainsi de modifier le profil de répartition de cette tension. Il s'ensuit que cette élévation de tension peut provoquer un dépassement de la tension maximum admissible. Le réglage individuel des transformateurs MT/BT n'est pas adaptable de façon automatique, il est fixé à l'installation du transformateur et n'est pas modifié en fonction d'une présence de production décentralisée. C'est pourquoi le raccordement au réseau doit être effectué en respectant le plan de tension. Lorsqu'il y a un problème de tension, un renforcement du réseau sera proposé en vue de diminuer les variations de la tension. Par contre si l'on veut éviter les frais dus au renforcement, il faudra veiller à maîtriser la tension au point d'injection. Cet objectif pourra être atteint soit par une régulation de tension propre au générateur par exemple en régulant la puissance, soit par une limite adaptée de la tension maximale de la protection de découplage.

## **B. Convention d'accès et d'exploitation**

Afin de pouvoir injecter son courant « vert » sur le réseau, le responsable du projet doit conclure une convention avec le gestionnaire de réseau (GRD), en l'occurrence Sibelga pour la Région de Bruxelles-Capitale. Cette démarche s'effectue en deux étapes : d'une part, le contrôle de conformité de l'installation et, d'autre part, l'établissement des contrats liant producteur et GRD.

### **Contrôle de conformité de l'installation**

Avant son raccordement au réseau, l'installation du producteur décentralisé doit être contrôlée, aux frais de ce dernier, par un organisme agréé pour la conformité au règlement général sur les installations électriques. Les aspects particuliers de la production décentralisée, incluant l'éventuelle protection contre l'injection de courant continu, doivent également être contrôlés, le même organisme pouvant effectuer ces deux contrôles. Le contrôle particulier est répété à l'initiative et aux frais du producteur décentralisé, à une fréquence de 5 ans. Un contrôle annuel peut être exigé en cas d'augmentation du risque (modification d'installation, constat de dysfonctionnement, ...).

L'installation de production décentralisée ne peut être raccordée au réseau de distribution qu'après accord écrit du gestionnaire du réseau<sup>32</sup>. Cet accord est également nécessaire au cas où le producteur décentralisé envisage une modification de son installation de production, notamment s'il modifie la puissance concernée. Le gestionnaire du réseau se réserve le droit de contrôler en tout temps le bon fonctionnement de l'installation.

### **Contrats nécessaires**

En principe, la convention entre le producteur vert et le GRD comporte quatre volets : raccordement, accès, achat et fourniture.

#### ***Raccordement***

Il s'agit du contrat suivant lequel le producteur PV assure le raccordement de son système au réseau de distribution. Ce contrat règle les droits et obligations respectifs du GRD et de son utilisateur, en stipulant les dispositions techniques relatives à l'installation (niveau de tension, point de raccordement, type d'installation, dispositifs de sécurité et de protection, etc.) et toutes les informations requises par le gestionnaire de réseau pour garantir le bon fonctionnement de celui-ci. Normalement, pour une installation PV (de type résidentiel, par exemple), le point de raccordement relève exclusivement du réseau de distribution<sup>33</sup> et la demande doit être adressée au GRD.

#### ***Accès***

Le contrat d'accès au réseau de distribution d'électricité définit les conditions qui régissent les relations du gestionnaire du réseau de distribution et du détenteur d'accès quant à l'accès au réseau de distribution. On y précise les tarifs appliqués pour l'accès au réseau (tarifs périodiques de raccordement, tarifs d'utilisation du réseau de distribution, tarifs des services auxiliaires, postes tarifaires liés aux impôts, taxes, suppléments, contributions et rétributions), les règles de facturation et de paiement, ainsi que les diverses garanties exigées par le GRD. A noter que ce contrat<sup>34</sup> doit encore faire l'objet de l'approbation du régulateur.

32 Des règles très précises sont établies pour le raccordement au réseau de génératrices d'une puissance supérieure à 10 kW, lequel s'effectue en triphasé et en moyenne ou en basse tension. Ces règles s'appliquent principalement aux éoliennes, les systèmes PV étant pour la plupart d'une puissance inférieure à 10 kW et reliés au réseau basse tension.

33 A moins qu'il ne s'agisse d'un système plus important alimentant une entreprise ou un grand bâtiment connecté directement au réseau de transport, cas inhabituel pour le PV.

34 téléchargeable sur le site de Sibelga : <http://www.sibelga.be/media/doc/ContratELEC.pdf>



## **Achat**

Le système photovoltaïque ne représentant dans la plupart des cas qu'une source d'appoint pour la consommation d'électricité, il est bien sûr indispensable de conclure un contrat d'achat d'électricité avec le GRD afin de s'assurer la fourniture nécessaire au fonctionnement de ses installations électriques.

## **Fourniture**

En vertu du contrat de fourniture, le futur producteur d'électricité verte vend son électricité à un fournisseur (ex. Sibelga) à un prix déterminé par les parties et spécifié dans le contrat. Il peut également choisir d'être lui-même fournisseur, mais doit dans ce cas obtenir une licence de fournisseur auprès du Service Régulation de l'IBGE et respecter les conditions relatives à la qualification de « fournisseur vert » (cfr § IV.2.2.).

## **IV.2.4. Montage du champ photovoltaïque**

Un toit solaire a généralement une taille comprise entre 10 et 30 m<sup>2</sup> – une surface non négligeable : il faut donc tout d'abord choisir l'emplacement exact du champ de panneaux. Suivant les caractéristiques climatiques et géographiques décrites au § II.3.2., l'idéal est une orientation plein sud avec une inclinaison par rapport à l'horizontale comprise entre 15° et 45° en Europe du Sud et entre 25° et 60° en Europe du Nord. Dans le cas d'un bâtiment neuf, ces prescriptions doivent être intégrées dès la phase de conception, mais il faut s'attendre à ce qu'elles interfèrent avec d'autres paramètres plus ou moins contraignants comme l'orientation du bâtiment, l'inclinaison du toit, les masques inévitables, le risque de vandalisme, la réglementation esthétique, l'accessibilité physique, ... de telle sorte que le choix final ne sera probablement pas autre chose qu'un compromis.

### **A. Contraintes**

#### **Règles d'urbanisme**

A côté des règles générales évoquées en II.4.2., rappelons que l'arrêté du 12 juin 2003 allège les contraintes administratives pour le placement de panneaux solaires, en adoptant les dispositions décrites ci-dessous.

#### ***Dispense de permis d'urbanisme***

A condition qu'il n'implique aucune dérogation à un plan d'affectation du sol, un règlement d'urbanisme ou à un permis de lotir et qu'il ne soit pas relatif à un bien faisant l'objet d'une mesure de protection, le placement en toiture de capteurs solaires est dispensé de permis d'urbanisme pour autant que

- la toiture présente une pente inférieure à 45° par rapport à l'horizontale ;
- les capteurs solaires soient réalisés dans le plan de la toiture ;
- s'il s'agit d'une toiture inclinée, leur superficie cumulée n'excède pas 20 % de la superficie du versant de toiture ;
- s'il s'agit d'une toiture inclinée, le versant de toiture concerné ne soit pas situé dans le périmètre de protection d'un bien classé.

### ***Dispense de l'avis du fonctionnaire délégué ou de l'avis de la commune***

Pour autant qu'il n'implique aucune dérogation à un plan d'affectation du sol, à un règlement d'urbanisme ou à un permis de lotir et qu'il n'est pas relatif à un bien faisant l'objet d'une mesure de protection, le placement de panneaux capteurs solaires autres que ceux visés au point précédent est dispensé, selon le cas, de l'avis du fonctionnaire délégué ou de l'avis de la commune, à condition qu'ils ne dépassent pas de plus de 20 cm le plan de la toiture d'un bâtiment existant.

### ***Dispense du concours d'un architecte***

Le concours d'un architecte n'est pas obligatoire pour l'installation d'antennes, mâts, pylônes, éoliennes et autres structures similaires ainsi que pour l'installation d'antennes paraboliques ou de capteurs solaires pour autant qu'elle n'implique pas la solution d'un problème de stabilité.

### **Ventilation**

Le rendement d'une cellule solaire est déterminé en partie par sa température. Or l'échauffement thermique est la conséquence du rayonnement solaire et est influencé par la disposition du champ photovoltaïque, qui détermine la possibilité de transfert thermique convectif. La perte de rendement qui en résulte varie donc selon que l'installation est disposée sur le toit, intégrée dans le mur, avec ou sans bonne ventilation. Ainsi, lorsqu'un système photovoltaïque est intégré dans un bâtiment on s'écarte rapidement de la situation idéale d'un système autonome avec transfert thermique convectif optimal.

Il est donc nécessaire de prévoir une ventilation suffisante des modules. Des recherches ont montré que, s'il n'est pas possible d'utiliser la chaleur des modules photovoltaïques pour chauffer de l'eau, il est techniquement possible d'utiliser l'air chaud et le flux de ventilation résultant dans le conditionnement d'un bâtiment. L'air chaud issu de la ventilation des modules peut être envoyé dans les pièces intérieures du bâtiment durant les mois froids, tandis qu'il est simplement refoulé vers l'extérieur durant les mois chauds.

### **Masques**

Pour obtenir une production maximale du toit solaire, il faut éviter tout ombrage des panneaux pendant la période d'ensoleillement à tout moment de la journée et aux différentes saisons. En effet, si un seul panneau dans une série est ombragé, même partiellement, c'est la production de la série tout entière qui est diminuée. Il faut donc apporter un soin particulier à cette question.

Il est parfois impossible d'éviter totalement les masques : montagnes, arbres, cheminée, poteau électrique... peuvent constituer autant d'obstacles qui vont provoquer des pertes plus ou moins importantes. On peut tailler un arbre, voire changer une cheminée de place, mais il est difficile de déplacer une montagne ! C'est pourquoi il peut être utile de mesurer ces pertes à l'aide d'un « relevé de masques »<sup>35</sup>.

## **B. Solutions techniques principales**

Le choix du type de montage sera dicté par une série de facteurs à équilibrer : ventilation, étanchéité, ancrage, poids, ombrage, esthétique, ... Compte tenu des diverses contraintes évoquées plus haut, cinq solutions techniques principales peuvent être envisagées.

---

35 Une méthode simplifiée est disponible à l'association Hespul (53)

- la pose en toiture-terrasse ;
- la pose par-dessus la couverture classique ;
- la pose en couverture intégrée ;
- la pose en façade intégrée ;
- la pose sur structure indépendante.

Les problèmes à résoudre et les solutions envisagées pour chacune de ces techniques sont décrits dans le tableau ci-dessous.

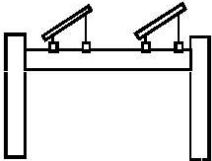
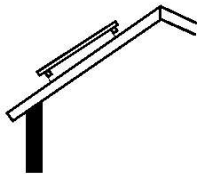
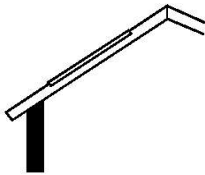
<i>Techniques</i>	<i>Problèmes à résoudre</i>	<i>Solutions</i>
<b>Pose en toiture-terrasse</b> 	préserver l'étanchéité (pas de percement) tout en assurant un bon ancrage; poids (plots, ballast,...)	fixation sur les parties verticales
	veiller à ce que les rangées de panneaux ne se fassent pas d'ombre les unes aux autres	écarter suffisamment les rangées
<b>Pose par-dessus la couverture classique</b> 	assurer une fixation suffisante sans toucher à la couverture	pattes inox au gabarit se glissant sous les tuiles pour venir se fixer sur les chevrons
	assurer une circulation d'air suffisante en face arrière des panneaux	écarter les panneaux de la couverture d'au moins 5 ou 10 cm
<b>Pose en couverture intégrée</b> 	Etanchéité des jonctions entre panneaux et de la reprise entre panneaux et couverture (zinguerie)	faire appel à un professionnel ; utiliser des produits spéciaux (tuiles ou ardoises solaires, capteurs intégrés, mais attention aux surcoûts...)
<b>Pose en façade intégrée</b>	perte de rendement de plus de 30% par rapport à l'inclinaison idéale	
<b>Pose sur structure indépendante</b>	à réserver aux cas où il n'y a pas d'autres solutions (esthétique, vandalisme, risque de choc,...)	

Tableau 5 - Solutions techniques pour le montage des panneaux photovoltaïques<sup>36</sup>

Des structures annexes comme les pergolas, les parkings et garages, la couverture des patios ou les dépendances peuvent aussi recevoir un champ de modules.

36 Source : Guide Perseus (42)

## IV.3. Aspects économiques

En matière d'installations photovoltaïques, les questions financières ne se limitent pas au financement de l'investissement. En effet, l'échange de courant électrique entre le producteur et le réseau génère une forme de revenu qui peut permettre, au moins partiellement, de rembourser l'investissement<sup>37</sup>. Par ailleurs, la production d'électricité « verte » fait déjà l'objet en Belgique de marchés de « certificats verts » transmissibles et négociables. Ce chapitre analyse divers aspects financiers liés à l'installation et à l'exploitation des systèmes photovoltaïques : investissement, aides financières, amortissement, ... Il décrit en outre les procédures à effectuer en ce qui concerne les certificats verts.

### IV.3.1. Financement

D'emblée, il faut reconnaître que l'énergie solaire photovoltaïque est la technique la plus coûteuse parmi les énergies renouvelables. Néanmoins, au fur et à mesure que le marché grandit et que la technologie s'améliore, le prix des modules photovoltaïques évolue de façon favorable. Une baisse d'un facteur de 2 ou 3 dans les vingt ans à venir est possible, ce qui est encore insuffisant pour assurer la compétitivité des cellules solaires à grande échelle. De tels projets nécessitent donc un soutien financier important ; il y a lieu de prévoir également un soutien supplémentaire et accru à la recherche susceptible de diminuer les coûts. Divers aspects liés au budget seront abordés ici : coût d'investissement, crédits bancaires et aides à l'investissement, certificats verts, rentabilité.

#### A. Investissement et frais de fonctionnement

Le rapport de la Commission AMPERE l'affirmait en 1999<sup>38</sup> : le photovoltaïque coûte cher. L'investissement (hors installation) nécessite de 5000 à 7500 €/kW<sub>c</sub>. Pour les systèmes autonomes, un coût de maintenance fixe de 100 à 600 €/(kW<sub>c</sub>.an) est requis pour l'entretien des batteries et du régulateur. Pour les systèmes connectés au réseau, le coût de maintenance varie de 50 à 200 €/(kW<sub>c</sub>.an), la durée de vie oscillant entre 20 et 30 ans. Les minima dans les fourchettes de prix ci-dessus correspondent aux systèmes raccordés au réseau, le plus souvent intégrés dans le bâtiment.

En 2004, le coût minimum pour un système complet d'1 kW<sub>c</sub> (10 m<sup>2</sup>) se situe aux environs de 8.100 €, travail de pose et TVA compris<sup>39</sup>. Les kits d'installation résidentielle disponibles sur le marché dépassent bien souvent 10.000 €/kW<sub>c</sub> (cfr § IV.3.1.). La majeure partie de ce coût vient de l'investissement en matériel, et à l'intérieur de ce dernier, les panneaux représentent de loin la plus grande partie (70 à 80%). Etant donné le développement du photovoltaïque dans plusieurs pays, le coût du matériel (panneaux et onduleur) a diminué de 5 à 10 % par an pendant une dizaine d'années.

Le *coût d'installation* peut varier, suivant la situation locale : bâtiment neuf ou existant, pose en surimposition ou en intégration, réglementation spécifique pour les permis de construire, normes de raccordement au réseau, distances panneaux-onduleurs et onduleurs-tableau, participation du propriétaire aux travaux,... Les *coûts de maintenance* sont en principe peu élevés (moins de 200 €/kW<sub>c</sub>.an), mais il est nécessaire d'avoir une information claire à ce sujet de la part du fournisseur dans le cas d'un projet individuel, ou du prestataire de service dans le cas d'un programme collectif. De surcroît, l'installation mobilise une certaine surface, dont l'utilisation a un coût elle aussi<sup>40</sup>.

37 Mais avec la libéralisation du marché de l'électricité, cet échange est de plus en plus assimilé à une transaction commerciale et pourrait donc théoriquement être soumis à une fiscalité commerciale.

38 Cfr (17)

39 Source : (42)

40 D'un point de vue économique, le coût des surfaces est souvent négligeable vis à vis du coût de l'installation, et peut même être négatif si des modules remplacent un revêtement de toiture ou mural.

Le temps de retour est déterminé par le montant d'aide obtenue auprès des différents niveaux d'autorités publiques (Commission Européenne, administrations nationales, régionales ou locales) ou d'autres partenaires (compagnies électriques, banques, fondations privées, bourses solaires...), comme nous le verrons.

## B. Crédits bancaires

Plusieurs banques proposent des crédits aux entreprises ou aux particuliers pour les projets photovoltaïques, par exemple la banque Triodos qui s'est spécialisée en investissements dans les domaines culturels, environnementaux et sociaux.

## C. Aides financières

A l'heure actuelle, une installation photovoltaïque a encore besoin de subventions ou d'autres formes d'aide pour être un investissement raisonnable. Pour la Belgique, plusieurs mécanismes contribuent à ce soutien :

- subventions directes à l'investissement, comme celles des Régions et de certaines communes ;
- réductions d'impôts pour des travaux qui visent à mettre en oeuvre des énergies renouvelables ;
- systèmes de certificats verts (cfr § IV.2.2.)

Enfin, la vente de courant (cfr point D) représente une source de financement qui permet de rembourser une partie de l'investissement.

### **Primes régionales**

En Région flamande, depuis 2000, tout le monde peut bénéficier d'un subside de 50% des coûts d'investissement pour une installation photovoltaïque. En Région wallonne et en Région de Bruxelles-Capitale, il n'existe pas de prime pour le photovoltaïque mais les panneaux solaires (thermiques et photovoltaïques) sont dispensés de permis d'urbanisme<sup>41</sup>.

Pour les entreprises, signalons qu'en Région wallonne, il existe des primes accessibles au secteur privé (AMURE) ou au secteur public et assimilé (UREBA) au niveau des études de pré-faisabilité et des audits énergétiques. Des primes en matière de recherche, d'innovation et d'environnement existent également en région bruxelloise; pour en savoir plus il convient de s'adresser à l'Administration de l'Economie et de l'Emploi de la Région de Bruxelles-Capitale (Direction des Recherche et Innovation par exemple).

### **Primes communales**

Bon nombre de communes flamandes accordent une subvention pour l'installation d'un système PV, d'un montant allant de 250 à 750 EUR suivant la commune (600 EUR semble être la moyenne)<sup>42</sup>. A l'heure actuelle, il semblerait qu'aucune commune wallonne ni bruxelloise n'accorde de subvention dans le domaine du photovoltaïque. Mieux vaut se renseigner auprès de sa commune pour en être sûr.

---

41 Pour le solaire thermique, en Région wallonne, dans le cadre du programme Soltherm, les panneaux solaires thermiques sont subventionnés à hauteur de 625 EUR pour 4m<sup>2</sup> + 75 EUR par m<sup>2</sup> supplémentaire; la Région de Bruxelles-Capitale accorde quant à elle un subside de 35% du prix de revient (TVA comprise) pour l'achat et l'installation de chauffe-eau solaires. Il s'élève au maximum à 1250 EUR par logement.

42 Source : Energiesparen (68)

## **Primes des intercommunales**

Alors que la plupart des intercommunales accordent une aide financière aux travaux d'installation d'un chauffe-eau solaire, bien souvent à concurrence de 625 EUR, elles ne prévoient aucune prime pour les installations photovoltaïques<sup>43</sup>.

Les incitants qui majoraient le taux de rachat d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ont également disparu au profit du système de certificats verts (sauf en ce qui concerne le PV) : depuis le 1er juillet 2003<sup>44</sup>, les recommandations C.C.(e) 98/19 et C.C.(e) 95/14 du Comité de contrôle de l'électricité et du gaz (CCEG), qui prévoyaient un incitant de 0,025 EUR/kWh (en plus du taux de rachat), pour l'énergie provenant d'une source renouvelable, ne sont plus d'application pour de nouvelles demandes de la part des producteurs concernés. Cependant, dans le cas des installations photovoltaïques de moins de 3 kWc, l'aide extra-tarifaire de 0,15 EUR/kWh est assurée pendant toute la durée de vie du système; elle est financée principalement par un fonds URE organisé par le secteur de la production électrique.

## **Réductions d'impôt**

Une mesure du Ministère des Finances, entrant en vigueur à partir de l'exercice d'imposition 2004 (concernant donc les dépenses faites à partir du 1er janvier 2003), accorde une réduction d'impôt de maximum 1.200 EUR par logement et par an, pour des travaux effectués en vue d'une utilisation plus rationnelle de l'énergie dans une habitation<sup>45</sup>. Cette mesure vise entre autres les travaux d'installation de panneaux solaires PV, dont 15% sont déductibles des impôts (avec plafond de 1.200 €).

### **Conditions**

L'Arrêté Royal du 20 décembre 2002, modifiant l'AR/CIR 92<sup>46</sup>, précise que les dépenses faites en vue d'économiser l'énergie ne sont prises en considération pour la réduction d'impôt que si les travaux réalisés satisfont à certaines conditions. En particulier, les travaux doivent être effectués par une personne enregistrée comme entrepreneur<sup>47</sup> garantissant la bonne conformité des travaux.

### **Formalités**

En ce qui concerne l'installation de panneaux photovoltaïques, les formalités sont les suivantes.

#### Pour le contribuable :

Le contribuable qui souhaite bénéficier de la réduction doit joindre à sa déclaration aux impôts sur les revenus de la période imposable concernée l'original ou une photocopie certifiée conforme :

- des factures relatives aux prestations qui sont à l'origine des dépenses concernées par la réduction d'impôt ;
- de la preuve du paiement des sommes figurant sur ces factures.

Lorsque les travaux ont été réalisés dans un immeuble à appartements à l'intervention d'une gérance d'immeuble, le contribuable doit joindre à sa déclaration:

43 Cela peut se comprendre car dans le cadre des marchés de certificats verts (voir ci-dessous), elles sont tenues d'acheter un certain quota de certificats auprès des producteurs « verts », en plus du rachat de leur électricité (au prix de la vente à leurs clients).

44 date d'entrée en vigueur de l'Arrêté royal du 16 juillet 2002 « relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables »

45 Cfr (12) et (13)

46 Code des Impôts sur le Revenu

47 conformément à l'article 401 du CIR 92

- une photocopie certifiée conforme par la gérance:
  - des factures relatives aux prestations qui sont à l'origine des dépenses visées ;
  - de la preuve du paiement, par la gérance, des sommes figurant sur ces factures (ou notes d'honoraires);
- une attestation de la gérance mentionnant sa quote-part chiffrée dans les dépenses visées.

Pour l'entrepreneur :

La facture délivrée par l'entrepreneur enregistré, ou son annexe, doit :

- préciser l'habitation où s'effectuent les travaux;
- établir, s'il y a lieu, une ventilation du coût des travaux en fonction de la nature de ceux-ci<sup>48</sup>
- contenir la formule suivante :

*« Attestation en application de l'article 6311 de l'AR/CIR 92 concernant les travaux exécutés visés à l'article 14524 du Code des impôts sur les revenus 1992*

*Je soussigné ..... atteste que<sup>49</sup> :*

*a) les caractéristiques des modules répondent aux exigences suivantes :*

- *pour les « modèles cristallins », la norme IEC 61215 est exigée ainsi qu'un rendement minimal de 12 %;*
- *pour les « modèles fins », la norme IEC 61646 est exigée ainsi qu'un rendement minimal de 7 %;*

*b) le rendement minimal pour les transformateurs est supérieur à 88 % pour les systèmes autonomes et supérieur à 91 % pour les systèmes reliés à un réseau;*

*c) l'orientation des modules se fait entre l'Est et l'Ouest en passant par le Sud et que l'inclinaison des modules se fait entre 0 et 60° par rapport à l'horizontale pour les modules fixes.*

..... (date)

..... (nom)

..... (signature). »

A noter que les factures peuvent être établies pour les matériaux **et** les prestations ou pour les prestations seules, mais non pour les matériaux seuls. Il n'est pas inutile de préciser également que le fait que les dépenses aient donné lieu à une intervention financière (prime, subside, remboursement, ...) le cas échéant par les pouvoirs régionaux n'a aucune incidence pour l'application de la réduction d'impôt. La réduction d'impôt éventuelle est donc cumulable avec les primes mentionnées aux paragraphes précédents.

<sup>48</sup> sans objet s'il ne s'agit que de travaux liés à une installation photovoltaïque

<sup>49</sup> Si des travaux d'une autre nature ont été également effectués, reprendre, par mesure, les mentions spécifiques énoncées en annexe de l'AR du 20 décembre 2002.

## D. Prix de vente de l'électricité

Avec la mise en œuvre de la libéralisation du marché de l'électricité, le prix de vente de l'électricité « physique » doit dorénavant être négocié avec le fournisseur choisi par le porteur de projet lors de la conclusion du contrat de fourniture (à moins qu'il ne soit lui-même fournisseur). Ce tarif suit donc l'évolution du marché, avec pour conséquence une forte diminution du prix de rachat de l'électricité. A titre indicatif, les tarifs de rachat sont actuellement de l'ordre de 10 à 20 €/MWh<sup>50</sup>.

Comme cela a été mentionné plus haut, dans le cas des installations photovoltaïques de moins de 3 kW<sub>c</sub>, l'aide extra-tarifaire de 0,15 €/kWh est assurée pendant toute la durée de vie du système. En Région wallonne, les producteurs verts qui bénéficient aujourd'hui de cette aide extra-tarifaire pourront continuer à en bénéficier à condition de remettre les certificats verts correspondants au gestionnaire du réseau accordant ladite aide.

### IV.3.2. Certificats verts

#### A. Mécanismes de certificats verts et d'aide à la production verte

Suite à la libéralisation du marché de l'électricité et dans le but de promouvoir les sources d'énergie renouvelables, des systèmes de « certificats verts » ont été mis en place dans les trois régions du pays, avec des dispositions variables d'une région à l'autre. Ces mécanismes consistent à délivrer aux producteurs d'électricité « verte »<sup>51</sup> des certificats verts, avec une obligation faite aux fournisseurs d'en acquérir un quota minimum. Le certificat obtient une valeur marchande puisque si le quota n'est pas atteint, le fournisseur paie une pénalité. La valeur du certificat vert constitue donc une recette supplémentaire (en plus de la vente d'électricité au prix du marché) pour le producteur.

Les certificats verts sont attribués aux producteurs d'électricité verte pour les installations qui disposent d'une certification, sur base de la production d'électricité verte et du taux d'économie de dioxyde de carbone réalisé par la filière de production utilisée. Il convient de remarquer que pour l'électricité produite dans des installations hybrides (utilisant simultanément des combustibles fossiles et renouvelables), il est tenu compte de l'ensemble des émissions de CO<sub>2</sub> de l'installation.

Les mécanismes appliqués en Wallonie et à Bruxelles sont décrits dans les grandes lignes ci-dessous, les procédures en vigueur étant reprises au paragraphe suivant.

#### **Région Wallonne**

En région wallonne, les certificats verts sont attribués aux producteurs d'électricité verte pour les installations disposant d'un certificat de garantie d'origine octroyé par un organe de contrôle agréé<sup>52</sup>. A titre indicatif, un certificat vert est normalement attribué pour une économie de 456 kg de CO<sub>2</sub>, ce qui correspond à l'émission de CO<sub>2</sub> de la centrale électrique de référence accompagnant la production de 1 MWh<sup>53</sup>.

50 0,17 €/kWh en juillet 2004

51 Pour que l'électricité soit considérée comme « électricité verte », elle doit être produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération (production simultanée de chaleur et d'électricité) de qualité et l'ensemble de la filière de production (préparation du combustible et combustion éventuelle lors de la production d'électricité) doit permettre de réduire de 10% les émissions de CO<sub>2</sub> par rapport aux émissions résultant d'une filière de production classique produisant le même nombre de kWh et, pour la cogénération de qualité, en tenant compte de la chaleur produite.

52 La liste des organismes de contrôle est disponible sur le site web de la CWaPE (67)

53 Les émissions de dioxyde de carbone publiées annuellement par la CWaPE correspondent aux meilleures installations de production classique disponible sur le marché. A ce jour, il s'agit des installations type TGV (turbine gaz vapeur utilisant le gaz naturel avec un rendement annuel d'exploitation compris entre 50 et 55%) pour la production d'électricité et des chaudières haut-rendement dont le rendement d'exploitation peut atteindre 90% sur base annuelle.



Les fournisseurs d'électricité peuvent, moyennant transaction financière, acquérir ces certificats verts auprès des producteurs d'électricité verte. Les fournisseurs doivent fournir à la CWaPE un certain quota de certificats verts en fonction de leurs ventes d'électricité. Parallèlement au marché physique de l'électricité, un marché virtuel de certificats verts apparaît donc. Le quota est de 4% en 2004 et augmente de 1% par an pour atteindre 7% en 2007, les quotas ultérieurs restant à déterminer.

Exemple: lorsque le quota est de 5%, un fournisseur qui vend 100 MWh à des clients finaux doit fournir 5 certificats verts à la CWaPE, certificats qu'il achète à un producteur d'électricité verte ou à un intermédiaire.

Le schéma suivant résume le principe des certificats verts en Région wallonne.

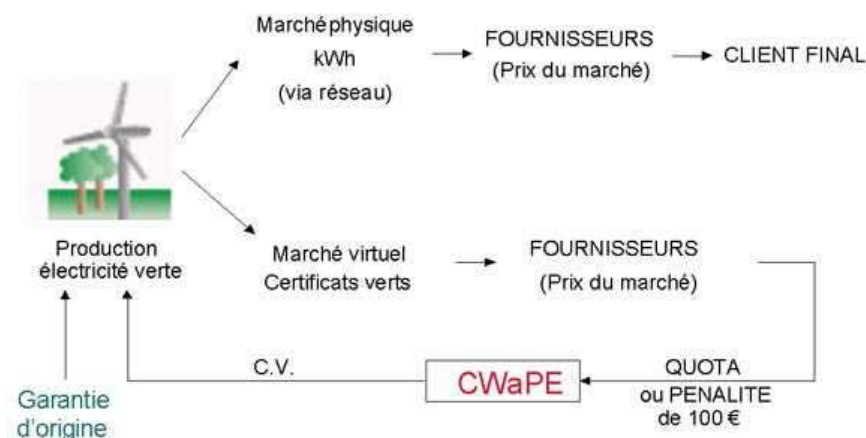


Figure 8 - Le mécanisme des certificats verts en RW<sup>54</sup>

Les certificats verts octroyés à l'électricité verte produite dans les autres régions (sur une base de reconnaissance mutuelle) ou en Mer du Nord peuvent être comptabilisés dans le quota imposé aux gestionnaires de réseaux et aux fournisseurs. Pour les certificats verts octroyés en dehors de la Belgique, le Gouvernement wallon doit en déterminer les conditions d'acceptation.

En cas de non-respect des quotas imposés, le fournisseur ou gestionnaire de réseau en défaut doit payer une amende administrative pour le trimestre envisagé. Le produit de celle-ci alimente le fonds Energie. Le montant de l'amende est de 100 euros par certificat vert manquant.

Les procédures de certification et de transaction sont détaillées au paragraphe suivant.

A noter que le producteur peut choisir, de façon réversible, entre un système d'aide à la production et la procédure de certificats verts. L'aide à la production constitue en quelque sorte la valeur minimale garantie des certificats verts, tant que l'installation n'est pas amortie (cfr infra).

### Région de Bruxelles-Capitale

Le système de certificats verts institué en région bruxelloise par l'ordonnance du 19 juillet 2001, modifiée par celle du 1er avril 2004, est assez semblable dans son principe au système wallon. Les certificats verts garantissent l'origine et la qualité de l'électricité verte, en indiquant notamment la source d'énergie au départ de laquelle celle-ci a été produite. Ils sont transmissibles et négociables. C'est le Service régulation de l'IBGE<sup>55</sup> qui est responsable de la délivrance des certificats verts. Il les

<sup>54</sup> Source : CWaPE (67)

<sup>55</sup> L'Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement (IBGE) est l'Administration de l'environnement et de l'énergie de la Région de Bruxelles-Capitale.

attribue aux producteurs d'électricité verte après certification de leurs installations suivant les procédures décrites au paragraphe suivant. A titre indicatif, un certificat vert est normalement attribué pour une économie de 395 kg de CO<sub>2</sub>, correspondant à l'émission de CO<sub>2</sub> de la centrale électrique de référence accompagnant la production de 1 MWh.

Les fournisseurs d'électricité peuvent acquérir de tels certificats au moyen de transactions avec les producteurs. Tout fournisseur, à l'exclusion du gestionnaire de réseau de distribution, est tenu de remettre au Service régulation de l'IBGE un quota annuel de certificats verts, se rapportant au total de ses fournitures à des clients éligibles établis en Région de Bruxelles-Capitale<sup>56</sup>. Ce quota est de 2% pour l'année 2004, 2,25 % pour 2005 et 2,5 % pour l'année 2006. Les quotas pour les années ultérieures seront arrêtés par le Gouvernement de Bruxelles-Capitale, après avis de l'IBGE, sur la base de l'évolution du marché de l'électricité verte et du fonctionnement du marché libéralisé.

Des certificats verts émis par d'autres autorités peuvent être remis par les fournisseurs au Service régulation de l'IBGE après avis de celui-ci et sous certaines conditions<sup>57</sup>.

En cas d'inexécution totale ou partielle de l'obligation des quotas, une amende est imposée par le Service au fournisseur défaillant.

A la différence du système wallon, une disposition supplémentaire prévoit l'octroi aux producteurs d'électricité verte de « garanties d'origine » librement transmissibles et négociables au même titre que les certificats verts (cfr infra).

## B. Procédures de certification des installations et de transaction des certificats verts

Ce paragraphe décrit les procédures à suivre en ce qui concerne les certificats verts présentés au paragraphe précédent : procédure de certification des installations du producteur d'électricité verte et procédure de transaction des certificats verts, ainsi que diverses questions liées à ces mécanismes. Il nous a paru opportun de commencer par décrire les dispositions wallonnes, plus abouties, avant de s'intéresser aux procédures qui viennent à peine d'entrer en vigueur en Région de Bruxelles-Capitale.

### **Région wallonne**

#### ***Procédure de certification des installations vertes et demande d'octroi de certificats verts***

Suivant l'entrée en vigueur en août 2002 de l'arrêté du 4 juillet 2002 relatif à la promotion de l'électricité verte, trois organismes de contrôle ont reçu leur agrément en 2003<sup>58</sup> (cfr tableau 6).

<b>Nom</b>	<b>Adresse</b>	<b>Contact</b>	<b>Téléphone</b>	<b>Fax</b>	<b>Courriel</b>
AIB-VINCOTTE asbl	Avenue André Drouart 27-29 1160 Bruxelles	Pierre-Yves BOUVY	02/674.59.24	02/672.32.90	<a href="mailto:pbouvy@aib-vincotte.be">pbouvy@aib-vincotte.be</a>
Bureau Technique Verbrugghen asbl	Boulevard Clovis 15 1000 Bruxelles	M. SMEKENS	02/230.81.82	02/230.80.08	<a href="mailto:btv.brussel@skynet.be">btv.brussel@skynet.be</a>
SGS Bureau Nivelles asbl	Boulevard S. Dupuis 243/2 1070 Bruxelles	Guy LOURTIE	02/411.60.35	02/411.38.70	<a href="mailto:guy.lourtie@sgs.com">guy.lourtie@sgs.com</a>

*Tableau 6 - Liste des organismes de contrôle agréés en RW*

Ces organismes sont dès lors en mesure d'établir le certificat de garantie d'origine relatif à une

<sup>56</sup> Tout client professionnel est éligible à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004. Les clients résidentiels ne seront éligibles qu'au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier 2007.

<sup>57</sup> Cfr Ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 (33)

<sup>58</sup> Cfr CWaPE : <http://www.cwape.be>

installation de production d'électricité verte. La présentation de ce certificat permet au producteur d'électricité verte d'introduire sa demande préalable d'octroi de certificats verts en conformité avec l'article 12 de l'arrêté du 4 juillet 2002. La procédure est la suivante :

1. le producteur « vert » fait parvenir à l'organisme de contrôle (copie à la CWaPE) les documents décrits dans le document de référence « Documents à préparer par le producteur vert qui sollicite la délivrance d'une garantie d'origine »<sup>59</sup> ;
2. le producteur vert complète le formulaire de demande préalable d'octroi de certificats verts<sup>60</sup> et l'envoie à la CWaPE par courrier recommandé ;
3. l'organisme de contrôle délivre le certificat de garantie d'origine à l'installation. Le producteur d'électricité verte en fait parvenir une copie certifiée conforme à la CWaPE ;
4. lorsque le producteur vert a obtenu le certificat de garantie d'origine, la CWaPE lui notifie son acceptation du dossier de demande préalable de certificats verts ;
5. le producteur vert peut ensuite communiquer à la CWaPE la quantité d'électricité verte produite depuis le premier relevé effectué par l'organisme en question<sup>61</sup>
6. des certificats verts sont alors octroyés en fonction des quantités produites, mesurées suivant le code de comptage<sup>62</sup>.

### **Procédure de transaction**

Une transaction de certificats verts fait intervenir trois acteurs : le « vendeur », l'« acheteur » et la CWaPE. Le vendeur est le titulaire du « compte certificats verts », soit la personne physique ou morale qui demande la transaction. Il doit désigner une personne de contact à qui les extraits de compte sont adressés, et peut désigner un ou plusieurs mandataires pour effectuer et signer les transactions de certificats verts<sup>63</sup>. L'authenticité des certificats verts est garantie par l'enregistrement dans une base de données centralisée et gérée par la CWaPE qui reprend le registre des producteurs, fournisseurs, intermédiaires et gestionnaires de réseaux. Ceux-ci, ainsi que les personnes mandatées, doivent impérativement être préalablement inscrits dans la base de données CWaPE.

La transaction s'effectue en trois étapes<sup>64</sup>:

1. la négociation
2. la notification à la CWaPE
3. la validation de la transaction.

Dans les dix jours de la réception du formulaire complet, la CWaPE valide la transaction en encodant les changements dans la base de données et en transmettant au vendeur et à l'acheteur leurs extraits de compte actualisés. La confirmation de l'accord de l'acheteur n'est pas obligatoire, mais la CWaPE se réserve le droit de la demander à l'acheteur avant de valider la transaction.

59 téléchargeable à l'adresse [http://www.cwape.be/pdf/3a27-JLB-Documents producteur préparatoires GO.pdf](http://www.cwape.be/pdf/3a27-JLB-Documents%20producteur%20pr%C3%A9paratoires%20GO.pdf)

60 téléchargeable sur [http://www.cwape.be/Doc/Demande octroi CV fr.doc](http://www.cwape.be/Doc/Demande%20octroi%20CV%20fr.doc)

61 Les quantités d'électricité verte produites ne pourront être introduites pour obtenir des certificats verts qu'au plus une fois par trimestre.

62 Le code de comptage décrit les obligations du producteur vert en ce qui concerne, d'une part, la mise à disposition, l'installation, l'utilisation et l'entretien des équipements de mesures et, d'autre part, le relevé, le traitement et la mise à disposition des données de mesure. Il est téléchargeable à l'adresse [http://www.cwape.be/pdf/3e05-JLB-Annexe avis code de comptage.pdf](http://www.cwape.be/pdf/3e05-JLB-Annexe%20avis%20code%20de%20comptage.pdf)

63 Les coordonnées précises et, le cas échéant, les signatures doivent être communiquées à la CWaPE à l'aide du formulaire de désignation de la personne de contact et des mandataires, téléchargeable sur le site de la CWaPE.

64 Pour de plus amples détails, se référer à la CWaPE.

### **Prix des transactions**

Sur base des informations dont elle a connaissance, la CWaPE publie régulièrement le prix moyen de transaction d'un certificat vert en Région wallonne. Depuis septembre 2003, la majorité des certificats verts rendus dans le cadre des quotas a fait l'objet d'une transaction dont le prix est connu de la CWaPE. Le tableau 7 fournit à titre indicatif les prix moyens les plus récents ainsi que le nombre de certificats verts attribués<sup>65</sup>.

Période	Transactions dont le prix est connu	
	Prix moyen par certificat vert	Nombre de certificats verts
Année 2003	85,24 €	192.273
1er trimestre 2004	91,92 €	101.509
2ème trimestre 2004	91,69 €	73.003

*Tableau 7 - Transactions des certificats verts en RW (source : CWaPE)*

### **Aspects fiscaux**

A noter qu'à partir de 2007, les contribuables assujettis à l'impôt des personnes morales dont l'activité consiste principalement ou accessoirement en la production d'électricité en vue de sa vente seront assujettis à l'impôt des sociétés. Vu la nouveauté des mécanismes liés aux certificats verts et l'inexistence de standards, considérant que des circulaires ou prescriptions fiscales administratives restent à prévoir par les autorités compétentes, il convient de s'informer auprès de la CWaPE, laquelle recueille toutes informations additionnelles, fiables et de confiance, relatives aux aspects fiscaux.

### **Aide à la production**

Les producteurs d'électricité verte en Région wallonne peuvent bénéficier d'un mécanisme d'aide à la production. Il s'agit d'un subside obtenu en échange des certificats verts. A côté du prix du marché, les producteurs d'électricité verte en Région wallonne se voient octroyer un certain montant qui leur permet de prendre en charge les surcoûts liés à la production d'électricité verte. Ceci concerne les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables mises en service après le 30 juin 2003.

L'aide à la production octroyée par le ministre en échange des certificats verts est de 65 € par certificat vert. Le montant accordé lors de l'octroi de l'aide à la production vaut pour la durée de l'amortissement de l'installation avec un maximum de 10 ans. Le régime d'aide à la production n'est pas cumulable avec le mécanisme des certificats verts. Le producteur peut soit vendre son certificat vert sur le marché des certificats verts, soit l'échanger auprès de l'administration pour recevoir l'aide à la production. Cependant, s'il opte pour l'aide à la production, il pourra en cours de production changer de régime et choisir le marché des certificats verts. En outre, les producteurs verts qui bénéficient aujourd'hui de l'aide extra-tarifaire octroyée suite à la recommandation du Comité de contrôle de l'électricité et du gaz pourront continuer à en bénéficier à condition de remettre les certificats verts correspondants au gestionnaire du réseau accordant cette aide.

<sup>65</sup> N.B.: C'est la date à laquelle la transaction a eu lieu qui est prise en considération. Le prix, lui, est transmis confidentiellement à la CWaPE, qui ne publie que des valeurs moyennes trimestrielles.

## Région de Bruxelles-Capitale

### *Procédure de certification des installations vertes et demande d'octroi de certificats verts*

Pour pouvoir bénéficier de certificats verts, une installation de production d'électricité verte ou de cogénération située sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale doit avoir fait l'objet d'une certification préalable. Cette certification atteste que l'installation considérée est une installation de production d'électricité verte ou de cogénération et que sa conception permet de comptabiliser les quantités d'énergie consommées et produites conformément au code de comptage arrêté par le Ministre en charge de l'Energie, sur proposition du Service régulation de l'IBGE<sup>66</sup>. Ladite certification est réalisée par ce Service ou par un organisme de contrôle agréé. La certification a lieu conformément à la procédure décrite ci-dessous.

1. Le producteur vert adresse sa demande de certification au Service régulation de l'IBGE au moyen du formulaire établi et mis à disposition par celui-ci. Il joint, en annexe à ce formulaire, les documents suivants :
  - les schémas afférents à l'installation considérée et notamment :
    - un schéma général de conception de l'installation reprenant l'emplacement des instruments de mesure ;
    - un schéma unifilaire électrique ;
    - un schéma « énergie primaire » ;
    - un schéma « fluide thermique » ;
  - les fiches techniques relatives à l'installation ou à ses composants et notamment :
    - les fiches techniques des compteurs ou, à défaut, les éléments d'information permettant d'apprécier le degré de précision et les conditions de pose de ceux-ci ;
    - les fiches techniques des sondes liées aux compteurs ou, à défaut, les éléments d'information permettant d'apprécier le degré de précision ainsi que la compatibilité de celles-ci avec les compteurs auxquelles elles sont reliées ;
  - s'il y a lieu, une copie du permis d'environnement et du permis d'urbanisme relatifs à l'installation (sans objet pour l'installation de panneaux solaires) ;
  - s'il échet, une copie du contrat relatif à la vente de chaleur et/ou d'électricité par le propriétaire de l'installation à des tiers ;
  - s'il est disponible, l'historique mensuel des quantités consommées et produites par l'installation depuis sa mise en service ou-si-celle-ci est intervenue plus de trois ans avant l'introduction de la demande, au cours des trente-six derniers mois ;
  - si celle-ci est disponible, l'étude ayant servi au dimensionnement de l'installation lorsqu'il s'agit d'une installation de cogénération (sans objet donc pour les systèmes PV) ;
  - tout document établissant la date de la mise en service de l'installation.

---

<sup>66</sup> Ce document n'est pas encore disponible en août 2004.

2. Le Service examine si la demande est complète et informe le demandeur du caractère complet ou non de sa demande dans le mois de la réception de celle-ci. S'il constate que la demande est incomplète, le Service précise les motifs pour lesquels la demande est incomplète et le délai dont le demandeur dispose pour apporter les informations ou les pièces manquantes qu'il désigne.
3. Dans un délai d'un mois à dater de la constatation du caractère complet de la demande, le Service ou, sur instruction de celui-ci, un organisme agréé effectue une visite de l'installation concernée. Cette visite se déroule conformément au cahier de charges arrêté par le Ministre, sur proposition du Service.
4. Dans un délai d'un mois à dater de la visite prévue au point précédent, le Service certifie l'installation qui répond aux critères évoqués au début de ce paragraphe (électricité verte, conformité au code de comptage). Cette certification se matérialise par la délivrance d'une attestation de conformité qui vaut pour toute la durée de vie de l'installation et contient, au minimum, les informations suivantes :
  - l'identification de l'installation
  - sa date de mise en service
  - la technologie de production
  - les sources d'énergie utilisées
5. Parallèlement à l'octroi de l'attestation visée au point 4, le Service attribue à l'installation certifiée un « compte » dans la banque de données qu'il a mise sur pied.

Des dispositions particulières ont trait à la modification, au contrôle et au transfert de propriété des installations certifiées (cfr Arrêté du 6 mai 2004).

#### ***Demande d'octroi de garanties d'origine***

Une « garantie d'origine » peut être octroyée par le Service pour une période de production déterminée au titulaire d'une installation de production d'électricité verte certifiée conformément aux dispositions qui précèdent. Cette garantie d'origine mentionne la source d'énergie à partir de laquelle l'électricité a été produite, la technologie de production, les période et lieu de production et, pour une installation hydro-électrique, la capacité de production. Toute demande de garantie d'origine doit être adressée au Service au moyen du formulaire établi par celui-ci.

L'octroi d'une garantie d'origine pour une période de production déterminée exclut l'octroi, pour la même période, de certificats verts conformément au système décrit ci-dessous. Toute garantie d'origine octroyée par le service est librement transmissible et négociable au même titre que les certificats verts.

#### ***Attribution des certificats verts***

Le Service régulation de l'IBGE attribue des certificats verts, pour le trimestre concerné, à l'installation certifiée qui répond aux conditions suivantes :

- les données enregistrées par les instruments de mesure de l'installation certifiée sont communiquées au Service le dernier jour ouvrable de chaque trimestre civil ;
- moins de dix ans se sont écoulés entre le dernier jour du trimestre concerné et le dernier jour du trimestre au cours duquel l'installation a été mise en service;

- l'installation réalise, sur base des données de mesure transmises pour le trimestre concerné, une économie relative<sup>67</sup> de CO<sub>2</sub> supérieure ou égale à 5%.

Le nombre de certificats verts octroyés par le Service est calculé en divisant l'économie de CO<sub>2</sub> réalisée par l'installation considérée, au cours du trimestre concerné, par le coefficient d'émission de CO<sub>2</sub> de l'installation de référence. Il est ainsi théoriquement possible, à l'heure actuelle, d'obtenir un certificat vert pour une économie de 395 kg de CO<sub>2</sub>. Il convient de noter que les coefficients d'émission de CO<sub>2</sub> des combustibles fossiles ainsi que les rendements énergétiques des installations de référence peuvent être revus, sur proposition du Service, compte tenu notamment de l'évolution de la technique et des technologies disponibles.

L'octroi de certificats verts se fait par l'inscription d'un titre de certificats verts au crédit du compte correspondant à l'installation dans la banque de données du Service. Tout certificat vert a une durée de validité limitée à cinq ans, à dater du jour où il a été octroyé.

#### ***Procédure de transaction et prix***

Tout certificat vert est librement transmissible et négociable à moins que sa durée de validité n'ait expiré ou qu'il n'ait été annulé par le Service (cas où il est pris en compte dans les quotas d'un fournisseur). Toute personne physique ou morale qui désire acheter ou vendre des certificats verts doit préalablement s'être fait attribuer un compte dans la banque de données du Service, selon les modalités déterminées par celui-ci. Le vendeur indique au gestionnaire de la banque de données les certificats verts qui font l'objet de la transaction, le prix de la transaction ainsi que les coordonnées de l'acquéreur. Les certificats verts transférés sont inscrits au débit du compte du vendeur et au crédit du compte de l'acheteur.

Le Service publie chaque année le prix moyen des certificats verts qui ont été négociés au cours de l'année précédente.

### **IV.3.3. Rentabilité**

Comme nous le verrons, réaliser une installation solaire photovoltaïque pour fournir de l'énergie au réseau n'est pas rentable selon les règles économiques actuelles du marché, encore moins en l'absence d'incitants financiers (subventions, primes, aides au rachat, ...). Cependant, d'autres paramètres que le coût au sens strict interviennent. D'une part, le fait de produire soi-même son électricité sans déchet peut justifier à lui seul la démarche au nom des générations futures. Comme nous l'indiquons par ailleurs, l'installation d'une centrale photovoltaïque conduit à prendre conscience de sa consommation électrique et incite naturellement à la réduire. Pour une entreprise il convient également d'ajouter des éléments difficilement chiffrables mais réels comme le gain d'image ou de notoriété. Les économies ainsi réalisées devraient donc être prises en compte dans le calcul de rentabilité.

Voyons à présent les éléments financiers plus en détail.

#### **A. Amortissement**

Le temps de retour sur investissement dépend du coût de l'installation, des subventions allouées, de la production d'électricité, du tarif d'achat, du taux d'emprunt, des taxes et des déductions fiscales.

---

<sup>67</sup> Différence entre CO<sub>2</sub> émis par les installations de référence (centrale TGV, 395 kg éq CO<sub>2</sub>/MWh) et CO<sub>2</sub> émis par l'installation concernée, rapportée à l'émission de référence.

Un calcul simple peut être fait :

$$\text{temps de retour (années)} = \frac{\text{coût total de la centrale photovoltaïque} - \text{subventions}}{(\text{nombre de kWh produits par an} \times \text{tarif d'achat}) - \text{frais annuels}} \quad (1)$$

Le coût total comporte bien entendu le prix des modules solaires, mais aussi le prix de l'infrastructure, des auxiliaires, des bâtiments éventuellement construits pour abriter les parties sensibles s'il s'agit d'une plus grosse centrale. Les frais annuels comportent les frais d'entretien et les frais de remplacement des auxiliaires dont la durée de vie est plus courte que celle de l'installation (notamment les batteries le cas échéant). Il faut aussi tenir compte des intérêts à verser pour constituer le capital de départ. Le taux d'intérêt à considérer est différent selon que l'on emprunte ou non de l'argent pour réaliser l'installation. Dans le second cas, le taux est celui auquel l'argent aurait pu être placé. (Il s'agit du taux effectif, c'est-à-dire corrigé pour tenir compte de l'inflation.)

On peut estimer que le temps de retour est acceptable lorsqu'il est inférieur à la durée d'un emprunt bancaire pour l'achat d'une maison. Le temps de retour sur investissement est actuellement compris entre 15 et 30 ans dans les pays et régions où sont accordées diverses subventions à l'installation et aides à l'achat d'électricité verte, comme en Région flamande<sup>68</sup>. Dans les deux autres régions du pays, le temps de retour s'élève, dans le cas le plus favorable (prime communale de 600 € et pas d'intérêts), à minimum 30 ans.

## B. Calcul du coût de l'énergie produite<sup>69</sup>

Après avoir calculé la quantité d'énergie électrique que peut fournir une installation photovoltaïque, il peut être utile de se demander quel est le prix de revient de cette énergie, surtout s'il s'agit d'une installation de taille plus importante. C'est en effet un élément pertinent dans la comparaison entre différentes sources d'énergie. C'est aussi sur la base de ce prix que l'on pourra juger de l'intérêt économique de mesures destinées à réduire la consommation d'énergie (utilisation d'ampoules à basse consommation, de frigos mieux isolés...).

Pour obtenir le coût de l'énergie produite, il suffit d'évaluer le coût de l'installation par unité de temps, soit R (en € /an par exemple). Une fois connue la valeur de R, le prix de l'énergie P sera le rapport entre R et l'énergie moyenne E produite au cours de la même durée (en veillant à la cohérence des unités) :  $P = R / E$ .

Pour calculer R, il faut connaître la dépense initialement consentie, soit C, et tenir compte de la durée de vie de l'installation, soit T. La durée de vie des bons modules étant estimée à 25 ans, on peut supposer qu'il s'agit là aussi de la durée de vie de l'installation. L'astuce est qu'on ne peut pas obtenir R simplement en divisant C par T. En effet, il faut tenir compte des intérêts à verser pour constituer le capital C (cfr supra). En fait, R peut être considéré comme la somme qu'il faut rendre à chaque unité de temps à un bailleur de fonds pour que le capital C et ses intérêts soient complètement remboursés à la fin de la durée de vie de l'installation.

Soit x la somme à rembourser à l'instant t. Entre l'instant t = 0 où l'on a x = C et l'instant t = T où x vaut 0, x évolue conformément à l'équation

$$\frac{dx}{dt} = \tau x - R \quad (2)$$

68 Détails du calcul pour une installation de 1 kW<sub>c</sub> en Région flamande : coût total de 12.000 €, frais annuels de 100 €, subventions de 6.000 (région) + 1200 (réduction impôt fédéral) + 600 (commune) €, rachat (avec aide extra-tarifaire) à 0,32 €/kWh, production annuelle de 1400 kWh, taux d'intérêt : 1,5% (placement) ou 5% (crédit).

69 Calcul inspiré de Matagne, 2003 - (4)



En tenant compte du fait que  $x = 0$  au temps  $t = T$ , cette équation a pour solution la fonction mathématique

$$x = \frac{R}{\tau}(1 - e^{\tau(t-T)}) \quad . \quad (3)$$

A l'instant initial, on a donc

$$C = \frac{R}{\tau}(1 - e^{-\tau T}) \quad , \quad (4)$$

d'où l'on peut tirer la valeur de R :

$$R = \frac{C \cdot \tau}{1 - e^{-\tau T}} \quad . \quad (5)$$

Revenons maintenant à l'évaluation du capital initial C. Outre les frais fixes, il faut incorporer à C les autres frais étalés dans le temps évoqués au paragraphe précédent. On ne peut cependant pas additionner purement et simplement des frais qui se produisent à des époques différentes, il faut les actualiser en tenant compte du taux d'intérêt  $\tau^{70}$ , ce qui se fait en utilisant une formule similaire à (2), mais avec  $R = 0$ , soit

$$\frac{dx}{dt} = \tau x \quad , \quad (6)$$

où x est la valeur d'un capital à l'instant t et  $\tau$  le taux d'intérêt effectif. La solution de cette équation est de la forme

$$x = C e^{\tau t} \quad , \quad (7)$$

où C est la valeur à l'instant initial. On voit que, pour pouvoir acheter à l'instant t un objet de valeur x, il convient de mettre en réserve initialement un capital

$$C = x e^{-\tau t} \quad . \quad (8)$$

En supposant, comme dans les calculs précédents, une installation de 1 kW<sub>c</sub> d'un coût total fixe de 12.000 €, des frais annuels s'élevant à 100 €, un taux d'intérêt de 5% et une production de 1400 kWh/an sur une durée de 25 ans, on arrive par ce type de raisonnement à un coût de l'électricité solaire de l'ordre de **0,7 €/kWh** ! Selon AMPERE (1999), sur la base d'un prix global pour un module, d'un amortissement de 20 ans et d'un taux d'intérêt de 5%, les coûts de production du kWh varient de 0,4 à 0,5-0,6 €/kWh<sup>71</sup>.

### C. Calcul de rentabilité

Le problème du calcul du coût de l'énergie peut être posé «à l'envers» par rapport au développement ci-dessus. En effet, il se peut que la valeur de l'énergie électrique soit connue, par exemple parce que l'on sait que l'on pourra vendre cette énergie à un certain prix. Dans ce cas, on peut calculer R en multipliant la quantité d'énergie fournie par l'installation par unité de temps par le prix de l'énergie :  $R = E \cdot P$ . Une fois R connu, la formule (4) peut être utilisée pour calculer la valeur de l'énergie produite actualisée à l'instant initial. Il faut alors comparer cette valeur au coût de l'installation (y compris son entretien) actualisé lui aussi à l'instant initial. Si la valeur de l'énergie est supérieure au coût total, l'installation est bénéficiaire. L'écart entre ces deux valeurs représente le bénéfice réalisé.

70 Dans les calculs présentés ici, nous avons considéré que la capitalisation était instantanée, alors que le calcul des intérêts n'est généralement effectué que mensuellement.

71 Cfr (17)

En reprenant l'exemple précédent avec un prix de l'électricité de 0,32 €/kWh (prix juillet 2004 + aide extra-tarifaire), on trouve une valeur de l'énergie produite de 6393 € pour un coût total de 14.085 €. En l'absence de subvention, un tel système n'est donc pas rentable. Dans ce cas-ci, il faudrait que le montant des subventions cumulées s'élève à plus de 7690 € pour que le seuil de rentabilité soit dépassé<sup>72</sup>!

Les exemples ci-dessus montrent clairement que, actuellement, réaliser une installation solaire photovoltaïque pour fournir de l'énergie au réseau n'est pas rentable selon les règles économiques normales du marché. La situation est toutefois différente si l'on a besoin d'énergie à un endroit situé à distance du réseau (maison à la campagne), si les frais de raccordement au réseau sont disproportionnés par rapport à la puissance nécessaire (horodateurs, bornes autoroutières de secours), ou encore si le réseau public ne présente pas une bonne fiabilité (pays en développement). Le calcul économique est également différent en présence des incitants présentés plus haut, ce qui explique la présence en Europe d'installations solaires même là où un réseau électrique fiable est disponible. Des exemples du calcul de la rentabilité potentielle d'une installation photovoltaïque en Région bruxelloise seront présentés au chapitre VI.

Par ailleurs, nous l'avons mentionné, le prix des modules solaires baisse lentement, mais sûrement, au fur et à mesure que les installations de production du silicium purifié se multiplient. De plus, une révolution technique est toujours possible (polymères conducteurs, ...). Enfin, répétons-le, la rentabilité ne doit pas être examinée au seul niveau individuel. Le fait que les modules solaires soient très peu polluants évite à la société des frais indirects... il est donc normal que les états encouragent leur utilisation par divers moyens.

## **IV.4. Aspects pratiques**

Vu la croissance du développement des technologies PV, il devient à présent aisé de trouver les éléments et les conseils nécessaires à l'élaboration d'un système photovoltaïque. Nombre de publications, guides de l'utilisateur, cours en ligne, logiciels de simulation, fiches techniques, etc. sont aujourd'hui facilement accessibles, tout comme le sont diverses associations ou fédérations d'organismes qui peuvent aider le citoyen dans sa « démarche PV ». En outre, des bureaux d'étude actifs dans le domaine des énergies renouvelables sont à même d'aider le candidat dans la phase de conception du système. Les listes figurant dans la synthèse et en annexe, ainsi que la bibliographie, en donnent un relativement bon aperçu.

### **IV.4.1. Matériel**

Les panneaux, dispositifs électroniques et câbles de connexion sont aisément trouvables dans le commerce. Le prix des modules a considérablement baissé ces dernières années et aujourd'hui un panneau polycristallin à haut rendement de 45 W<sup>73</sup> coûte un peu plus de 300 euros. Il existe à présent des modules de plus grand gabarit, fournissant de l'ordre de 165 W. Plusieurs distributeurs proposent des kits d'installation solaires<sup>74</sup> comprenant modules, kits de raccordement, châssis de fixation, onduleur, coffret de protection et de couplage. Pour une installation de 1 kW, il faut compter environ 11.000 euros tous éléments compris. Pour donner une idée de l'évolution rapide des

<sup>72</sup> Remarquons que les subventions flamandes utilisées dans l'exemple précédent rendent l'installation bénéficiaire.

<sup>73</sup> Type PWX500 de Photowatt

<sup>74</sup> Exemples: système ElectraSun de Photowatt – (61), ou systèmes SUN HoM de Solar Energy – (62)

prix, le tableau 8 présente les dix modules les moins chers vendus en ligne.

N°	Fournisseur	Marque	Wc	€/Wc
1	Dunasolar	DS40	40	2,28
2	SolarSense.com	ASE	300	2,85
3	Photovoltaic.it	Sharp 125 W	160	3,01
4	PV BULK BUY	Photowatt	95	3,11
5	Wind&Sun	Sharp	165	3,22
6	Solarfotonica	Single Crys Silicon	150	3,25
7	Altenergystore	BP Solar	120	3,32
8	MHS-Solar	Photowatt	100	3,57
9	Altenergystore	BP Solar SX-65	65	3,61
10	Solar Electric	Unisolar	64	3,68

Tableau 8 - Prix des modules PV les moins chers (juillet 2004)<sup>75</sup>

Une liste de fabricants et distributeurs PV en Belgique figure à l'annexe B.

#### IV.4.2. Installation

La relative nouveauté des techniques photovoltaïques peut représenter un handicap, par exemple pour la définition du niveau de qualification du personnel chargé de la conception, la réalisation et surtout l'entretien des installations. Une amélioration constante et une standardisation facilitent l'installation des modules, mais si cette dernière n'est pas réalisée selon les règles de l'art, les puissances et les tensions du courant peuvent s'avérer dangereuses, notamment pendant les travaux, et des pertes de rendement importantes ou des dégâts aux appareils peuvent être constatés ultérieurement. De ce fait, il est impératif que la vérification des travaux et la mise en service soient effectuées par une personne qualifiée et autorisée, sans quoi la responsabilité du propriétaire pourrait être engagée en cas d'accident, et il n'aurait pas de recours en cas de détérioration des équipements.

Les autres travaux tels que la pose des supports, le raccordement au réseau domestique, le câblage, seront réalisés par un professionnel (électricien, couvreur, façadier,...) en suivant les prescriptions habituelles du secteur du bâtiment. Dans le cas d'un équipement de petite taille sur un logement privé, l'installation peut être réalisée par l'utilisateur lui-même<sup>76</sup>, s'il est sûr de satisfaire aux normes de sécurité, et s'il ne craint pas de diminuer les coûts en se passant de la garantie sur les travaux réalisés. Une recommandation importante est de maintenir un tissu opaque sur les modules pendant toutes les opérations de câblage, afin de prévenir les risques d'électrocution. Il faut en effet garder à l'esprit qu'un champ PV génère une tension dès le lever du jour, même par temps couvert.

#### IV.4.3. Contrôle

La maintenance des systèmes PV est extrêmement réduite; leur régulation se fait automatiquement, mais il importe que l'utilisateur connaisse relativement bien les différentes composantes du système de manière à pouvoir déceler rapidement tout fonctionnement inhabituel. Deux points retiendront brièvement notre attention : la sécurité de la connexion au réseau et le suivi de l'installation.

<sup>75</sup> Source : PVPortal (57)

<sup>76</sup> Se référer par exemple à Labouret, 2003 - (3)

## A. Sécurité de la connexion au réseau

En cas de coupure locale du réseau par la compagnie d'électricité (par exemple pour entretien ou réparation de ligne), il est indispensable d'assurer que l'injection d'électricité dans le réseau par les onduleurs soit immédiatement arrêtée. Pour une déconnexion de sécurité lors des coupures secteur, afin d'éviter qu'il ne fonctionne alors que le réseau est coupé, les onduleurs sont équipés en série d'un système de sécurité intégré (cfr IV.1.2.C.).

Pour atteindre une sécurité maximale, deux dispositifs indépendants peuvent être placés en série avec pour chacun un organe de déconnexion. Ce dispositif surveille constamment la qualité du réseau par mesure de tension, de fréquence et d'impédance. La conception redondante et un test quotidien automatique de chaque protection rendent le fonctionnement sûr. En effet, les organes de déconnexion du réseau sont testés automatiquement avant chaque mise en route de l'onduleur (au moins une fois par jour). Au cas où l'un des tests échoue (relais collé, transistor défectueux, ...), la procédure est recommencée depuis le début. Si le test échoue de nouveau, l'onduleur est mis hors service automatiquement et ne peut être remis en service que par un personnel compétent.

## B. Suivi de l'installation

Il peut être réalisé par deux méthodes principales : le suivi manuel sur site et le suivi automatique à distance, chacun ayant ses avantages et ses inconvénients. Le premier se fait avec une vérification « à l'oreille » (petit bourdonnement) ou « à l'œil » (petite lumière de couleur ou petit écran de contrôle en face avant). Un compteur en sortie d'onduleur peut être aussi très utile, mais implique un léger surcoût en cas de vente du surplus de production. Dans ce cas le contrôle s'effectue aussi en analysant la facture d'électricité, une forte augmentation constituant une alarme sérieuse. Le suivi automatique à distance affranchit de cette contrainte, mais coûte plus cher.

### IV.4.4. Entretien

Les fabricants de panneaux cristallins, actuellement les plus répandus, garantissent une perte de rendement inférieure à 5 ou 10 % pour une durée de 25 à 30 ans. L'entretien au niveau des modules consiste à s'assurer que rien ne gêne l'arrivée du rayonnement solaire et que l'électricité produite est bien transmise à l'onduleur. On fera donc un nettoyage des modules à l'eau claire, sans détergent. On vérifiera que les modules sont intacts : pas d'infiltrations, pas de cellules brunies (« hot-spot » résultant du masquage de la cellule). On élaguera la végétation autour si elle a poussé pour éviter qu'elle fasse de l'ombre aux panneaux. Enfin, on vérifiera les connexions électriques et le serrage des fixations mécaniques, ainsi que l'étanchéité des boîtes de connexion.

En ce qui concerne les onduleurs, d'après les fabricants ils doivent tenir 10 ans en moyenne avant la première panne<sup>77</sup>. Pour les batteries et régulateurs de charge, des mesures particulières doivent être prises au niveau du montage et de l'entretien, mais nous ne rentrons pas dans le détail de celles-ci dans le cadre de cette étude, car elles se rapportent principalement aux systèmes autonomes.

Un toit solaire étant modulaire, il doit en principe être facile d'en remplacer une partie en cas de défaillance, à condition que les fabricants proposent des produits de dimensions et de caractéristiques identiques... De même, un toit solaire peut être agrandi et complété par un autre toit solaire à tout moment, éventuellement avec des équipements de modèles différents. La compatibilité des onduleurs aux normes sévères du réseau garantit aussi la compatibilité des onduleurs entre eux.

---

<sup>77</sup> N.B. : Le prix de l'onduleur représente en principe 10 à 20% de l'investissement global; son coût de remplacement en cas de panne après la période de garantie peut donc être pris en compte dans le calcul du retour sur investissement.

## IV.5. Aspects critiques de la technologie photovoltaïque

### IV.5.1. Impacts environnementaux

Actuellement, pour les modules utilisant le silicium monocristallin ou polycristallin épais (bulk) (> 80 % du marché mondial), les effets sur l'environnement sont tels que décrits ci-après. Pour le moyen ou long terme (cellules photovoltaïques produites à partir de silicium plus mince ou autres types de cellules), l'impact sur l'environnement pourrait être fort réduit par rapport aux chiffres exposés dans ce chapitre.

#### A. Consommation d'énergie primaire

Une composante importante dans le coût élevé de la cellule solaire est la consommation énergétique lors de leur fabrication, à tel point que les premières générations de cellules solaires consommaient plus d'énergie qu'elles ne pouvaient en produire elles-mêmes. Actuellement, pendant leur durée de vie, les cellules solaires en Belgique produisent environ 5 fois l'énergie qui a été consommée pour leur fabrication. La majeure partie de l'énergie consommée (85-90 %) est liée à la préparation des tranches de silicium. Dans l'avenir et pour certains modules de cellules solaires à film mince, un an suffirait pour que l'énergie consommée à la fabrication soit rendue par la cellule. A noter que ce type de raisonnement devrait aussi être appliqué aux autres sources d'énergie !

#### B. Consommation de matières premières

La disponibilité de la plupart des matières premières telles que le verre (sable), l'oxyde de silicium (sable), l'EVA, l'aluminium et le cuivre, ne pose aucun problème. Les cellules de silicium cristallin consomment cependant 10 à 15 g/m<sup>2</sup> d'argent. Si 5 % de l'énergie mondiale étaient produits au moyen de ces cellules, la consommation d'argent serait de 5 à 10 % de la production mondiale actuelle d'argent. L'évolution ultérieure exige donc une consommation d'argent réduite.

#### C. Emissions indirectes liées à la production photovoltaïque<sup>78</sup>

Le fonctionnement des modules PV ne cause aucune nuisance à l'environnement : aucune émission de gaz, aucun bruit, pas de déchets. Ce n'est que lors de la fabrication des cellules à partir d'oxyde de silicium qu'il y a des émissions, lesquelles se concentrent en majeure partie dans la préparation et la purification du silicium de base. Le silicium pour les cellules solaires est obtenu comme matériau « off-spec » dans l'industrie de la micro-électronique (donc un déchet), et il y a lieu de se demander dans quelle mesure il faut prendre les émissions correspondantes en compte. En plus, une application massive du photovoltaïque créera une production de silicium propre, qui nécessite moins d'énergie et des spécifications moins sévères.

L'importance de ces émissions dépend en outre du type des combustibles utilisés pour l'électricité consommée lors de la fabrication des cellules. Les chiffres repris ci-dessous sont basés sur le type de production électrique belge, mais il est à signaler que les cellules sont plutôt fabriquées à l'étranger. En général, les émissions y sont plus élevées qu'en Belgique, en raison de notre grande quote-part d'énergie nucléaire. En réalité, les émissions de soufre peuvent être trois fois plus importantes. Au passage, notons que ce qui précède vaut également pour d'autres sources d'énergie renouvelables: en

<sup>78</sup> Source : Rapport AMPERE, (17)

général les émissions indirectes liées à celles-ci dépendent du mode de production de l'énergie consommée correspondante. Une réduction importante des émissions dans le parc de production a donc pour conséquence une réduction proportionnelle dans les émissions indirectes des énergies renouvelables.

Enfin, en cas d'intégration de cellules photovoltaïques dans des cadres métalliques, par exemple, les émissions indirectes peuvent augmenter, mais il y a lieu d'éviter ces émissions supplémentaires. Par ailleurs, l'intégration des cellules dans le bâtiment peut éviter certaines émissions indirectes par remplacement de revêtements.

## Emissions de CO<sub>2</sub>

Pour les systèmes photovoltaïques, les biens d'investissement sont responsables d'émissions non négligeables, comme le montre la fig.9, qui compare les diverses sources de production d'électricité.

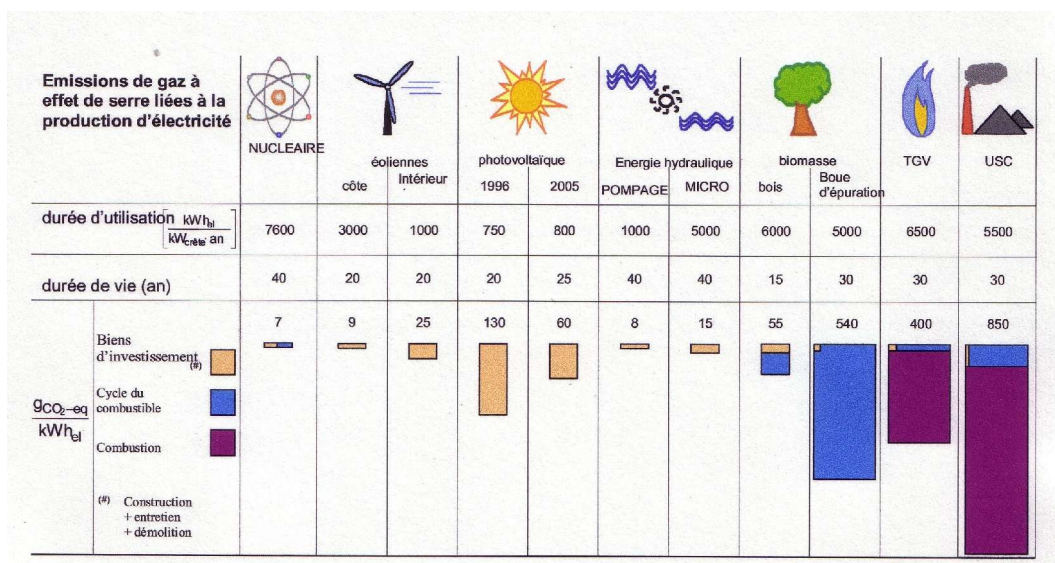


Figure 9 - Responsabilité des centrales électriques en matière d'émission de gaz à effet de serre; approche sur base du cycle de vie (source : Commission AMPERE)

La cause du poids élevé des biens d'investissement est la courte durée effective d'utilisation (kWh effectivement produits par an, divisé par la puissance installée) à cause des conditions climatiques. Cette durée est en effet limitée, pour la Belgique, à 750-800 h/an.

La majeure partie des émissions provient des processus électriques de fusion appliqués dans la fabrication des cellules solaires. Les émissions dues à la production de modules solaires peuvent être groupées en émissions liées et émissions non liées à l'énergie consommée. Les *émissions non liées à l'énergie* sont essentiellement causées par la réduction du sable par le carbone en silicium métallurgique. Ces émissions se limitent à 5 kg par m<sup>2</sup> de surface de cellules solaires, ce qui correspond à 2 g CO<sub>2</sub>/kWh en admettant une durée de vie de 20 ans dans le contexte belge. Les *émissions liées à l'énergie* s'élèvent actuellement à environ 75 g CO<sub>2</sub>/kWh (39 g CO<sub>2</sub>/kWh dans les régions fortement ensoleillées). Les émissions de CO<sub>2</sub> combinées ne sont donc pas négligeables. Par rapport à une centrale TGV (400 g CO<sub>2</sub>/kWh), cela signifie toujours environ 325 g CO<sub>2</sub>/kWh réellement évités. La réduction de l'épaisseur des couches de silicium cristallin pourra faire baisser les émissions de CO<sub>2</sub> à moyen terme.

## **Emissions de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>**

Les émissions de SO<sub>2</sub> non liées à l'énergie proviennent à leur tour en grande partie de la réduction du sable en silicium métallurgique. Ces émissions s'élèvent à 23 g de SO<sub>2</sub> par m<sup>2</sup> de surface de cellules solaires, ce qui correspond à 10 mg SO<sub>2</sub>/kWh. Les émissions liées à l'énergie, en Belgique, se situent à 290 mg SO<sub>2</sub>/kWh (150 mg SO<sub>2</sub>/kWh dans les régions fortement ensoleillées) et à long terme à 150 mg SO<sub>2</sub>/kWh (80 mg SO<sub>2</sub>/kWh dans les régions fortement ensoleillées).

Les émissions de NO<sub>x</sub> se limitent uniquement aux émissions liées à l'énergie, qui s'élèvent actuellement en Belgique à 200 mg NO<sub>x</sub>/kWh (100 mg NO<sub>x</sub>/kWh dans les régions fort ensoleillées) et à moyen terme à 110 mg NO<sub>x</sub>/kWh (60 mg NO<sub>x</sub>/kWh dans les régions fort ensoleillées).

## **Emissions de poussières**

Les émissions de poussières sous forme de poudre de silicium se limitent pour les émissions non liées à l'énergie à 15 g par m<sup>2</sup> de surface de cellules solaires, ce qui produit 7 mg/kWh. Les émissions liées à l'énergie s'élèvent actuellement en Belgique à 23 mg/kWh (12 mg/kWh pour les régions fort ensoleillées) et à moyen terme à 12 mg/kWh (6 mg/kWh dans les régions fort ensoleillées).

## **Autres émissions**

Les autres émissions sont relativement basses. Il s'agit principalement des fluorures, des nitrates et du chlore dans les résidus liquides de la production. Ces composants proviennent essentiellement des opérations de rinçage après la gravure ou le nettoyage des tranches de silicium. Les émissions de fluor et de chlore par cette voie sont de 89 mg de chlore/kWh et de 1,8 mg de fluor/kWh. Ces chiffres sont inférieurs d'un facteur 3 ou 4 à ceux des centrales électriques au charbon.

En cas d'application de cellules photovoltaïques à large échelle, l'absorption considérable de l'énergie solaire pourrait avoir un impact sur le climat environnant. Des études relatives à cet impact potentiel n'ont pas été trouvées. Cette crainte semble toutefois injustifiée : la libération de la chaleur fossile n'a pas d'influence décelable sur le climat et l'application à large échelle des cellules photovoltaïques doit avoir une influence qui est du même ordre.

## **IV.5.2. Impacts de la production décentralisée sur le réseau électrique**<sup>79</sup>

### **A. Décentralisation des unités de production électriques**

La production décentralisée ou dispersée se définit par opposition à la production classique, par unités de grosses puissances raccordées au réseau HT, dont la localisation et la puissance ont fait l'objet d'une planification, et qui sont commandées de manière centralisée pour participer au contrôle de la fréquence et de la tension, en assurant des services systèmes (ancillary services) pour un fonctionnement fiable et économique de l'ensemble du réseau. Ces unités centralisées sont dites « dispatchables ». Par rapport à ces unités classiques, les unités décentralisées sont caractérisées par des puissances ne dépassant pas 50 à 100 MW, ne sont pas planifiées de manière centralisée, ni actuellement coordonnées. Elles sont généralement raccordées au réseau de distribution (<10 MW) et ne sont pas non plus actuellement destinées à assurer des services systèmes.

Conséquence de l'ouverture du marché de l'électricité, cette production décentralisée se développe

---

<sup>79</sup> Cfr Rapport de la Commission AMPERE – (17)

dans tous les pays, sur base d'unités de cogénération, d'énergies renouvelables ou de production traditionnelle, installées par des producteurs indépendants. La caractéristique fondamentale de la production décentralisée est d'être pilotée par un autre facteur que la production d'électricité. Il en résulte des incertitudes sur la localisation géographique, la dynamique du développement, les niveaux et moments d'activité de production, avec des conséquences sur le développement des réseaux électriques. Ces derniers doivent en effet être en mesure, d'une part, d'accueillir la production décentralisée quand elle est active et d'autre part, d'acheminer la puissance de substitution quand la production décentralisée est inactive. La production décentralisée a donc inévitablement un impact plus ou moins important sur les réseaux aux plans suivants : topologie ou conception, dimensionnement, gestion prévisionnelle, exploitation en temps réel. La structure du réseau pourrait dans certains cas imposer une limite à la puissance de production décentralisée qu'il peut accueillir en un point donné.

## B. Approche « réseau » de la gestion des unités décentralisées

Avec l'accroissement du nombre des unités de production décentralisée et des incertitudes sur la production qui en résultent, il faudra notamment :

- adopter une approche probabiliste pour la gestion du réseau ;
- prévoir une grande flexibilité des flux de puissance entre parc centralisé et parc décentralisé ;
- reporter les services auxiliaires sur les unités centralisées<sup>80</sup> ;
- revoir les plans de compensation de l'énergie réactive pour le maintien de la tension ;
- assurer une infrastructure du réseau propre à assurer la stabilité (réseau dorsal).

En outre, il faut veiller aux effets sur le maintien des niveaux maximum et minimum de la puissance de court-circuit, sur la sélectivité des protections, sur le niveau de tension (surtensions) ainsi que sur la qualité de la tension (injection d'harmoniques, effet flicker). La fourniture de la puissance de substitution à la production décentralisée est particulièrement à étudier.

En ce qui concerne le réglage primaire, l'installation de sources à disponibilité variables en fonction des conditions climatiques (solaire, éolien) ou pilotées par d'autres facteurs que la production d'électricité (cas de la cogénération) se traduira par une augmentation de la puissance réglante nécessaire au bon fonctionnement du réseau. A partir d'un taux important de pénétration des sources d'énergie renouvelables et de cogénération le recours au stockage pourrait s'imposer. Il paraît toutefois très improbable que le stockage à grande échelle s'avère nécessaire à l'horizon 2020.

## C. La production décentralisée en Belgique

Actuellement la production décentralisée installée en Belgique atteint une puissance totale de 1310 MW c'est-à-dire 8,7 % de la puissance totale installée (15.000 MW). Compte tenu des potentiels identifiés par la Commission AMPERE en production décentralisée, le potentiel relatif en production décentralisée serait à l'horizon 2020 compris entre 23 et 28 %, compte non tenu d'une possible production par piles à combustible.

Le réseau belge devrait pouvoir accueillir cette production décentralisée pour autant que les infrastructures du réseau soient aménagées, notamment pour accueillir les 1000 MW d'éolien offshore (le futur plan de développement du réseau de transport doit intégrer cette problématique de la production décentralisée) et que des mécanismes économiques d'allocation des capacités de

---

<sup>80</sup> Certaines unités décentralisées pourraient toutefois participer aux services systèmes selon le type de générateur utilisé et le mode de connexion au réseau. L'évolution technologique des éoliennes permet notamment d'envisager une telle participation, dans la mesure évidemment des conditions de vent.



transport soient mis en place pour éviter que les capacités de notre réseau ne soient systématiquement accaparées par les flux internationaux et rendues indisponibles pour les flux liés à la production décentralisée. La gestion des transits au travers du réseau européen apparaît comme une condition nécessaire au développement de la production décentralisée.

### IV.5.3. Points forts/inconvénients du photovoltaïque

En dehors des impacts négatifs sur l'environnement et sur le réseau électrique, lesquels sont limités comme nous l'avons analysé, certains aspects des systèmes PV en font l'une des sources d'énergie renouvelables les plus attractives, au niveau environnemental bien sûr, mais aussi sur les plans technique, socio-économique et de l'architecture. Passons à présent ces points forts en revue.

#### A. Arguments environnementaux

Le photovoltaïque représente une option importante pour le futur énergétique et aide à juguler la perte de ressources naturelles précieuses dans plusieurs domaines et plusieurs régions. En effet,

- les ressources en énergie solaire sont énormes : une demi-heure de soleil équivaut à la consommation totale d'énergie dans le monde ;
- la lumière du soleil est omniprésente et inépuisable (à l'échelle humaine), particulièrement dans les régions où la demande d'énergie risque d'augmenter le plus fort ;
- forme d'énergie de qualité, résultant de la conversion directe de la lumière solaire en électricité ;
- les systèmes PV ont un taux d'amortissement énergétique favorable : quelques années de fonctionnement suffisent à compenser l'énergie consommée lors de la fabrication, et la durée de vie des modules est de 20 à 30 ans ;
- les systèmes PV sont silencieux et inoffensifs à manipuler ;
- le photovoltaïque peut parfaitement être intégré à l'espace bâti existant et, dès lors, ne nécessite pas de surfaces arables supplémentaires ;
- 5 à 10 fois moins d'émissions de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> et NO<sub>x</sub> par kWh produit que les centrales électriques classiques. Ces émissions n'ont lieu que lors du cycle de fabrication des matériaux, cellules et modules photovoltaïques, sans émission à l'utilisation ;
- les cellules PV à base de silicium ont un stock d'alimentation quasi inépuisable étant donné que le silicium existe abondamment à la surface de la terre (sous forme d'oxydes, ex. : sable) ;
- les systèmes PV ont un fonctionnement respectueux de l'environnement, sans utilisation ni fuite d'huile ou de lubrifiant ;
- l'électricité solaire possède une grande valeur au sein des systèmes de marché d'émissions.

#### B. Arguments techniques

D'un point de vue technique, les installations photovoltaïques présentent un certain nombre d'avantages :

- le système PV peut être décentralisé et combiné avec d'autres activités humaines. Outre le fait qu'on évite ainsi les pertes en ligne<sup>81</sup>, cela permet une réduction des coûts comme, par exemple, dans le cas de l'intégration du système dans les toits ou les façades de bâtiments ;
- les demandes de crête (ex. : conditionnement d'air) peuvent être assurées par le photovoltaïque ;
- la technologie PV peut contribuer à la haute fiabilité des systèmes et à la sécurité en matière d'énergie, de plus le facteur de puissance peut être augmenté par la réduction des variations de tension dans les lignes de distribution ;
- installations statiques et demandant donc peu ou pas d'entretien ;
- système modulaire et dès lors utilisable pour les puissances très réduites comme pour les très grandes puissances ;
- durée réduite de fabrication et d'installation ;
- fonctionnement particulièrement sûr et fiable.

### C. Arguments socio-économiques

Même si le coût en reste élevé, les installations photovoltaïques possèdent un intérêt économique et un bénéfice social indéniables car le photovoltaïque

- a peu de coûts externes (moindres coûts environnementaux payés par citoyens et autorités) ;
- offre de nouvelles opportunités d'emploi ;
- induit des choix industriels prometteurs qui mettent en jeu des produits de haute qualité, d'où l'émergence de nouveaux secteurs d'activité commerciale ;
- attire une grande partie des consommateurs ;
- confère une certaine indépendance à l'utilisateur ;
- contribue à la diversification énergétique, à la décentralisation et à l'amélioration du système de fourniture d'électricité ;
- permet un meilleur ciblage et une meilleure commercialisation des techniques de gestion de la demande (« demand side management ») et des produits « verts » ;
- favorise la prise de conscience collective en termes de développement durable, d'économie d'énergie et d'engagement pour la protection de l'environnement ;
- possède une grande valeur éducative, et ce dans divers domaines : énergie solaire et énergies renouvelables, technologie, physique, géographie, comportement humain, ...

---

81 Ces pertes peuvent atteindre jusqu'à 15% sur les grands réseaux électriques lorsque des centaines de kilomètres séparent les lieux de production et de consommation.

## D. Arguments architecturaux

Le développement urbain du photovoltaïque passe par une réelle implication des acteurs en matière d'architecture et d'urbanisme. Ceux-ci peuvent être sensibles aux arguments suivants :

- le photovoltaïque est à la fois polyvalent dans ses applications et d'une structure modulaire, il se prête généralement bien à l'environnement bâti ;
- les bâtiments acquièrent un caractère multifonctionnel en devenant producteurs électriques ;
- les éléments PV peuvent être combinés avec le matériel de construction traditionnel et les structures qui confèrent rigidité mécanique, étanchéité, isolation thermique ou acoustique, ombrage, réflexion des ondes électromagnétiques et protection d'incendie ; l'intégration de ces éléments a un double avantage, ils produisent de l'électricité et remplacent les matériaux existants ;
- le photovoltaïque exerce un attrait visible et met en valeur une architecture progressiste et prestigieuse, les bâtiments équipés de PV délivrant un message d'innovation et de conception novatrice et séduisante qui peut rencontrer diverses demandes sociales et culturelles ;
- une fourniture d'énergie fiable pour les éléments d'infrastructure peut être accomplie au moyen de systèmes PV indépendants, en outre le photovoltaïque est caractérisé par une grande souplesse d'adaptation et de faibles besoins en termes d'entretien.

## E. Points faibles

Bien sûr, ces différents avantages ne doivent pas nous faire oublier les inconvénients qui subsistent. Citons, outre les impacts mentionnés plus haut et les difficultés techniques,

- le prix de revient, en particulier pour les systèmes avec raccordement au réseau ;
- une faible densité d'énergie : il faut une surface importante par unité d'énergie produite ;
- l'offre solaire en énergie est très variable, ce qui nécessite le stockage d'énergie ou des réserves de puissance, avec détérioration du rendement de la conversion.

L'un des reproches les plus fréquemment formulés à l'encontre des systèmes photovoltaïques est leur coût élevé. Toutefois, au prix actuel des cellules et modules photovoltaïques, bon nombre d'applications sont déjà économiquement intéressantes, représentant la solution meilleur marché ou tout simplement le seul choix possible. De nombreuses installations ont déjà vu le jour dans le monde, et pas seulement en des lieux bénéficiant d'un fort ensoleillement.

### **IV.5.4. Facteurs critiques du développement urbain des systèmes PV**

Depuis que plusieurs pays européens, l'Allemagne en tête, se sont lancés dans la mise en oeuvre de programmes d'envergure dans le domaine du photovoltaïque urbain, toute une série d'études et de publications ont vu le jour en rapport avec la promotion et le développement des systèmes PV (cfr bibliographie). Plusieurs villes européennes (Gênes, Séville, Lyon, Karlsruhe, ...), ont sérieusement étudié leur « potentiel PV » et, pour beaucoup, sont passées à l'action. Il apparaît que la réalisation de tels programmes implique la reconnaissance d'une série de facteurs critiques, explicités dans ce paragraphe sous forme de tableaux synthétiques<sup>82</sup>.

---

82 Sources : (53), (50), (57), (46), (43), (56)

## A. Forme urbaine

<b>Facteur à prendre en compte</b>	<b>Éléments-clés ou difficultés éventuelles pour le PV</b>
Caractéristiques d'orientation du tissu urbain	Exposition solaire des façades (« solarité »)
Densité du tissu urbain	Espace dense ou ouvert – éclairage potentiel
Espace entre bâtiments	Niveau d'obstruction des façades au rayonnement solaire
Caractéristiques de l'obstruction potentielle	Angle, orientation et réflectivité – rayon. direct et diffus
Rapports surface/volume	Surface relative disponible pour le photovoltaïque
Rapports façade/toiture	Potentiel PV en façade ou en toiture
Surface vitrée	Disponibilité ou non de la façade pour le PV
Réflexions en surface d'habitation	Fraction de rayonnement réfléchi
Profils de toiture (de fortement inclinée à plate)	Disponibilité de surface en toiture pour le PV
Espace ouvert (parcs, larges avenues, ...)	Disponibilité solaire accrue
Espace planté (arbres, ...)	Obstruction possible des façades

*Tableau 9 - Éléments-clés du facteur « forme » en zone urbaine*

## B. Géographie

<b>Facteur à prendre en compte</b>	<b>Éléments-clés ou difficultés éventuelles pour le PV</b>
Microclimat	Données solaires locales
Facteurs liés au climat : albedo, pollution, poussière, ...	Rapport rayonnement direct / rayonnement diffus
Topographie (montagnes, vallées, ...)	Obstructions régionales à la lumière solaire
Topographie locale (pente, orientation, ...)	Énergie solaire locale
Végétation-type	Caractéristiques d'obstruction solaire saisonnière

*Tableau 10 - Éléments-clés du facteur « géographie » en zone urbaine*

## C. Prescriptions urbanistiques et techniques

<b>Facteur à prendre en compte</b>	<b>Éléments-clés ou difficultés éventuelles pour le PV</b>
Aménagement du territoire	Densité de développement urbain
Hauteurs de façade et de bâtiment	Niveau d'obstruction de la façade et/ou du toit
Retrait par rapport à la voirie	Niveau d'obstruction de la façade
Limitations de surface vitrée	Disponibilité de façade opaque pour le PV
Matériaux de construction	Lumière réfléchie par/vers les surfaces construites
Zones de conservation du patrimoine	Limitations visuelles pour le PV intégré au bâtiment
Critères esthétiques	Implications pour le PV résidentiel
Protection électrique	Standards de sécurité et de contrôle de l'installation
Risque de vandalisme ou de vol	Bonne conception, protection contre jets de pierres, ...
Visibilité	Suivant les cas, aspect positif ou négatif
Responsabilité civile / assurance	Évaluation du risque de défaillances et coûts associés
Contraintes de raccordement au réseau	Équipement, procédures de certification, etc.

*Tableau 11 - Éléments-clés du facteur « urbanisme »*

## D. Architecture

Les facteurs architecturaux à prendre en compte pour la conception d'installations PV résidentielles sont principalement les suivants :

- pour les bâtiments existants : les limitations imposées dans le cadre de la protection du patrimoine ou lors de la rénovation peuvent avoir des implications sur les systèmes PV ;
- pour les nouvelles constructions : plusieurs de ces aspects ont déjà été traités dans d'autres sections, à savoir l'évaluation du potentiel solaire, l'orientation et l'inclinaison, l'espace disponible pour les modules et les onduleurs, l'accès aux surfaces PV pour le nettoyage, la ventilation des panneaux, l'optimisation de la consommation électrique, les matériaux et structures à utiliser, ...

## E. Autres applications urbaines

En dehors du PV résidentiel, une « intégration photovoltaïque » peut s'effectuer dans un ensemble d'applications :

- arrêts de bus/tram
- éclairage des rues
- parcmètres et distributeurs de tickets
- dais (parking, marchés, stations d'essence, ...)
- routes couvertes
- écrans et barrières de protection
- systèmes d'information publique et écrans digitaux

Il n'entre pas dans le cadre de cette étude d'analyser les aspects techniques ou économiques liés à ces applications.

## F. Information et sensibilisation

Outre les facteurs cités plus haut, il ne faut pas négliger les attitudes, ignorances, préjugés, etc. qui peuvent constituer des obstacles à l'élaboration d'un programme PV urbain. Une attention particulière sera dès lors portée à la sensibilisation des acteurs professionnels (dans l'industrie de la construction notamment), à l'éducation publique et l'information, à la communication entre les acteurs-clés (concepteur/client, architecte, ingénieur, utilisateur, GRD) ainsi qu'aux responsabilités à attribuer aux uns et aux autres.

## IV.6. L'énergie en Région de Bruxelles-Capitale

L'analyse de la situation énergétique à Bruxelles que nous effectuerons ici permettra sans doute de mieux entrevoir les évolutions du marché bruxellois de l'électricité et les perspectives de développement du solaire à long terme en région bruxelloise.

### IV.6.1. Bilan énergétique régional

Depuis 1991, la Région de Bruxelles-Capitale dispose d'un bilan énergétique annuel lui permettant d'évaluer la situation et d'établir les priorités d'une politique environnementale et énergétique avisée, en vue d'anticiper les risques d'aggravation de la pollution générés par une utilisation excessive d'énergie. Ce bilan énergétique décrit les quantités d'énergie importées, produites, transformées et consommées dans la Région pour une année donnée<sup>83</sup>.

En 2001, la consommation finale d'énergie de la Région s'élevait à 2,2 Mtep, soit environ 5% de la consommation finale d'énergie en Belgique. Cette faible proportion est essentiellement due au fait qu'il n'y a pas de centrale électrique sur le territoire régional. Comme le montre le tableau ci-dessous, le bilan énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale est caractéristique de son développement. Ainsi, le logement et le secteur tertiaire y occupent une place prépondérante (respectivement 41% et 31% de la consommation finale régionale en 2001), ainsi que le transport (24%). Quant à son pôle industriel, il est en déclin (4%).

<i>Secteur - 2001</i>	<i>ktep</i>	<i>%</i>	<i>% 1990/2000</i>
Industrie	91,5	4,2%	4,1%
Tertiaire	673,4	30,7%	29,9%
Logement	904,2	41,3%	41,9%
Transport	521,8	23,8%	24,1%
<b>Total</b>	<b>2190,9</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Tableau 12 - Bilan énergétique bruxellois des consommations finales par secteur en 2001

A l'exception partielle de l'électricité (21% de la consommation finale régionale en 2001) dont un faible pourcentage provient de l'incinération, les combustibles utilisés sont principalement d'origine fossile : gaz naturel (39%), carburants (23%), produits pétroliers (17%).

Il importe de remarquer que la Région de Bruxelles-Capitale dépend presque totalement de l'extérieur pour son approvisionnement en énergie, 99% de l'énergie consommée y étant importée. Seul l'incinérateur de déchets de Neder-over-Heembeek constitue une unité de production significative de chaleur, transformée en électricité (environ 300 GWh soit un peu plus de 5 % de l'électricité consommée dans la Région en 2001).

83 Les données utilisées dans cette section proviennent de l'IBGE (35)(36)(37)(38). Les statistiques portent autant sur les consommations énergétiques par vecteur (gasoil, gaz naturel, électricité, charbon, bois, butane ou propane) que celles par usage énergétique (transport, tertiaire, domestique, industrie) ou non-énergétique. Le bilan énergétique est établi sur la base des inventaires de consommation fournis par les sociétés de distribution, les fédérations professionnelles du gaz et de l'électricité ainsi que sur la base d'enquêtes réalisées auprès de la population et des entreprises.

## IV.6.2. L'électricité bruxelloise

En 2001, la consommation totale d'électricité (haute et basse tension confondues) en région de Bruxelles-Capitale était de 5,4 TWh, en hausse de 3,7 % par rapport à l'année précédente. Elle représentait 6,8 % de la consommation nationale. Le tableau ci-dessous permet de constater que, même si la consommation d'électricité a augmenté de 33% de 1990 à 2001, la région bruxelloise a connu un taux de croissance annuel moyen de consommation totale d'électricité légèrement plus faible que la moyenne du pays, pour cette même période.

Année	Bruxelles			Wallonie			Flandre			Belgique	
	TWh	1990=100	% Belgique	TWh	1990=100	% Belgique	TWh	1990=100	% Belgique	TWh	1990=100
1972	2,2	54,5	6,8%	12,4	68,9	37,9%	18,1	48,9	55,3%	32,7	55,4
1980	3,2	78,5	7,2%	15,7	87,1	34,9%	26,0	70,2	57,9%	44,9	75,9
1990	4,1	100,0	6,9%	18,0	100,0	30,4%	37,0	100,0	62,6%	59,1	100,0
2000	5,3	128,2	6,6%	23,6	131,1	29,8%	50,3	136,0	63,6%	79,2	133,9
2001	5,4	133,0	6,8%	24,0	133,3	30,0%	50,4	136,1	63,1%	79,8	135,0

Tableau 13 - Consommation totale d'électricité par région

Avec 5,6 MWh par habitant en 2001, la consommation totale d'électricité par habitant en région bruxelloise était en 2001 de 27 % inférieure à la moyenne belge, la différence étant due au poids très important de l'industrie dans les deux autres régions.

Quant à la consommation totale d'électricité basse tension de la région bruxelloise, elle atteignait 2,11 TWh en 2001, ceci représentant 8,2 % de la consommation belge d'électricité BT (pour 9,4 % de la population). Rapportée au nombre d'habitants (2,2 MWh/hab), cette consommation restait inférieure de 13 % à la moyenne belge. La région de Bruxelles-Capitale a en effet l'une des plus faibles consommations spécifiques d'électricité basse tension par habitant parmi les provinces et régions belges. Néanmoins, elle est celle qui a connu la plus forte augmentation de consommation d'électricité basse tension résidentielle ces dernières années, celle-ci restant cependant nettement inférieure à la moyenne nationale (1,43 MWh/hab en 2001, pour 1,91 MWh/hab en Belgique). Il convient de remarquer que c'est également à Bruxelles-Capitale que l'on rencontre l'un des revenus imposables par habitant les moins élevés.

## IV.6.3. Emissions de CO<sub>2</sub>

La région de Bruxelles-Capitale important la majeure partie de l'électricité qu'elle consomme, elle génère donc diverses émissions dans le reste du pays. L'imputation à la consommation d'électricité des émissions générées dans les centrales électriques se calcule d'après les coefficients d'émission établis globalement pour la Belgique<sup>84</sup>. L'évolution de ces émissions est fortement tributaire de la part des centrales nucléaires dans la production d'électricité, les centrales nucléaires ne rejetant directement ni SO<sub>2</sub>, ni NO<sub>x</sub>, ni CO<sub>2</sub>, mais également du rendement de transformation des centrales classiques et des nouvelles centrales de type TGV (turbines gaz vapeur). Enfin, le type de combustible fossile utilisé influence fortement les émissions, le gaz étant moins émetteur que le charbon par exemple.

<sup>84</sup> Le facteur d'émission moyen du parc électrique belge s'élevait en 2000 à 0,275 kg CO<sub>2</sub>/kWh alors qu'il était de 0,764 kg CO<sub>2</sub>/kWh en 1980. L'origine de cette amélioration très importante est à trouver dans l'augmentation de la production nucléaire des années 80 et dans le remplacement progressif d'anciennes centrales électriques au charbon par de nouvelles plus performantes au gaz naturel.

Compte tenu du coefficient d'émission de CO<sub>2</sub> des centrales électriques belges, on peut calculer les émissions totales de CO<sub>2</sub> dont sont responsables les différents secteurs d'activités bruxellois. Pour 2001, cela donne les résultats figurant dans le tableau 14.

Secteur	Emissions directes (kt CO <sub>2</sub> )	Emissions indirectes (kt CO <sub>2</sub> )	Emissions totales (kt CO <sub>2</sub> )	% du total des émissions	% des émissions indirectes
Centrales	15		15	0%	
Incinérateur	529	10	539	9%	2%
Industrie	127	124	251	4%	50%
Logement	2037	371	2409	40%	15%
Tertiaire	1004	876	1880	31%	47%
Transports	820	75	895	15%	8%
<b>Total</b>	<b>4532</b>	<b>1457</b>	<b>5989</b>	<b>100%</b>	<b>24%</b>

Tableau 14 - Emissions directes et indirectes de CO<sub>2</sub> par secteur en 2001, en RBC

Seule l'industrie provoque des émissions indirectes équivalentes à ses émissions directes. Le tertiaire et le logement induisent la majorité des émissions indirectes tout en étant les principaux responsables des émissions totales de CO<sub>2</sub>. En 2001, on peut donc considérer que la consommation d'électricité bruxelloise a généré 1 457 kt de CO<sub>2</sub> dans les autres Régions du pays.

#### IV.6.4. Energies renouvelables et autoproduction en RBC

Les seules productions primaires sur le sol de la région de Bruxelles-Capitale sont de type renouvelables (ou assimilées). Même si leur contribution au bilan énergétique de la région est en croissance, il faut bien constater qu'elles restent peu présentes. Au total, la production primaire d'énergies renouvelables en 2001 a atteint 128,4 ktep, soit moins de 6 % de la consommation finale. La production nette d'électricité à partir d'énergies renouvelables était de 25,3 ktep (294 GWh) en 2001, ce qui représente à peine 1 % de la consommation finale d'énergie bruxelloise et un peu plus de 5 % de l'électricité consommée à Bruxelles.

	Bois	Déchets ménagers	Total biomasse	Chaleur vapeur	Electric.	Total hors biomasse	Total
<b>Production primaire (et récupération)</b>	<b>4.3</b>	<b>123.9</b>	<b>128.2</b>	<b>0.3</b>	<b>0.0</b>	<b>0.3</b>	<b>128.4</b>
Solaire photovoltaïque					0.0	0.0	0.0
Solaire thermique				0.1		0.1	0.1
Pompes à chaleur				0.2		0.2	0.2
Incinération de déchets ménagers		123.9	123.9				123.9
Bois de chauffage	4.3		4.3				4.3
<b>Entrée en transformation</b>	<b>0.0</b>	<b>123.9</b>	<b>123.9</b>	<b>92.9</b>		<b>92.9</b>	<b>216.7</b>
Incinération de déchets ménagers		123.9	123.9				123.9
Centrale électrique couplée à l'incinérateur				92.9		92.9	92.9
<b>Sortie de transformation</b>				<b>92.9</b>	<b>27.2</b>	<b>120.1</b>	<b>120.1</b>
Incinération de déchets ménagers				92.9		92.9	92.9
Centrale électrique couplée à l'incinérateur					27.2	27.2	27.2
<b>Autoconsommation</b>					<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>
Pompes à chaleur					0.1	0.1	0.1
Centrale électrique couplée à l'incinérateur					0.7	0.7	0.7
<b>Pertes</b>					<b>1.2</b>	<b>1.2</b>	<b>1.2</b>
<b>Disponible pour la consommation finale</b>	<b>4.3</b>		<b>4.3</b>	<b>0.3</b>	<b>25.3</b>	<b>25.5</b>	<b>29.8</b>

Tableau 15 - Bilan des énergies renouvelables en région de Bruxelles-Capitale en 2001 (en ktep)<sup>85</sup>

85 Source : IBGE, (37) et (39)



Le tableau 15 permet de constater que parmi les énergies renouvelables (au sens large, puisque comprenant l'entièreté des déchets ménagers), la biomasse représente la quasi-totalité de l'ensemble de la production primaire d'énergies renouvelables. En effet, la plus grande part de l'énergie renouvelable bruxelloise trouve son origine dans la combustion du bois par des particuliers (cassettes et autres poêles à bois) et dans la valorisation de la partie organique des déchets ménagers brûlés par l'incinérateur de Neder-Over-Heembeek.

Aucune installation géothermique, ni vraisemblablement aucune installation hydroélectrique ou éolienne n'est actuellement en exploitation dans la région. Si les énergies renouvelables ne sont pas encore fort développées en région de Bruxelles-Capitale, l'IBGE fait par contre remarquer<sup>86</sup> que l'autoproduction<sup>87</sup> bruxelloise est en forte augmentation. En 2001, 10 installations d'une puissance totale de 18,6 MW ont ainsi produit 24,1 GWh, soit l'équivalent de la consommation de 6000 ménages bruxellois. A cela s'ajoutent encore des projets qui devraient porter la puissance d'autoproduction bruxelloise à près de 30 MW.

#### IV.6.5. Energie solaire en Région de Bruxelles-Capitale

Les deux catégories de technologies solaires reconnues comme étant productrices d'énergie, à savoir les systèmes solaires thermiques actifs et les systèmes solaires photovoltaïques, sont très peu présentes en région bruxelloise.

##### A. Solaire photovoltaïque

Plusieurs installations de panneaux solaires photovoltaïques existent en région de Bruxelles-Capitale, totalisant 5,4 kWc et une production correspondante de 4 MWh en 2001, soit 0,3 tep (l'équivalent de la consommation d'un ménage). Quatre installations raccordées au réseau d'environ 1,1 kWc, trois installations indépendantes de 0,3 kWc et des écoles seraient également équipées, mais l'IBGE ne dispose pas de données chiffrées les concernant. D'autres installations existent sans doute, mais sont trop diffuses ou trop peu importantes (parcmètres, panneaux indicateurs, ...) pour faire l'objet d'un inventaire exhaustif. Il est clair que le solaire photovoltaïque n'agit que de façon très marginale sur le bilan de la région.

##### B. Solaire thermique

D'après les informations dont dispose l'IBGE, la surface des capteurs solaires thermiques en région bruxelloise est en augmentation. Des demandes de subsides ont été introduites pour 25 m<sup>2</sup> en 2000, et pour 36 m<sup>2</sup> en 2001. BELSOLAR, l'association belge des installateurs de panneaux, renseigne 7 installations pour 44 m<sup>2</sup> installées en 1998, 15 installations pour 78 m<sup>2</sup> en 1999, 12 installations pour 66 m<sup>2</sup> en 2000 et 43 installations pour 155 m<sup>2</sup> en 2001. L'IBGE estime à 2 008 m<sup>2</sup> la surface fonctionnelle de panneaux solaires en région de Bruxelles-Capitale en 2001.

L'évolution de la production de chaleur des panneaux solaires est essentiellement influencée par le type de ceux-ci et par les conditions climatiques. Leur production est estimée à partir de la durée d'ensoleillement (en se basant sur une production spécifique de 375 kWh/m<sup>2</sup> pour un ensoleillement normal annuel de 1555 heures). Pour 2001, la production de chaleur était estimée à 61 tep.

---

<sup>86</sup> Cfr (39)

<sup>87</sup> L'autoproduction est un terme général qui recouvre la production d'électricité assurée par des entreprises dont le métier principal n'est pas la production d'électricité mais qui sont équipées de petites unités de production locale. Il s'agit généralement de bâtiments administratifs, d'hôpitaux ou d'entreprises industrielles qui produisent en partie ou en totalité leur électricité à l'aide de moteurs à gaz ou au diesel. Dans certains cas, ils peuvent produire de l'électricité et de la chaleur, on parle alors d'unités de cogénération.

## IV.6.6. Politique énergétique régionale

Pendant de nombreuses années, la politique énergétique bruxelloise n'a pas connu un haut niveau de priorité. Ce n'est que tout récemment que les services de l'énergie, au sein de l'IBGE, ont connu un premier renforcement significatif qui a permis le développement progressif de plusieurs axes de travail. Le « Plan d'amélioration structurelle de la qualité de l'air et de lutte contre le réchauffement climatique 2002 – 2010 »<sup>88</sup>, Plan Climat de la Région de Bruxelles-Capitale, vise la mise en œuvre d'un ensemble de politiques et de mesures liées à la maîtrise de la demande, appropriées aux secteurs résidentiel et tertiaire. Celles-ci concernent l'amélioration de l'efficacité énergétique, la promotion des sources d'énergie renouvelables et la libéralisation des marchés de la distribution du gaz et de l'électricité. Les mesures retenues concernent également les émissions directes et indirectes de CO<sub>2</sub>.

### A. Objectifs opérationnels

#### ***Maîtrise énergétique des bâtiments par les professionnels***

Bruxelles compte de l'ordre de 200.000 bâtiments (INS, 1991 actualisé par le bilan énergétique) dont environ 180.000 sont affectés au logement. Pour le secteur des bureaux, les 9 millions de m<sup>2</sup> sont dépassés et les perspectives de développement prévues par le futur PRAS sont encore très importantes. Des actions sont soutenues à divers niveaux :

- isolation thermique des bâtiments
- efficacité énergétique
- installations de chauffage
- contexte réglementaire

#### ***Promotion de technologies d'avenir pour Bruxelles***

Compte tenu du contexte urbain bruxellois, les technologies d'avenir qui ont démontré leur avantage énergétique et leur maturité technologique méritent d'être fortement soutenues et encouragées afin de vaincre les réticences et les barrières psychologiques qu'entraînent les nouvelles technologies. Ainsi, une information objective et fiable se doit d'être développée en matière de cogénération et de chauffe-eau solaire<sup>89</sup>. De manière plus fondamentale, une véritable stimulation du secteur de l'énergie devrait être mise en place à Bruxelles à travers une technopole « Energie » comme élément fédérateur dans le domaine de la recherche et du développement, de la démonstration de projets innovants, de l'information technologique, ...

#### ***Actions vers les groupes cibles***

La politique énergétique se doit également d'influencer les comportements de ceux qui, propriétaires ou locataires, recherchent un confort énergétique pour leurs besoins. Une approche différenciée suivant la nature des consommateurs, leur taille ou leurs caractéristiques économiques mérite d'être développée afin de stimuler la prise de conscience, les bons choix, la maîtrise des consommations. Quatre groupes cibles ont été clairement identifiés : les ménages, le secteur public, les entreprises et enfin les gros consommateurs d'énergie, que l'on retrouve dans le secteur tertiaire public et privé, ainsi que dans l'industrie.

---

<sup>88</sup> IBGE 2002, (40)

<sup>89</sup> Le chauffe-eau solaire dispose d'un potentiel de développement très important. En effet, sous nos latitudes, un chauffe-eau solaire permet d'assurer 50% des besoins en énergie pour la production d'eau chaude sanitaire. Son domaine d'application prioritaire se situe dans le logement, le secteur hospitalier, hôtelier, ...

## ***Maîtrise régionale du secteur de la distribution d'énergie***

La libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz constitue une occasion unique pour la Région de réorganiser les secteurs concernés en assurant sa compétence régionale. Les missions de service public et leur financement devront être particulièrement clarifiés, en particulier le droit à la fourniture minimale de gaz et d'électricité, la gestion de l'infrastructure d'éclairage public, la participation, dans la cohérence, à la politique régionale de l'énergie. Ceci implique des liens beaucoup plus étroits entre les intercommunales et la Région.

### ***Réduction des émissions***

De manière générale, les mesures à prendre pour réduire les émissions de polluants consistent principalement en des économies d'énergie, y compris des économies d'électricité, qui réduisent les émissions des centrales électriques, mais également en la substitution des combustibles entre eux (le remplacement du charbon par du gaz naturel réduit les émissions de CO<sub>2</sub> d'un tiers par exemple), ainsi qu'au recours aux énergies renouvelables lorsque cela est techniquement et économiquement possible.

## **B. Réalisations**

### ***Secteur résidentiel***

Dans le secteur résidentiel, la Région a déjà réalisé un certain nombre d'avancées :

- le taux de pénétration du gaz naturel pour le chauffage des logements est très élevé : il porte sur 2/3 des chaudières ;
- les mécanismes de subsides à la rénovation ont permis une amélioration de l'isolation thermique des bâtiments, en particulier des logements anciens ;
- des aides financières sont octroyées pour le placement de chauffe-eau solaires ;
- un guichet d'information en matière d'économies d'énergie a été mis en place à l'attention particulière des ménages, piloté par l'Agence bruxelloise de l'Energie (ABEA)

Il est intéressant de rappeler qu'en moyenne, un ménage bruxellois consomme 33% de moins d'électricité que la moyenne nationale. Ceci s'explique par des besoins d'éclairage relativement moindres en raison de la taille plus réduite des logements, par la composition des ménages (un ménage sur deux ne comprend qu'une personne) et par le faible taux de pénétration du gros électroménager, en particulier lessiveuses et sèche-linge.

### ***Maîtrise énergétique des bâtiments***

Un standard en matière d'exigences relatives à l'isolation thermique des bâtiments existe depuis l'année 2000 en Région Bruxelloise. Le règlement s'applique aux bâtiments neufs et aux rénovations d'immeubles existants. Il impose des caractéristiques minimales d'isolations pour chaque élément du bâtiment : sols, murs, toiture, fenêtres et portes<sup>90</sup>. Par ailleurs, l'audit énergétique doit permettre de certifier un bâtiment, d'identifier des mesures d'économie tant en conception, en rénovation qu'en terme de gestion URE, d'améliorer la gestion des installations, de quantifier l'économie d'énergie et de planifier les éventuels investissements en fonction de leur rentabilité.

---

<sup>90</sup> On constate cependant que la mise en œuvre des mesures d'isolation se heurte parfois à des barrières économiques (coût-bénéfice des mesures) et/ou techniques (certains bâtiments ne peuvent être isolés, notamment ceux du centre historique), ainsi qu'à la méconnaissance des performances d'isolation de bâtiments occupés.

## V. Synthèse et plan du vade-mecum

Ce chapitre nous amènera à reprendre les éléments les plus pertinents de l'analyse qui précède, de manière à rassembler les informations nécessaires à l'élaboration d'un vade-mecum. Nous reviendrons tout d'abord sur le potentiel d'exploitation du photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale, en nous basant sur les données et paramètres évoqués plus haut. Nous mentionnerons plusieurs applications possibles et les illustrerons au moyen de trois exemples-types. Ensuite, les principales contraintes, pistes et solutions abordées au cours de l'analyse seront résumées en présentant l'essentiel des recommandations concernant les systèmes connectés au réseau. Ceci nous permettra enfin d'établir une proposition de plan pour le vade-mecum qui fait l'objet de cette étude.

### V.1. Possibilités d'exploitation du photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale

Au chapitre II, nous avons décrit les principaux paramètres climatiques et géographiques à prendre en compte pour l'évaluation du potentiel solaire d'un site. L'analyse du chapitre IV nous a quant à elle indiqué comment identifier les emplacements propices à l'installation d'un système photovoltaïque et estimer la production et la rentabilité de ce dernier. Tentons à présent d'appliquer ces divers éléments à la situation de Bruxelles-Capitale.

#### V.1.1. Etude de l'ensoleillement

Il convient de rappeler tout d'abord que les valeurs moyennes du rayonnement global peuvent être soit calculées au départ de paramètres géophysiques et météorologiques, soit établies d'après des séries de mesures effectuées sur une longue période, de préférence en utilisant des surfaces orientées et inclinées. Dans les tableaux qui figurent en annexe et dont les résultats majeurs seront présentés ici, nous nous sommes basés sur deux types de données : les premières obtenues suivant des calculs effectués au moyen de la méthode GIS (Geographical Information System) et issus d'une base de données européenne<sup>91</sup>, les secondes établies d'après les valeurs de mesures fournies par l'Observatoire d'Uccle<sup>92</sup>.

Les tableaux repris à l'annexe A montrent que l'ensoleillement quotidien moyen à Bruxelles varie de 1700 à 3000 Wh/m<sup>2</sup>. Mais cette valeur n'est pas vraiment significative car les écarts sont importants d'un mois à l'autre ou suivant la configuration. Pour avoir une meilleure idée de l'ensoleillement typique, on se basera plutôt sur les données mensuelles (ou quotidiennes, dans le cas des systèmes autonomes où le dimensionnement se fait en fonction des jours de faible ensoleillement).

---

<sup>91</sup> Cfr (52)

<sup>92</sup> IRM, (2)

A Bruxelles, l'angle optimal d'inclinaison varie lui aussi selon le mois de l'année, d'environ 15° en juin à un peu plus de 60° en décembre. A moins qu'il ne soit possible de faire varier l'inclinaison des modules (sur une toiture-terrasse, par exemple), on choisira l'inclinaison la plus favorable sur l'ensemble des mois de l'année, c'est-à-dire un angle de 30 à 45° par rapport à l'horizontale. L'orientation la plus favorable, elle, est bien entendu plein sud. Si la configuration s'écarte de l'optimum (30° sud), il sera nécessaire d'appliquer un facteur de correction (cfr § IV.2.1.) ou de se référer aux mesures de rayonnement adéquates.

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des productions annuelles calculées pour diverses configurations et une insolation moyenne, dans le cas de modules poly- ou monocristallins<sup>93</sup>.

Type	Production	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
			30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
Poly-cristallin	Total	116	110	95	73	126	116	90	133	125	96	126	116	90	110	95	73
	% prod. opt.	87	83	72	55	95	87	68	100	94	72	95	87	68	83	72	55
Mono-cristallin	Total	145	137	119	92	158	145	113	166	157	120	158	145	113	137	119	92
	% prod. opt.	87	83	72	55	95	87	68	100	94	72	95	87	68	83	72	55

Tableau 16 - Production PV annuelle en RBC [kWh/m<sup>2</sup>/an]<sup>94</sup>

Sans surprise, c'est la production correspondant au type monocristallin et à une configuration « 30° sud » qui est la plus élevée, à savoir 166 kWh/m<sup>2</sup>/an. Les modules étant souvent constitués de silicium polycristallin (meilleur marché), et en tenant compte d'un facteur 0,93 pour l'onduleur, on peut considérer qu'en moyenne il est possible de produire autour de 125 kWh/m<sup>2</sup> d'électricité « solaire » par an à Bruxelles. Des exemples-types de production seront considérés plus loin.

## V.1.2. Identification et choix des sites

Nous l'avons vu au § IV.4.4., il n'est pas toujours évident de disposer de sites adéquats en zone urbaine, en raison des diverses contraintes (urbanisme, ombrage, toiture, ...). En dehors des applications à faible puissance (horodateurs, signaux, éclairage public, ...), déjà courantes, et des centrales à moyenne ou grande puissance, systèmes que nous n'étudions pas ici, on peut distinguer trois types principaux d'installations photovoltaïques connectées au réseau en milieu urbain :

- les toits solaires (modules installés sur la couverture ou intégrés dans la toiture) ;
- les modules posés sur toiture-terrasse ;
- les modules intégrés en façade.

Suivant la surface dont on dispose et en fonction des contraintes susmentionnées, on pourra mettre en place une installation allant de 1 à 10 kW<sub>c</sub>, ou éventuellement plus s'il s'agit d'un grand bâtiment<sup>95</sup>. Les surfaces disponibles en toiture peuvent varier de 30 m<sup>2</sup> pour une maison unifamiliale à plus de 200 m<sup>2</sup> pour un immeuble résidentiel, voire 500 m<sup>2</sup> pour un immeuble de bureaux. Certaines façades peuvent comporter jusqu'à 225 m<sup>2</sup> de panneaux<sup>96</sup>.

On veillera, lors de la conception du système, à bien tenir compte des ombrages éventuels qui pourraient considérablement faire chuter la production des modules.

93 A noter que ces valeurs devraient encore être diminuées de 7-9 % pour tenir compte du rendement de l'onduleur.

94 Calculs basés sur les données IRM – Détails à l'annexe A.

95 On considère couramment que 10 m<sup>2</sup> de panneaux PV correspondent à environ 1 kW<sub>c</sub>.

96 Source : (43)

### V.1.3. Estimation de production et de coûts : exemples-types

Il nous a paru intéressant, à titre d'exemple, de considérer trois installations typiques qui pourraient être mises en œuvre à Bruxelles :

- Exemple 1 : Toit solaire de 1 kW<sub>c</sub> orienté au sud-est, comportant 10 m<sup>2</sup> de modules inclinés à 30° (type maison unifamiliale) ;
- Exemple 2 : Toit-terrace de 10 kW<sub>c</sub>, 100 m<sup>2</sup> de modules orientés sud et inclinés de 30° (été) à 60° (hiver) (type immeuble à appartements) ;
- Exemple 3 : Façade de 10 kW<sub>c</sub> orientée plein sud, 100 m<sup>2</sup> de modules intégrés en façade (inclinés à 90°) (type immeuble de bureaux)

Sur la base des considérations qui précèdent et de l'évaluation financière résumée plus loin, on peut pour chacun de ces exemples-types estimer la production annuelle, le financement et l'amortissement de l'installation et le taux de couverture des besoins. On analysera dans chaque cas deux situations : l'une favorable (Si monocristallin, onduleur avec transfo, subventions diverses) et l'autre défavorable (Si polycristallin, onduleur sans transfo, peu de subventions). Le tableau 18 présente les résultats principaux des différents calculs (détaillés à l'annexe A6).

<b>Exemple 1 : Toit solaire de 1 kW<sub>c</sub></b>	<b>Cas défavorable</b>	<b>Cas favorable</b>
Coût fixe total (TTC) : matériel, installation, raccordement [€]	11000	11000
Coût final (avec subventions) [€]	9800	7950
Production annuelle [kWh]	1150	1470
Revenu net annuel [€]	177	373
Temps de retour brut [an]	55	21

<b>Exemple 2 : Toiture-terrace de 10 kW<sub>c</sub></b>	<b>Cas défavorable</b>	<b>Cas favorable</b>
Coût fixe total (TTC) : matériel, installation, raccordement [€]	90000	80000
Coût final (avec subventions) [€]	82000	60500
Production annuelle [kWh]	12285	15620
Revenu net annuel [€]	2476	4435
Temps de retour brut [an]	33	14

<b>Exemple 3 : Façade de 10 kW<sub>c</sub></b>	<b>Cas défavorable</b>	<b>Cas favorable</b>
Coût fixe total (TTC) : matériel, installation, raccordement [€]	90000	80000
Coût final (avec subventions) [€]	82000	60500
Production annuelle [kWh]	8736	11160
Revenu net annuel [€]	1603	3008
Temps de retour brut [an]	51	20

Tableau 17 - Exemples-types de systèmes PV en Région de Bruxelles-Capitale

Comme on peut le constater et comme nous l'avons déjà souligné par ailleurs, ces exemples montrent que les installations photovoltaïques ne sont absolument pas rentables en l'absence de subventions : leur temps de retour peut aller jusqu'à 55 ans ! En revanche, les subventions ramènent les temps d'amortissement à 15-20 ans, ce qui est comparable aux chiffres précédemment indiqués.

Outre la rentabilité, il est intéressant d'avoir une estimation du taux de couverture des besoins électriques par la production photovoltaïque. En se référant aux moyennes de consommation publiées par l'IBGE<sup>97</sup>, on obtient les résultats suivants (dans le cas favorable) :

97 Recueil de statistiques (36)

- Exemple 1 : consommation de 2,95 MWh/an → taux couvert par le PV : 50 %
- Exemple 2 : consommation de 28,6 MWh/an<sup>98</sup> → taux couvert par le PV : 55 %
- Exemple 3 : consommation de 90 MWh/an<sup>99</sup> → taux couvert par le PV : 12 %

Les deux premières installations paraissent ainsi triplement intéressantes : du point de vue du calcul économique (temps d'amortissement convenable), du point de vue énergétique (bonne couverture) et du point de vue environnemental (réduction des émissions par logement). Le troisième calcul est plus hasardeux : difficile en effet d'estimer la surface disponible en façade, la surface des bureaux et leur consommation annuelle<sup>100</sup>.

## V.2. Principales contraintes, pistes et solutions

Après avoir réalisé, au précédent chapitre, une analyse approfondie des éléments à prendre en compte pour la réalisation d'un système photovoltaïque, en particulier pour une installation connectée au réseau, il nous faut à présent synthétiser toutes ces informations et en retenir les plus pertinentes dans le contexte qui nous occupe, à savoir la Région de Bruxelles-Capitale. Les points suivants retiendront notre attention car ils serviront de base à l'élaboration du plan du vade-mecum au prochain paragraphe : la conception du système et le cahier des charges, le raccordement au réseau d'énergie électrique, la maintenance, et enfin les démarches administratives à effectuer.

### V.2.1. Conception du système et ébauche de cahier des charges

Nous passerons en revue ici les étapes majeures qui caractérisent les deux grandes phases techniques du projet que sont la conception et la réalisation.

#### A. Phase de conception d'une installation photovoltaïque

Cette phase primordiale est celle qui va déboucher sur la décision finale de mener à bien le projet, en fonction des besoins énergétiques, de la consommation d'électricité et du type de système voulu. Il importe donc de bien prendre le temps d'analyser sa situation propre afin d'en déterminer les particularités et d'opérer les choix adéquats.

#### **Première étape : évaluation des besoins en électricité**

Pour dimensionner correctement l'installation et en réduire les coûts, il est indispensable d'avoir une bonne connaissance de sa consommation d'électricité, de ses besoins de base et des économies qui pourront être réalisées dans la foulée.

#### ***Consommation***

Un relevé de la consommation annuelle et/ou mensuelle peut aisément s'effectuer d'après la facture de la compagnie d'électricité. Pour établir le profil de la consommation quotidienne, l'idéal est de dresser un inventaire détaillé des différents appareils électriques, indiquant leur consommation propre et une estimation de leur durée de fonctionnement au cours d'une journée. Cet inventaire sera

98 En comptant 20 habitants dans l'immeuble.

99 Pour 1000 m<sup>2</sup> de bureaux et une consommation de 90 kWh/m<sup>2</sup>/an.

100 N.B. L'ensemble de ces résultats est à prendre avec de sérieuses réserves : il s'agit de calculs sommaires visant simplement à donner des ordres de grandeur.

d'ailleurs très utile pour les étapes suivantes. Des modèles d'inventaire énergétique sont disponibles dans divers guides ou manuels, et auprès des associations œuvrant dans le domaine des énergies renouvelables ou de l'URE (cfr adresses utiles et bibliographie).

### ***Economies d'énergie***

La mise en œuvre d'une installation photovoltaïque va de pair avec une rationalisation de l'utilisation de l'électricité (et même, d'une manière générale, de l'énergie). Il s'agit de réserver l'usage de celle-ci aux transformations à haut rendement (p.ex. par pour le chauffage) et de disposer de systèmes « éconergisant »<sup>101</sup> au maximum. Une estimation des économies réalisables sera effectuée.

### ***Besoins incompressibles***

Certaines applications sont incontournables (éclairage, réfrigération, ...) et imposent une limite inférieure à la quantité d'électricité qui doit être disponible. Ce point est crucial pour les installations autonomes, car il influera directement sur le dimensionnement des modules et des batteries. Mais la connaissance des besoins en électricité incompressibles s'avère importante également pour les systèmes connectés au réseau, dans la mesure où elle peut servir à déterminer la taille d'une alimentation auxiliaire éventuelle (dans le cas d'un grand bâtiment ou d'une industrie, par exemple) ainsi que les coûts minimaux de fonctionnement de l'installation.

## **Deuxième étape : estimation de la production d'électricité photovoltaïque**

Une fois la demande en électricité connue, il s'agira d'estimer la production attendue, compte tenu des caractéristiques du matériel utilisé, des conditions météorologiques et des contraintes éventuelles (architecturales, par exemple). A noter que cette étape n'est pas obligatoirement réalisée par l'utilisateur, elle peut être demandée à un tiers (installateur, bureau d'étude, ingénieur-conseil, ...).

### ***Production attendue dans des conditions standards***

Une bonne estimation de l'ensoleillement moyen du site sera déduite des données climatiques et géographiques au moyen des tables disponibles (via l'IRM, par exemple, ou les tableaux en annexe) et/ou de calculs appropriés (logiciels de simulation commerciaux ou « maison », ...). Pour un système PV connecté au réseau, on étudiera surtout le profil annuel, alors que pour une installation autonome, l'on prendra également en compte les profils d'ensoleillement quotidien et mensuel, de façon à optimiser l'installation en se basant sur les périodes à faible taux d'ensoleillement. On pourra ensuite, à l'aide des indications mentionnées par le fabricant, déterminer la production attendue des modules (par kW<sub>c</sub>, par exemple) dans des conditions standards, à exprimer de préférence en kWh.

### ***Facteur de correction et masques***

En fonction de l'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale et de leur orientation par rapport au Sud, il conviendra d'appliquer un facteur de correction à la production attendue, à moins que l'on ne dispose de données plus précises concernant le rayonnement sur plans orientés et inclinés (cfr IRM ou tableaux en annexe).

Si l'installation est située en milieu urbain dense et proche d'autres habitations, d'arbres, immeubles, etc., l'on veillera à caractériser l'ombrage que pourraient subir les modules, celui-ci pouvant considérablement affecter le fonctionnement du système (cfr IV.2.4.). A cet effet, on pourra réaliser un « relevé de masques » autour du site.

---

101 Néologisme pour « économiser de l'énergie »



### **Surface disponible pour champ de panneaux**

La taille de l'installation dépend bien évidemment de la surface disponible pour le placement des modules. Le choix du type de montage (en façade, en toiture, intégré ou surimposé, ... - voir plus loin) et diverses contraintes (règles urbanistiques, masques, fenêtres, présence de capteurs solaires thermiques, ...) détermineront la surface réellement utilisable pour la pose des panneaux. Pour un système PV résidentiel de type « toit solaire », on peut tabler sur une surface de 10 à 30 m<sup>2</sup> (jusqu'à 200 m<sup>2</sup> voire plus pour le toit ou la façade d'un immeuble).

### **Production annuelle estimée**

A l'aide des paramètres qui précèdent, l'on pourra enfin calculer la production d'électricité annuelle du système (1 m<sup>2</sup> ≈ 100 W<sub>c</sub>). A ce stade, il faudra également tenir compte du rendement des autres dispositifs<sup>102</sup> et des pertes éventuelles.

### **Taux de couverture par rapport à la consommation d'électricité**

S'il s'agit d'un système autonome, par exemple un système hybride (modules PV + générateur diesel, éolien ou autre), il sera indispensable de calculer la proportion de la consommation d'électricité couverte par la production photovoltaïque, autrement dit le taux de couverture. En effet, celui-ci pourra déterminer un éventuel renforcement de l'installation à l'aide d'un autre générateur. Pour les systèmes connectés au réseau, l'objectif n'est pas de couvrir forcément l'ensemble des besoins énergétiques puisque le réseau sera toujours là pour apporter le complément nécessaire. L'estimation du taux de couverture permettra surtout d'évaluer la quantité d'électricité fournie par le distributeur et la rentabilité de l'installation. On pourrait néanmoins chercher, dans le cas de programmes régionaux, à couvrir au moins 40% des besoins en électricité de manière à ce que le projet soit démonstratif.

## **Troisième étape : évaluation financière**

Après avoir déterminé les besoins et évalué l'apport énergétique du système, l'étape déterminante menant à la décision consistera à se faire une idée aussi précise que possible des coûts de l'installation (fixes et variables) et des aides financières disponibles, de manière à effectuer un calcul de rentabilité..

### **Recherche d'un ou plusieurs installateurs et demande de devis**

Connaissant la taille de son installation (définie en kW<sub>c</sub>) et sa capacité d'investissement, le porteur de projet pourra s'adresser à un ou plusieurs installateurs spécialisés (liste en annexe) afin de demander des devis détaillés, en coûts mais aussi en production annuelle estimée. Il lui faudra ensuite comparer les devis et les références fournis par les installateurs sur la base des divers critères techniques (détaillés dans l'analyse du chapitre IV et repris dans le cahier des charges ci-dessous), des prix proposés et de ses propres critères et préférences.

### **Calcul économique**

Une évaluation financière du projet devra être soigneusement réalisée en tenant compte de tous les coûts estimés et des différentes subventions accordées au propriétaire de l'installation. Un calcul sommaire peut s'inspirer du modèle suivant<sup>103</sup> :

---

<sup>102</sup> Principalement l'onduleur, d'un rendement d'environ 93% avec transformateur et ~91% sans transformateur.

<sup>103</sup> Cfr guide Perseus (42)

Coûts / revenus	Calcul	Résultat
Coût fixe total (TTC) : matériel, installation, raccordement	CT	
Subvention fédérale (crédit d'impôt, ...)	SF	
Prime(s) régionale(s)	PR	
Prime(s) communale(s)	PC	
Autres subventions	AS	
Total des subventions	$TS = SF + PR + PC + AS$	
Coût final	$CF = CT - TS$	
<i>Production annuelle en kWh</i>	<i>PA</i>	
<i>Nombre annuel de certificats verts accordés le cas échéant</i>	<i>NCV</i>	
<i>Revenu annuel de la vente des CV (ou aide à la production)</i>	<i>RCV</i>	
<i>Prix de vente du kWh</i>	<i>PV</i>	
<i>Aide extra-tarifaire par kWh</i>	<i>AE</i>	
Revenu brut annuel	$RB = PA * (PV + AE) + RCV$	
Frais annuels : contrôle, entretien, remplacement, ...	FA	
Intérêts d'emprunt annuels	IE	
Revenu net annuel	$RN = RB - IE - FA$	
Temps de retour brut	$TRB = CF / RN$	

Tableau 18 - Evaluation financière

#### Quatrième étape : décision et choix de l'installation

On l'a vu, le choix de l'installation dépendra essentiellement de la surface disponible en toiture ou en terrasse pour les panneaux, de la production photovoltaïque envisagée mais surtout du budget que le propriétaire souhaite y consacrer. S'il décide suite à l'analyse financière de mettre en œuvre son projet, il choisira alors un installateur et se lancera dans la phase de réalisation.

#### B. Phase de réalisation d'une installation photovoltaïque

Qu'il fasse ou non appel à un installateur (cela étant vivement recommandé), le porteur de projet devra établir un cahier des charges, par lui-même ou en recourant aux services d'un bureau d'études ou d'un ingénieur-conseil. Nous reprenons ci-dessous les points à vérifier lors de la préparation et la réalisation de l'installation, ceci constituant une ébauche de cahier des charges général.

#### Les composantes

L'analyse des aspects techniques nous a permis de dégager toute une série de critères à avoir à l'esprit lors de la rédaction du cahier des charges pour le matériel. L'essentiel des éléments pertinents concernant les dispositifs électriques peut être résumé comme suit.

Outre le choix des modules selon les performances techniques souhaitées et les prix, il s'agit de :

- veiller à ce que tout soit en ordre du point de vue des agréments : conformité aux prescriptions techniques, en particulier celles exigées pour bénéficier du crédit d'impôt et pour obtenir la certification (normes imposées pour les modules, p. ex.) ;
- vérifier la durée et le niveau de garantie du rendement ;

- s'assurer de la qualité des jonctions (vérifier s'il y a un pré-câblage ou non).

Les onduleurs, eux, suivront idéalement un cahier des charges proches du suivant<sup>104</sup> :

- conformité aux normes en vigueur
- rapport des puissances onduleur/champ de 0,75 à 1 (supérieur à 1 : trop grand)
- rendement maximal sur toute la plage de puissance
- recherche du point de puissance maximal par microprocesseur
- protection évitant les tensions dangereuses lors de l'installation et du fonctionnement
- protection anti-foudre
- limitation convenable des déphasages courant-tension et des harmoniques
- fonctionnement entièrement automatique
- installation très simple à une seule personne avec connecteurs standards
- coût d'investissement peu élevé
- modularité pour extensions futures de l'installation
- information lumineuse de l'état de fonctionnement grâce à des LEDs
- diagnostic de panne et affichage par LED
- possibilité de mesures et de visualisation des états sur PC à distance par le secteur.

Quelques conseils pourront guider le choix de la localisation et le placement :

- distance avec les panneaux : si elle est inférieure à 20 m, pas de problème ; sinon, il s'agira de bien vérifier la section des câbles
- veiller à garantir son accessibilité
- ne pas négliger de prévoir un dispositif de coupure
- se soucier de la gêne potentielle causée par le bruit

En ce qui concerne les connexions, on prêtera essentiellement attention à l'étanchéité, aux normes des câbles (surtout en extérieur) et aux dispositifs spéciaux (disjoncteurs, protections, couplage, etc.) D'une manière générale, on simplifiera au maximum le générateur solaire et le câblage de manière à s'assurer d'un fonctionnement optimal de l'onduleur et du système entier. En plus des mesures générales de sécurité (isolation, étanchéité des boîtes de connexion, ...), l'on soignera les chemins de câbles (traversée de murs ou de sols).

### **Le montage**

Outre les dispositifs électriques en tant que tels, il conviendra de ne pas négliger divers autres éléments techniques, en ce qui concerne le montage des modules et la localisation de l'onduleur. Nous en mentionnons les plus importants ci-dessous.

#### ***Champ de modules***

Concernant le montage des panneaux, il faudra en premier lieu veiller à respecter les règles d'urbanisme régionales et locales et à éventuellement déclarer les travaux, surtout s'il s'agit d'une installation plus importante. En Région de Bruxelles-Capitale, il n'y a en principe pas de difficulté à ce niveau-là, pour autant que les prescriptions générales soient respectées (orientation du bâtiment par rapport à la rue, hauteur de toiture, surplomb, fixations, ...). Pour rappel, le placement de panneaux solaires (thermiques ou photovoltaïques) est dispensé de permis d'urbanisme, aussi bien en Région bruxelloise qu'en région wallonne. En cas de réglementation particulière (site classé ou faisant l'objet d'une quelconque mesure de protection), l'on ne manquera pas de prendre contact avec

---

104 Source : Hespul (53)

les services communaux et/ou régionaux concernés afin d'éviter tout litige.

Rappelons également que le crédit d'impôt octroyé par le fédéral n'est valable que si les modules sont orientés entre l'Est et l'Ouest en passant par le Sud et que leur inclinaison est inférieure à 60° par rapport à l'horizontale (pour les modules fixes). Mais ce point ne devrait pas poser de problème étant donné l'inefficacité des autres types de disposition sous nos latitudes<sup>105</sup>.

### **Modes de pose pour un toit solaire**

Suivant le type de toiture plusieurs modes de pose sont possibles pour un toit photovoltaïque :

- *Toiture-terrasse*. Dans ce cas, les panneaux sont placés sur des supports leur conférant une orientation et une inclinaison optimale tel que décrit plus haut.
- *Pose de type « surimposée »*. Ce mode de pose est le plus courant et le plus simple: les modules sont placés par-dessus la couverture existante. Un espace entre la toiture et les capteurs est prévu afin de permettre une ventilation naturelle. Ce genre de pose peut éventuellement être assuré par le particulier lui-même, moyennant quelques conseils.
- *Pose de type « intégrée »*. Ce type d'intégration est le meilleur du point de vue esthétique mais il est aussi plus onéreux. Pour ce mode de pose, on voit aujourd'hui arriver sur le marché des produits plus élaborés tels que les tuiles Sunsat ou des ardoises rendant beaucoup plus facile l'intégration dans la couverture des bâtiments. Les coûts au W<sub>c</sub> sont généralement plus élevés d'environ 25% et les rendements sont légèrement moins bons car la ventilation des modules est difficile. Mais l'intégration est parfaite et semble être une bonne solution pour l'avenir.
- *Intégration en façade*. Ce genre de pose est plus rare et les réalisations concernent surtout des bâtiments d'entreprise dans lesquels les capteurs s'insèrent totalement. Une variante peut être apportée lorsque les modules sont placés sur la façade en brise-soleil.

Chacun de ces modes requiert l'une ou l'autre attention spécifique. Pour plus de détails, l'on se rapportera au paragraphe IV.2.4. On veillera dans tous les cas à garantir une fixation suffisamment solide des panneaux et à vérifier l'étanchéité de la couverture, surtout si les modules sont intégrés dans la toiture à la place des tuiles ou des ardoises.

### **La maintenance**

S'agissant de la sécurité de la connexion au réseau et du suivi de l'installation (manuel ou automatique), le contrôle d'un système PV est particulièrement aisé et peu coûteux. Au niveau de l'entretien des modules, on procédera si possible régulièrement (2-3 fois par an tout au plus) à un nettoyage à l'eau claire ainsi qu'aux vérifications suivantes :

- aspect : pas de cellules brunes, pas d'infiltrations éventuelles ni de dégradations volontaires
- supports : surveillance des corrosions éventuelles, serrage des fixations mécaniques
- connexions : grattage des corrosions éventuelles, serrage des borniers.

---

<sup>105</sup> Il y faudra cependant y prendre garde si les panneaux sont placés en façade.

## V.2.2. Raccordement au réseau

Avant toute chose, il est indispensable de prendre contact avec le gestionnaire du réseau de distribution (Sibelga à Bruxelles) pour clarifier les dispositions auxquelles doit satisfaire l'installation raccordée au réseau, et également pour conclure les divers contrats liés au raccordement (voir plus loin). En effet, en ce qui concerne les mesures de sécurité pour le raccordement au réseau, les onduleurs photovoltaïques constituent un cas très spécifique et il existe un cahier des charges Electrabel spécifique, le CCLB06/04.97. On veillera tout particulièrement aux consignes suivantes.

### **Couplage**

Le fonctionnement ainsi que la mise en parallèle de l'installation de production décentralisée ne peuvent provoquer de variations brusques de la tension. Le niveau d'harmoniques généré par la production décentralisée ne peut engendrer des perturbations dans le réseau de distribution.

### **Protections**

En matière de protections, le système sera notamment pourvu :

- d'une coupure de sécurité automatique
- d'une protection de découplage (assurée en principe par le dispositif précédent)
- d'une protection contre l'injection de courant continu (si l'onduleur est sans transfo)
- d'une régulation de tension

### **Contacts**

Pour toute question relative aux contrats d'accès, aux conditions de raccordement et à la facturation de l'utilisation du réseau, il est conseillé de joindre le service Access & Transit de Sibelga par:

- téléphone : 02/ 274.41.50
- fax : 02/ 549.45.50
- courriel : [access-transit@sibelga.be](mailto:access-transit@sibelga.be)

## V.2.3. Démarches administratives et financières

Parallèlement aux phases de conception et de réalisation, le propriétaire devra effectuer une série de démarches plus « administratives » visant à garantir la conformité de son installation avec les normes et prescriptions techniques en vigueur, et à obtenir les subventions nécessaires au financement de celle-ci. Ces démarches sont rappelées brièvement ici. Pour le détail des procédures, se reporter aux paragraphes indiqués entre parenthèses.

### **A. Demandes de subventions**

Avant toute demande de subvention, il conviendra de disposer d'un devis de l'installation photovoltaïque ainsi que d'un devis de raccordement au réseau (à commander aux installateurs et/ou au GRD). Actuellement, il n'existe pas de prime régionale ni communale pour le photovoltaïque à Bruxelles, mais il est utile de se renseigner auprès de sa commune pour le vérifier. On effectuera la demande le cas échéant en l'accompagnant du/des devis, et l'on attendra d'avoir un accord écrit des financeurs pour passer commande.

Afin de bénéficier du crédit d'impôt accordé par le SPF Finances sur les travaux effectués, s'assurer que l'entrepreneur est dûment enregistré et que sa facture sera faite suivant les dispositions légales, accompagnée de l'attestation requise quant à la conformité de l'installation (cfr § IV.3.1). Bien conserver les factures et preuves de paiement des travaux, qui seront à joindre à la déclaration fiscale portant sur l'année au cours de laquelle ils ont été effectués.

## B. Contrats de raccordement et d'accès au réseau de distribution

Avant de conclure le contrat de raccordement avec le gestionnaire du réseau de distribution (GRD), le propriétaire de l'installation devra faire appel à un organisme agréé pour contrôler la conformité de celle-ci au règlement général sur les installations électriques ainsi qu'aux prescriptions s'appliquant spécifiquement à la production décentralisée. Rappelons aussi qu'un contrôle particulier doit être effectué tous les cinq ans (à l'initiative du propriétaire), et qu'un contrôle annuel peut être exigé en cas d'augmentation du risque. (cfr § IV.2.3.)

Muni de l'attestation de conformité de l'installation, le propriétaire pourra signer le contrat de raccordement conclu avec le GRD, de même que le contrat d'accès au réseau qui l'autorise à y injecter l'électricité produite. Précisons qu'il est impératif d'avoir l'accord écrit du gestionnaire du réseau avant de raccorder l'installation.

## C. Contrats d'achat et de fourniture d'électricité

Le contrat d'achat conclu avec le fournisseur (ex. Sibelga) est semblable à celui de tout consommateur d'électricité relié au réseau de distribution, les tarifs étant les mêmes pour tous les clients résidentiels (jusqu'en 2007) et approuvés par le régulateur.

Dans le contrat de fourniture (ou vente), les parties spécifieront le prix de vente de l'électricité « verte » au fournisseur, prix qui est en principe celui de l'électricité « classique », majoré de l'aide extra-tarifaire mentionnée au § IV.3.1.

## D. Certificats verts

Pour pouvoir bénéficier de certificats verts, le propriétaire de l'installation devra la faire certifier, en suivant la procédure décrite au § IV.3.2. En résumé, la demande est à adresser au Service régulation de l'IBGE au moyen du formulaire ad hoc, accompagnée des documents suivants :

- schémas de l'installation (cfr § IV.3.2.)
- fiches techniques des compteurs et des sondes éventuelles
- copie du contrat de fourniture d'électricité par le propriétaire à des tiers
- s'il existe, l'historique mensuel des quantités consommées et produites par l'installation
- tout document établissant la date de la mise en service de l'installation

Après la visite d'un organisme agréé, l'installation pourra être certifiée et l'IBGE enverra une attestation de conformité qui vaudra pour toute la durée de vie de l'installation. La demande de « garantie d'origine » (cfr § IV.3.2.) suit une procédure similaire.

Si l'installation bénéficie de l'octroi d'un ou plusieurs certificats verts (ce qui est normalement le cas pour une installation > 1 kW<sub>c</sub>), le propriétaire pourra par la suite en négocier le prix de vente avec un fournisseur, suivant les règles de transaction en vigueur. A noter que s'il bénéficie de l'aide extra-tarifaire au rachat de son électricité verte, le producteur vert sera tenu de remettre les certificats verts correspondants au fournisseur.

## V.2.4. Adresses utiles

Le vade-mecum devrait comprendre une liste d'adresses utiles au porteur de projet. Ci-dessous, nous avons repris quelques contacts auxquels le candidat producteur peut adresser des questions d'ordre technique et/ou administratif. Cette liste est loin d'être exhaustive, bien entendu.

### **Libéralisation & règles du marché de l'électricité**

- Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG)  
*Rue de l'Industrie, 26-38, 1040 Bruxelles*  
*Tél. : 02 289 76 11*  
*Fax : 02 289 76 09*  
*Courriel : [info@creg.be](mailto:info@creg.be)*
  
- Commission Wallonne pour l'Energie (CWaPE)  
*Avenue Gouverneur Bovesse 103-106, 5100 JAMBES (NAMUR)*  
*Tél. : 081 33.08.10*  
*Fax : 081 33.08.11*  
*Courriel : [cwape@cwape.be](mailto:cwape@cwape.be)*
  
- Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement (IBGE) – Division Energie  
*Gulledelle 100, 1200 Bruxelles*  
*Tél. : 02 775.75.11 (centrale) ou 02 775.75.75 (service Info-Environnement)*  
*Fax : 02 775.76.11*  
*Courriel : [energie@ibgebim.be](mailto:energie@ibgebim.be)*
  
- Ministerie van de Vlaamse Gemeenschap – Afdeling Natuurlijke Rijkdommen en Energie  
*North Plaza B, Boulevard du Roi Albert II, 7 – 1000 Bruxelles*  
*Tél. : 02 553 46 00*  
*Fax : 02 553 46 01*  
*Courriel : [energie@vlaanderen.be](mailto:energie@vlaanderen.be)*

### **Informations techniques et distribution d'électricité**

- Fédération professionnelle du Secteur Electrique (BFE-FPE)  
*Rue de Rhode 125, 1630 Linkebeek*  
*Tél. : 02 383.02.10*  
*Fax. : 02 383.02.05*  
*Courriel : [info@bfe-fpe.be](mailto:info@bfe-fpe.be)*
  
- Sibelga – Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité à Bruxelles  

<i>Service clientèle</i>	<i>Service Access &amp; Transit</i>
<i>Tél. : 02 549 41 00</i>	<i>Tél. : 02 274 41 50</i>
<i>Fax : 02 549 46 61</i>	<i>Fax : 02 274 45 50</i>
<i>Courriel : <a href="mailto:clients-klanten@sibelga.be">clients-klanten@sibelga.be</a></i>	<i>Courriel : <a href="mailto:access-transit@sibelga.be">access-transit@sibelga.be</a></i>

### **Informations financières**

- SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie – Division de l'Energie  
*North Gate III, Boulevard du Roi Albert II, 16 – 1000 Bruxelles*  
*Tél. : 02 206 41 11*  
*Fax : 02 206 57 32*  
*Courriel : [dg.ener@mineco.fgov.be](mailto:dg.ener@mineco.fgov.be)*
  
- Banque Triodos  
*Rue Haute 139/3, 1000 Bruxelles*  
*Tél. : 02 548 28 28 (Général), 02 548 28 52 (Infos & Conseils), 02 548 28 10 (Crédits)*  
*Courriel : [info@triodos.be](mailto:info@triodos.be) (Infos & Conseils), [credits@triodos.be](mailto:credits@triodos.be) (Crédits)*

## **Informations diverses**

- Agence Bruxelloise de l'Energie (ABEA)  
*Point-Info Energie, Place Saint-Géry 1, 1000 Bruxelles*  
*Place Saint-Géry 1, 1000 Bruxelles*  
*Tél. : 02 512 86 19*  
*Courriel : [info@curbain.be](mailto:info@curbain.be) ou [abea@curbain.be](mailto:abea@curbain.be)*
  
- Association pour la Promotion des Energies Renouvelables (APERe)  
*Rue de la Révolution 7, 1000 Bruxelles*  
*Tél. : 02 218 78 99*  
*Fax : 02 219 21 51*  
*Courriel : [info@apere.org](mailto:info@apere.org)*
  
- Organisatie voor Duurzame Energie (ODEVlaanderen)  
*Leuvensestraat 7b1, 3010 Kessel-Lo*  
*Tél. : 016 23.52.51*  
*Fax : 016 48.77.44*  
*Courriel : [info@ode.be](mailto:info@ode.be)*

Une liste des professionnels du photovoltaïque opérant en Belgique est fréquemment mise à jour par l'APERe ; elle est fournie en annexe.

## **V.3. Plan d'un « vade-mecum du candidat à l'installation d'un système photovoltaïque »**

L'analyse réalisée dans le cadre de cette étude et la synthèse qui vient d'en être faite peuvent servir de base à l'élaboration d'un « vade-mecum » qui s'adresserait à toute personne ou collectivité désireuse de mettre en œuvre une installation photovoltaïque. A l'instar du guide existant pour l'énergie éolienne en Région wallonne<sup>106</sup>, ce document tenterait d'apporter aux porteurs d'un projet photovoltaïque les informations préalables et explications utiles quant à la conception, la réalisation et l'exploitation d'une installation PV en Région de Bruxelles-Capitale (RBC).

Compte tenu des spécificités des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, un tel vade-mecum pourrait adopter le plan proposé ci-dessous.

1. Introduction à l'énergie solaire photovoltaïque
2. Cadre de référence pour l'implantation de systèmes PV en RBC
3. Identification des besoins énergétiques et du potentiel solaire local
  - caractérisation du site (ensoleillement, type de bâtiment, voisinage, ...)
  - caractérisation de la demande électrique (+ conseils URE)
  - choix du type de système (en toiture, en façade, ...)
  - estimation de la production PV et du taux de couverture

---

<sup>106</sup> Vade-mecum non-technologique du candidat à l'implantation d'un parc éolien, APERe et Région Wallonne, décembre 2002.



#### 4. Conseils et recommandations pour la réalisation du système

- conception (performances attendues, taille, montage, ...)
- matériel (normes techniques, cahier des charges)
- montage
- contrôle et entretien

#### 5. Raccordement au réseau

- contrôle de conformité
- contrats nécessaires (contrat de raccordement, d'accès, d'achat, de fournisseur)
- autorités compétentes
- coûts de connexion

#### 6. Certification de l'installation

- contrôle et attestation de conformité
- demande d'octroi de certificats verts ou de garanties d'origine

#### 7. Plan de financement

- prix de vente de l'électricité « physique »
- échange des certificats verts
- prêts et crédits bancaires
- aides à l'investissement
- aides fiscales

#### 8. Exemples-types

#### 9. Adresses utiles

Ce vade-mecum serait bien évidemment mis à jour régulièrement en fonction des évolutions juridique, économique et technologique.

# VI. Perspectives

La discussion portera principalement sur la portée de la présente étude : potentiel de développement solaire pour la Belgique et pour Bruxelles; évolution probable en termes d'investissements; aperçu des adaptations possibles en fonction des évolutions technologique, politique et économique.

## VI.1. Potentiel de développement du solaire

L'énergie solaire photovoltaïque semble sur la voie du succès. Elle alimente déjà en électricité des centaines de milliers de personnes dans le monde, procure plusieurs dizaines de milliers d'emplois et représente déjà un chiffre d'affaires annuel considérable, de plus d'un milliard d'euros. Son avantage sous-jacent est que son combustible est gratuit, abondant et inépuisable. La quantité totale de rayonnement solaire arrivant à la surface de la terre équivaut en effet à plus de 10.000 fois la consommation d'énergie mondiale annuelle !

### VI.1.1. Un marché mondial en expansion

Les atouts de l'énergie solaire sont indéniables : préservation de l'environnement, croissance économique, création d'emplois, diversification de l'approvisionnement énergétique, développement rapide de la technologie, potentiel de transfert de technologies et d'innovation au plan mondial. Des projections montrent que l'électricité solaire pourrait devenir en l'espace d'une génération une part majeure du gâteau énergétique mondial et atteindre un chiffre d'affaires annuel de 75 milliards d'euros en 2020. Le prix de revient du kWh solaire quant à lui pourrait descendre en dessous de la barre des 20 eurocentimes à l'horizon 2020. La figure 10 donne un aperçu de ces évolutions.

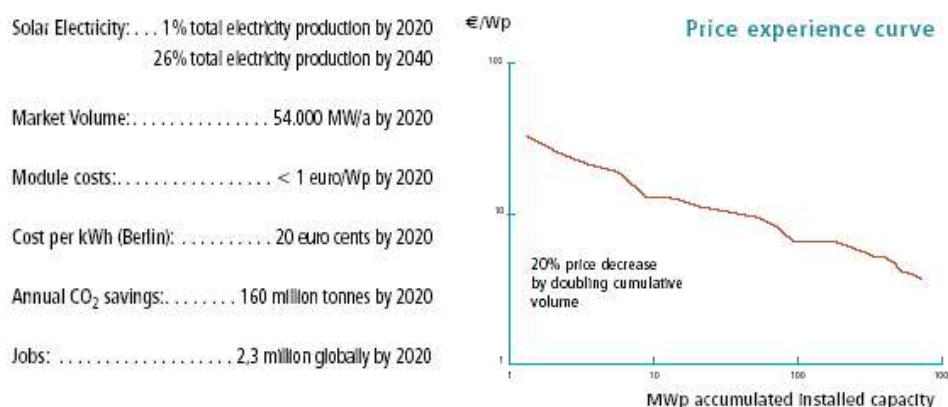


Figure 10 - Développement du marché mondial de l'électricité solaire<sup>107</sup>

107 Source : EREC, (51)

D'après l'EREC (European Renewable Energy Council), ce marché pourrait représenter en 2020 :

- une production d'électricité solaire mondiale de 276 TWh
- 82 millions de clients connectés au réseau dans le monde
- 35 millions de clients connectés au réseau en Europe
- 1 milliard de clients autonomes, pour la plupart dans les pays en développement.

Dans les pays industrialisés, les installations décentralisées connectées au réseau ont connu un développement considérable au cours de la dernière décennie, comme le montre le graphique à la figure 11.

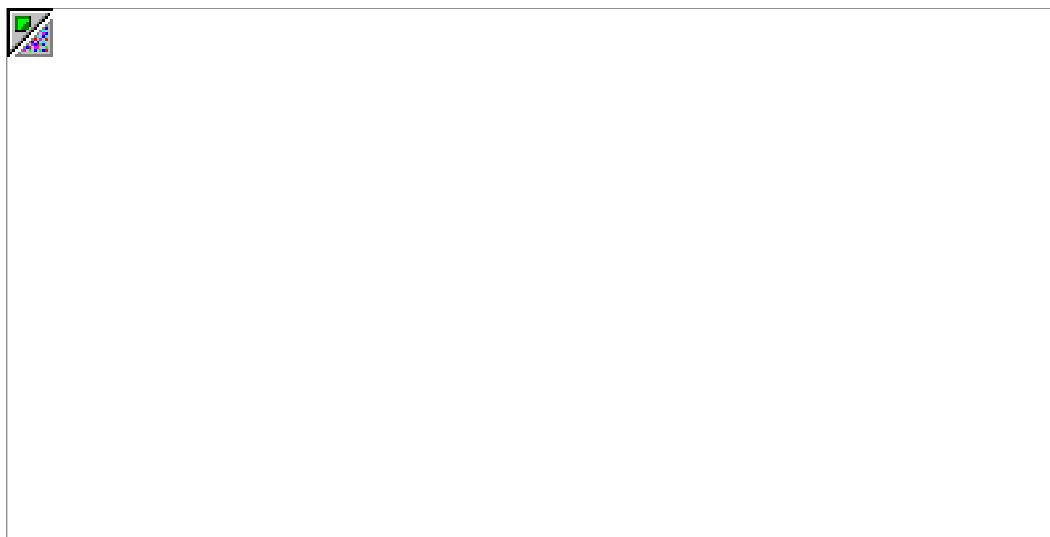


Figure 11 - Puissance PV installée par type d'application dans les pays industrialisés<sup>108</sup>

L'électricité solaire s'avère aussi un moteur pour le développement durable dans les pays du Sud. En effet, deux milliards de personnes dans le monde n'ont pas accès à une énergie « propre », ceci handicapant sérieusement leur développement socio-économique et limitant la capacité des pays émergents les plus peuplés de répondre aux aspirations et aux besoins de base de leurs populations. L'électricité solaire est considérée comme une solution pratique prometteuse à ce défi dans la mesure où l'extension des réseaux électriques existants est souvent défavorable d'un point de vue économique étant donné l'isolement des usagers et les quantités d'énergie relativement faibles qu'ils requièrent.

### VI.1.2. Un marché belge prometteur

En principe, il est possible de produire en Belgique environ 100 GWh/km<sup>2</sup>/an en utilisant des systèmes ayant un rendement de 10 %. Dans l'hypothèse que l'on puisse capter toute la lumière solaire en Belgique, on pourrait donc produire 3000 TWh/an au moyen de cellules solaires. En pratique, un pourcentage très limité de la surface peut être recouvert de cellules.

Plusieurs études citent des valeurs pour la production photovoltaïque attendue en Belgique de 10 à 20 TWh/an, ce qui en ferait le potentiel le plus important parmi les énergies renouvelables dans notre pays, et pourrait constituer une partie importante de la consommation totale (~80 TWh en 2002). La surface de toits ensoleillée nette libre fut estimée par l'EPIA (European Photovoltaic Industry Association) en 1992 à 77 km<sup>2</sup> (maisons 43 km<sup>2</sup>, bureaux et services 20 km<sup>2</sup>, bâtiments industriels

<sup>108</sup> Source : EREC, (51)

14 km<sup>2</sup>). Pour l'année 2010, l'EPIA prévoit en Belgique une surface nette de 79 km<sup>2</sup> et une production potentielle correspondante de 9,2 TWh/an<sup>109</sup>. Etant donné qu'un MWh solaire permet d'éviter 600 kg de CO<sub>2</sub><sup>110</sup>, cela éviterait l'émission de 5,52 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, représentant approximativement 20% des émissions du secteur de l'énergie.

Cependant un problème considérable reste à résoudre : la présence du soleil varie fort en fonction des saisons et du cycle jour-nuit. Sans stockage à grande échelle de l'énergie électrique, une grande pénétration des cellules solaires est donc problématique. Selon ODEVlaanderen<sup>111</sup>, une production plus réaliste de 0,5 TWh/an pourrait être atteinte avant 2020. A titre indicatif, la production totale nette d'énergie solaire en Belgique en 1999 était de 11,27 GWh, dont 11,12 GWh de solaire thermique et 148 MWh de photovoltaïque<sup>112</sup>. On voit donc qu'on est encore loin du compte...

### VI.1.3. Une Région potentiellement « solaire »

A l'échelle de la Région de Bruxelles-Capitale, l'énergie solaire brute s'élève à **162 Twh/an** (cfr chap. II). Ce chiffre doit bien sûr être revu à la baisse (cfr estimations au §V.1.3.). Des systèmes inclinés raccordés au réseau peuvent ainsi produire annuellement environ 750-800 kWh de courant alternatif par kW<sub>c</sub> installé (polycristallin), soit 80 à 100 kWh par m<sup>2</sup> de module PV. Les systèmes de façade atteignent 50 à 60 kWh par m<sup>2</sup>. Une famille qui consomme par exemple 3200 kWh d'électricité par an peut donc prélever toute sa consommation annuelle d'un système PV de 40 m<sup>2</sup> raccordé au réseau, pour autant qu'elle puisse disposer du stockage nécessaire au moyen de batteries. On peut par ailleurs estimer que 10 m<sup>2</sup> en Belgique peuvent produire de 30 à 50% de la consommation spécifique (hors chauffage électrique) d'une famille<sup>113</sup>.

Considérant que la consommation électrique standard (sans chauffage) d'un ménage bruxellois est de 2,95 MWh par an<sup>114</sup>, il faudrait, pour la couvrir, un système raccordé au réseau de 4,6 kW<sub>c</sub>, ce qui représente un investissement de l'ordre de 32.000 €, ou un système autonome de 5,75 kW<sub>c</sub> pour un montant de 63 000 € (à 11 €/W<sub>c</sub>).

Les calculs présentés ici le démontrent : il y a manifestement un potentiel solaire à Bruxelles. La situation y est comparable à celle de grandes villes européennes qui ont franchi le pas en décidant de politiques ambitieuses en matière de photovoltaïque. Mais cela est bien clair : sans subventions ni impulsion des pouvoirs publics, ce défi tombe à l'eau !

## VI.2. Evolutions prévisibles

Comme nous l'avons vu, le marché mondial du photovoltaïque est en plein essor et le cumul des installations (plus de 800 MW<sub>c</sub> en 2000) en site isolé (habitat isolé, pompage de l'eau, balises maritimes, relais téléphoniques, etc...) ou connectées au réseau (centrales et surtout toits photovoltaïques) ne cesse de croître de sorte qu'à l'horizon 2010 le photovoltaïque pourrait représenter près de 1% de la consommation mondiale d'électricité et plus de 10% de la production d'électricité d'origine nucléaire. Qui dit marché en pleine expansion dit également évolutions rapides,

---

109 Source : (43)

110 émission moyenne du MWh électrique produit actuellement en Belgique

111 Organisatie voor Duurzame Energie, (70)

112 Source : Institu Wallon

113 Cfr Guide Perseus (42)

114 Source : IBGE

aussi bien en matière de technologies que de financement. C'est ce que nous allons brièvement aborder dans cette section.

## VI.2.1. Evolution technologique

Les orientations actuelles des recherches et développements dans le domaine du photovoltaïque sont basées sur l'amélioration des performances générales des systèmes, sur le développement de nouveaux procédés de croissance de silicium multicristallin, de réduction des épaisseurs et d'amélioration des dispositifs, et sur l'émergence des cellules en couches minces de silicium ou d'autres composés semi-conducteurs.

### A. Accroissement des performances

Les performances des dispositifs photovoltaïques n'ont cessé d'évoluer ces dernières années, accroissant l'intérêt pour cette technologie. Le tableau 19 illustre ce dynamisme.

Paramètre	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Taille d'une unité-type [kW <sub>c</sub> ]	0,1 - 1	0,4 - 10	0,4 - 10	1 - 100	1 - 100	1 - 200	1 - 500
Facteur de disponibilité [%]	50 - 80	60 - 99	70 - 99	70 - 99	85 - 99	90 - 99	95 - 99
Consommation propre [% de prod.]	15 - 30	15 - 30	10 - 20	5 - 20	5 - 15	4 - 15	4 - 15
Temps de construction [ans]	0,05-0,3	0,02-0,3	0,01-0,3	0,01-0,3	0,01-0,3	0,01-0,3	0,01-0,2
Durée de vie [ans]	15 - 25	15 - 25	15 - 25	15 - 25	15 - 25	15 - 30	15 - 30
Investissement [k€/kW]	80 - 250	30 - 130	15 - 75	7 - 30	5 - 21	4 - 13	3 - 6
Contrôle et entretien [€/kW/an]	135 - 800	135 - 800	70 - 800	35 - 800	35 - 340	30 - 270	25 - 270
Coût min. de production [€/kWh]	4,71	3,89	1,52	0,53	0,38	0,28	0,19
Capacité installée en UE [MW]	0	7	33	52	300 - 450	600-1100	1200-2000
Capacité installée - monde [MW]	0	38	155	376	700-1500	1900-3500	3900-6300

Tableau 19 - Evolution des performances PV (Source : CE)

L'intégration des modules photovoltaïques dans des installations de production d'électricité en sites isolés, sous forme de grandes centrales ou de toits photovoltaïques connectées au réseau, nécessitera de plus en plus des systèmes intelligents de contrôle et de maîtrise de l'énergie et par conséquent de composants performants d'électronique de puissance. Mais le paramètre majeur de l'évolution technologique reste la technique de fabrication des cellules et modules, dont les procédés connaissent de grandes avancées.

### B. Amélioration du silicium polycristallin

La réalisation de cellules à base de silicium cristallin reste la filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel. En effet, le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique.

Aujourd'hui, la production de cellules à base de silicium massif multicristallin évolue pour des questions de coût et de budget thermique vers des techniques de croissance de plus en plus rapides (coulée continue) et du silicium chargé de moins en moins purifié (silicium de qualité solaire, les rejets de la micro-électronique commençant à être limités). Cette baisse de la qualité se traduit par

une altération des propriétés de transport des charges photogénérées en volume de sorte que les dispositifs doivent être de plus en plus minces, jusqu'à une centaine de micromètres d'épaisseur afin de compenser la réduction de la durée de vie dans la base. Cette évolution permet par ailleurs de réduire la quantité de matériau mis en oeuvre. Dans un futur proche, les filières « couches minces » rassembleront les avantages des deux technologies Si « classiques » : le bas prix du silicium amorphe, l'efficacité et la fiabilité des produits cristallins.

### C. Industrialisation d'autres matériaux<sup>115</sup>

Les recherches intensives entreprises depuis de nombreuses années sur d'autres matériaux que ceux à base de silicium ont enfin abouti vers la fin du siècle passé au stade de l'industrialisation. Ainsi, les films minces de Si micro-cristallin, de CdTe et de CuInSe<sub>2</sub> sont des outsiders sérieux, capables en principe de pulvériser les performances combinées de rendement et de coût du Si cristallin massif. Leur développement, comme pour les nouvelles cellules  $\mu$ -morphes, passera par un travail de recherche relativement long avant d'envisager une industrialisation probablement au-delà de 2010. On notera que les cellules de très haut rendement (silicium, composés III-V) ainsi que les systèmes à concentration restent des sujets intéressants, mais n'offrant pas de débouchés substantiels en Europe. Quant aux cellules « exotiques », elles ont un intérêt du point de vue de la recherche fondamentale, mais les plus séduisantes d'entre elles, les piles électrochimiques à base de TiO<sub>2</sub> et de colorants, ont peu de chances de déboucher à grande échelle tant qu'elles comporteront un électrolyte liquide et présenteront certaines instabilités.

Les matériaux à base de silicium massifs doivent donc inéluctablement évoluer vers des substrats plus minces obtenus par coulée continue afin que cette filière reste compétitive dans les dix ans à venir avec les matériaux en couches minces à base de silicium ou de semiconducteurs composés (CdTe, CIS...) sans oublier les matériaux nano- ou micro-cristallins. En effet, c'est à l'horizon 2010-2015 que la plupart des experts entrevoient le passage à une production industrielle à base de films minces qui constitueront la base des cellules de deuxième génération avant l'émergence de nouveaux concepts de cellules à base de matériaux polymères ou organiques (actuellement respectivement 3 et 10 % de rendement en laboratoire avec encore des problèmes de stabilité).

## VI.2.2. Evolutions politique et économique

Après avoir gagné le marché des applications professionnelles en sites isolés et les services aux populations rurales des pays en développement, l'électricité solaire a l'espoir de s'affirmer comme source complémentaire des sources d'énergie électrique classiques partout dans le monde avant le milieu du XXI<sup>ème</sup> siècle et de contribuer d'une façon non négligeable à la maîtrise de l'effet de serre (accords de Kyoto). Pour répondre à cet objectif, des actions devraient être menées sur trois fronts principaux : les marchés, les portefeuilles et les esprits.

### A. La conquête des marchés

La technologie du photovoltaïque s'est développée très lentement par la conquête progressive de niches de marchés dans les pays développés, à travers des applications professionnelles : bornes téléphoniques d'appels d'urgence, télédétection, alarme, balisage, relais de télécommunication (en plein essor), etc. Les profits réalisés sur les premières niches permettaient de développer au fur et à mesure des niches plus vastes. Avec cette croissance, il aurait fallu attendre 25 ans pour que la production mondiale annuelle atteigne 5000 MW/an soit l'équivalent de 0.005% de la consommation mondiale d'énergie primaire prévue pour cette époque. Autrement dit, la conversion photovoltaïque

<sup>115</sup> Source : Laboratoire PHASE (PHysique et Applications des SEMi-conducteurs), CNRS (France)

de l'énergie solaire serait restée un gadget ou au mieux l'énergie pour les sites isolés. Des actions politiques d'envergure étaient donc nécessaires et attendues. Elles sont venues de l'Allemagne, puis du Japon et plus récemment de l'Union Européenne. En effet, le dynamisme global de la recherche et de l'industrie photovoltaïque est fortement liée aux programmes volontaristes de ces pays industrialisés et ont conduit à de nombreuses expérimentations de systèmes intégrés à l'architecture au début des années '90 en Allemagne et à une diffusion massive d'installations privées connectées au réseau, et surtout depuis les années '95 au Japon avec les programmes du NEDO (New Energy & Industrial Technology Development Organization).

Le secteur de l'électricité solaire est fondamentalement composé de quatre segments distincts aux caractéristiques fort différentes et qui ne suivront probablement pas la même évolution :

- *L'industriel hors réseau* dont les applications ont trait principalement au domaine des télécommunications, particulièrement pour relier des zones rurales isolées au reste du pays. Les stations-relais de téléphonie mobile alimentées par le PV ou par des systèmes hybrides (PV/diesel) ont également un large potentiel. Les autres applications comprennent les signaux routiers, les bouées de navigation marine, les téléphones de sécurité, les appareils de contrôle de la pollution ou du temps, l'éclairage isolé, les panneaux d'autoroute et les usines de traitement des eaux usées. Ce segment de marché est déjà pleinement commercial.
- *Les biens de consommation* représentent le quatrième segment principal du marché photovoltaïque, avec toute une série de produits et d'applications électriques allant des montres, calculatrices, jouets, ... aux toits solaires professionnels pour automobiles, par exemple. D'autres applications concernent l'alimentation en électricité de services comme les arroseurs automatiques, les signaux routiers, les cabines de téléphone, l'éclairage public, les parcmètres. Il s'agit aussi d'un segment tout à fait compétitif.
- *Les systèmes hors réseau pour collectivités locales* mettent en œuvre des technologies photovoltaïques à l'attention des communautés de personnes n'ayant pas accès au réseau, dans les pays en développement ou industrialisés. Ils trouvent des applications dans l'éclairage domestique, les lanternes solaires, les postes TV, le pompage de l'eau, la réfrigération et alimentent également l'éclairage de boutiques, dispensaires ou petits marchés couverts. Par ce biais, l'énergie solaire s'engage dans la voie de l'accroissement du bien-être socio-économique en favorisant par exemple l'alphabétisation au moyen de la multiplication d'écoles bien équipées, et en rompant le relatif isolement du monde rural, palliant ses désavantages par rapport à l'environnement urbain.
- *Les systèmes connectés au réseau* constituent le segment de marché qui a connu la croissance la plus rapide au cours des dernières années et a été le catalyseur de l'engouement pour le PV des marchés allemand et japonais. Ce secteur va probablement continuer à s'étendre rapidement dans les pays industrialisés et deviendra sans doute une source d'énergie d'appoint compétitive dans la prochaine décennie.

## B. La conquête des portefeuilles

La conquête des marchés prédite ci-dessus pourrait entraîner une réduction rapide des coûts. En effet, le coût d'une centrale photovoltaïque dépend essentiellement du volume du marché. Une étude réalisée à la demande de Greenpeace par KPMG<sup>116</sup>, montre qu'en multipliant par quatre la capacité de production mondiale, les prix des capteurs seront divisés par quatre et l'énergie photovoltaïque serait alors compétitive avec les sources d'énergie traditionnelles.

---

116 Cfr (45)

Des améliorations techniques (cfr supra) peuvent encore réduire le coût du kWh photovoltaïque. Ainsi, une réduction du coût est possible en diminuant la surface de la cellule, et en concentrant la lumière solaire par des miroirs et des lentilles concentriques. Ce système de concentration nécessite un mécanisme qui suit le soleil ainsi que de l'entretien. Mais son avantage au niveau du coût diminue au fur et à mesure que la production des cellules solaires en modules « classiques » devient moins onéreuse<sup>117</sup>. Le coût de l'énergie photovoltaïque pourrait aussi diminuer en utilisant des matières *organiques* (cellules solaires en plastique). Des prototypes de telles cellules sont à l'étude, dont la cellule « Grätzel » est la plus connue. La production est très simple et n'exige pas des démarches à haute température ni des appareils coûteux. Des prototypes ont été fabriqués qui ont un rendement de 8-10 % ; des problèmes restent à résoudre mais la recherche semble fort prometteuse.

### C. La conquête des esprits

Si, comme on l'a vu, des avancées considérables en matière de PV ont déjà été constatées dans bon nombre de pays (Allemagne, Japon, Etats-Unis, Pays-Bas, pays en développement), et si par ailleurs les techniques PV évoluent rapidement à un coût d'autant plus décroissant, il faut reconnaître que le photovoltaïque n'a pas encore connu de percée significative dans la plupart des pays du monde. Les développements évoqués ci-dessus suffiront peut-être à donner l'impulsion, mais n'y a-t-il pas également des actions plus volontaristes à mener, par les pouvoirs publics et/ou par les collectivités ?

Une étude récemment menée en France<sup>118</sup> montre que les inconvénients les plus spontanément cités pour l'énergie solaire sont la nécessité d'habiter un région ensoleillée et un coût d'investissement excessif. Par ailleurs, il apparaît que plus de la moitié des sondés n'ont jamais entendu parler de l'énergie solaire photovoltaïque, et qu'à peine 2/3 de ceux qui en ont entendu parler ont déjà pu voir des panneaux ! Cependant, une grande majorité des enquêtés estiment que l'énergie solaire photovoltaïque est une énergie propre, utile pour l'environnement, et qui permet de faire des économies d'énergie. Elle est ainsi perçue comme l'énergie renouvelable d'avenir, la plus moderne, celle qui s'intègre le mieux à l'environnement, la moins dangereuse et la moins polluante. L'installation de panneaux photovoltaïques semble bien considérée comme un acte à dimension écologiste. Cette étude montre enfin que 75% des Français déclarent qu'ils seraient incités par une campagne d'information nationale sur le thème de l'énergie solaire photovoltaïque, et que 91% des Français sont favorables au développement du photovoltaïque... Dès lors, le coût prohibitif et le climat prétendument peu propice expliquent-ils seuls le retard de pays comme la France et la Belgique dans le domaine du photovoltaïque ?

L'on peut remarquer que les esprits semblent déjà conquis au solaire photovoltaïque... Reste à les en informer et à les inciter à passer à l'action ! L'exemple de l'Allemagne prouve que des politiques énergétiques ambitieuses peuvent réellement donner l'impulsion nécessaire. En particulier, le développement des systèmes PV connectés au réseau et intégrés aux bâtiments passera par une campagne d'information massive mobilisant pouvoirs publics, écoles, médias et collectivités.

---

<sup>117</sup> Il faut noter en outre que dans un pays du Nord comme le nôtre 60 % du rayonnement solaire est diffus et ne peut être concentré par des lentilles, ce qui rend le développement de cette technique de concentration relativement hasardeux.

<sup>118</sup> Perceptions et représentations de l'énergie photovoltaïque intégrée aux bâtiments et reliée au réseau, rapport de l'ADEME, février 2003



## VII. Conclusion

En Région de Bruxelles-Capitale, la nécessité de répondre aux engagements de Kyoto, le respect de l'environnement, l'utilisation rationnelle de l'énergie, la diversification de l'approvisionnement énergétique et le développement socio-économique se conjuguent avec la difficulté de promouvoir des énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne ou la biomasse. L'accent devrait donc être mis avec force et ambition sur le développement de l'énergie solaire. Ceci passerait par la mise en œuvre d'un programme régional de grande envergure visant l'implantation massive de chauffe-eau solaires (capteurs solaires thermiques) et de modules photovoltaïques pour la production d'électricité. En effet, l'ensoleillement quotidien moyen à Bruxelles varie de 1700 à 3000 Wh/m<sup>2</sup> et l'on peut considérer qu'en moyenne il est possible d'y produire autour de 125 kWh/m<sup>2</sup> d'électricité « solaire » par an.

Cette étude souligne néanmoins que les installations photovoltaïques ne sont absolument pas rentables en l'absence de subventions : le temps d'amortissement peut aller jusqu'à 55 ans, alors que les modules ont une durée de vie de 25-30 ans ! En revanche, des subventions « convenables » peuvent ramener les temps de retour à 15-20 ans, à l'instar de la situation en Région flamande. Actuellement, il n'existe pas de prime régionale ni communale pour le photovoltaïque à Bruxelles. Le prix de vente de l'électricité solaire, lui, est en principe celui de l'électricité classique, majoré d'une éventuelle aide extra-tarifaire, mais risque d'évoluer à la baisse avec la libéralisation du marché de l'électricité qui est en cours. Il s'avère donc indispensable, de manière à donner une « impulsion solaire » aux Bruxellois et à rattraper l'écart creusé avec nos voisins européens, de soutenir financièrement le photovoltaïque connecté au réseau, et ce de manière significative.

L'apport de subventions ne suffira sans doute pas : nous l'avons vu, une sensibilisation et une information claire au sujet des démarches à effectuer dans le domaine du photovoltaïque sont plus que nécessaires. Dans cette perspective, notre étude pourrait faciliter le travail d'élaboration d'un « vade-mecum » à destination du porteur d'un projet photovoltaïque, même si d'autres analyses devraient être faites, en particulier au niveau économique. Rappelons au passage que le développement du photovoltaïque va de pair avec une réduction drastique de la consommation d'électricité, ceci allégeant d'autant la facture énergétique des ménages bruxellois. A cet égard, un avantage majeur du solaire photovoltaïque est son potentiel d'éducation et de responsabilisation des citoyens bruxellois en matière d'énergie. Le photovoltaïque séduit déjà bon nombre d'entre eux ; pourra-t-il les convaincre ?

# VIII. Bibliographie

## VIII.1. Ouvrages, articles et travaux scientifiques

- (1) Boehm, R., Chen, Y.-T., Thomas, J., An analysis of flat-plate photovoltaic output in Southern Nevada, Journal of Solar Energy Engineering, ASME, vol. 120, mai 1998.
- (2) Dogniaux, R., Eclairage énergétique solaire direct diffus et global des surfaces orientées et inclinées - Données d'application pour la Belgique, IRM, Bruxelles, 1984.
- (3) Labouret, A. et Viloz, M., Energie solaire photovoltaïque – Manuel du professionnel, Dunod, Paris, 2003.
- (4) Matagne, E., L'énergie solaire photovoltaïque, notes de cours UCL, 2002-2003 (<http://www.lei.ucl.ac.be/~matagne/SOLAIRE/INDEX.HTM> )
- (5) Ménager, A., Electricité – Voyage au coeur du système (ouvrage collectif), Eyrolles, 2000.
- (6) Nijs, J., L'énergie solaire et ses applications, manuel édité dans le cadre du projet « systèmes photovoltaïques pour instituts d'enseignement », édité par les producteurs d'électricité SPE et Electrabel, février 1998.
- (7) Pinxteren T. et Robert P., Modélisation de modules photovoltaïques en vue de la simulation et du dimensionnement d'une installation solaire, mémoire UCL (FSA), Juin 2000.
- (8) RS Data Library, Solar Panels, F14891, mars 1993.

## VIII.2. Publications officielles

### VIII.2.1. Europe

- (9) Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil, relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

### VIII.2.2. Fédéral

- (10) Loi du 29 avril 1999, relative à l'organisation du marché de l'électricité, M.B. 11/05/1999.
- (11) Arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, M.B. 28/12/2002.
- (12) Arrêté royal modifiant, en matière de réduction d'impôt pour des dépenses faites en vue d'économiser l'énergie dans une habitation, l'AR/CIR 92 (1), 20 décembre 2002.

- (13) Réduction d'impôt pour investissements économiseurs d'énergie, brochure d'information du Ministère des Finances, 2 janvier 2003.
- (14) Bilans énergétiques du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie, 2001-2004.
- (15) Prescriptions techniques générales relatives au raccordement d'un utilisateur au réseau de distribution BT - C1/107, Fédération professionnelle du secteur électrique (FPE), juin 2004.
- (16) Prescriptions techniques de branchement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution – C10/11, Fédération professionnelle du secteur électrique (FPE), 05/03/2004.
- (17) Rapport de synthèse de la Commission AMPERE, octobre 2000 (révisé en mai 2001).
- (18) Recommandation C.C.(e) 98/19 – Aide au développement des énergies renouvelables, Comité de contrôle de l'électricité et du gaz (CCEG), 08/07/1998.
- (19) Recommandation C.C.(e) 2002/29 - Régime transitoire d'aide au développement des énergies renouvelables, Comité de contrôle de l'électricité et du gaz (CCEG), 06/11/2002.

### VIII.2.3. Région wallonne

- (20) Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché de l'électricité en Région wallonne, M.B. 01/05/2001.
- (21) Arrêté du 4 juillet 2002 du Gouvernement wallon relatif à la promotion de l'électricité verte, M.B. 17/08/2002.
- (22) Arrêté du 6 novembre 2003 du Gouvernement wallon relatif à l'aide à la production octroyée à l'électricité verte et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 4 juillet 2002 relatif à la promotion de l'électricité verte, M.B. 11/02/2004.
- (23) Code de comptage de l'électricité verte en Région wallonne, Moniteur Belge 03/07/2003.
- (24) « Documents à préparer par le producteur vert qui sollicite la délivrance d'un certificat de garantie d'origine », brochure CWaPE, 29/05/2004.
- (25) Modèle-type de certificat de garantie d'origine (version 1.1a), CWaPE, février 2003.
- (26) Vade-mecum non-technologique du candidat à l'implantation d'un parc éolien, APERe et Région Wallonne, décembre 2002.

### VIII.2.4. Région flamande

- (27) Décret du 17 juillet 2000 relatif à l'organisation du marché de l'électricité en Région flamande, M.B. 22/09/2000.
- (28) Arrêté du 4 avril 2003 du Gouvernement flamand favorisant la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, M.B. 30/04/2003.
- (29) Arrêté du 5 mars 2004 du Gouvernement flamand favorisant la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, M.B. 23/03/2004.

### VIII.2.5. Région de Bruxelles-Capitale

- (30) Arrêté du 3 juin 1999 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale modifiant l'arrêté royal du 10 février 1983 portant sur des mesures d'encouragement à l'utilisation rationnelle de l'énergie, M.B. 17/12/1999.
- (31) Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, M.B. 17/11/2001.
- (32) Arrêté du 12 juin 2003 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale déterminant les actes et travaux dispensés de permis d'urbanisme, de l'avis du fonctionnaire délégué, de la commune ou de la Commission Royale des Monuments et des Sites ou de l'intervention d'un architecte, M.B. 07/07/2003.
- (33) Ordonnance du 1er avril 2004 portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, M.B. 26/04/2004.

- (34) Arrêté du 6 mai 2004 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité, M.B. 28/06/2004.
- (35) Les bilans énergétiques en Région de Bruxelles-Capitale, brochure de présentation IBGE, 2002.
- (36) Recueil de statistiques énergétiques de la Région de Bruxelles-Capitale 1990-2001, IBGE, juillet 2003.
- (37) Bilan énergétique de la Région de Bruxelles-Capitale 2001 - rapport final, IBGE, juillet 2003.
- (38) Consommations du secteur résidentiel en 2001, Document de synthèse IBGE, 2003.
- (39) Les énergies renouvelables, le transport et les consommations spécifiques du secteur tertiaire bruxellois en 2001, Document de synthèse IBGE, 2003.
- (40) Plan d'amélioration structurelle de la qualité de l'air et de lutte contre le réchauffement climatique en Région de Bruxelles-Capitale 2002 – 2010, IBGE, 13/11/2002.

### VIII.3. Autres publications

- (41) Perceptions et représentations de l'énergie photovoltaïque intégrée aux bâtiments et reliée au réseau, rapport de l'ADEME, février 2003 (téléchargeable à l'adresse [http://www.ademe.fr/Etudes/Socio/documents/PDF/41-03\\_RAPPORT\\_ADEME\\_photovoltaique.pdf](http://www.ademe.fr/Etudes/Socio/documents/PDF/41-03_RAPPORT_ADEME_photovoltaique.pdf))
- (42) Perseus - Guide des installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique destiné aux usagers, Rhônalénergie-Environnement, Lyon, avril 2004.
- (43) Photovoltaics in 2010, Etude et plan stratégique réalisé par l'European Photovoltaic Industry Association (EPIA) (téléchargeable à l'adresse <http://iamest.jrc.it/pvgis/pv/doc/doc.htm>)
- (44) PV Catapult (programme d'action européen) : <http://www.pvcapault.org/>
- (45) « Solar energy, from perennial promise to competitive alternative », étude réalisée par KPMG pour Greenpeace, septembre 1999.
- (46) Solar electricity guide (étude subventionnée par la CE), Institut Cerda, Madrid, 2001 (téléchargeable à l'adresse <http://iamest.jrc.it/pvgis/pv/doc/doc.htm>)

### VIII.4. Internetographie

#### A. Associations et organismes actifs dans le PV

- (47) Agence française de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) : <http://www.ademe.fr/>
- (48) AGORES - A Global Overview of Renewable Energy Sources : <http://www.agores.org/>
- (49) Centre d'information sur l'énergie et l'environnement (CIELE) : <http://www.ciele.org/>
- (50) European Photovoltaic Industry Association (EPIA) : <http://www.epia.org/>
- (51) European Renewable Energy Council (EREC) – coupole d'organisations actives dans les ER : <http://www.erec-renewables.org>
- (52) Geographical Information System (GIS) – base de données pour le rayonnement : <http://iamest.jrc.it/pvgis/pv/index.htm>
- (53) Hespul – Projets et informations dans le domaine PV : <http://www.hespul.org/>
- (54) PV-Domsys – Projet de la Commission Européenne : <http://www.greenenergy.org.uk/pv%2Ddomsys/>
- (55) PV-Forum (projet "Systèmes solaires photovoltaïques pour des instituts d'enseignement") : <http://www.pv-forum.net>
- (56) PV Gap – Publications diverses dans le domaine du PV : <http://www.pvgap.org/>
- (57) PVPortal – Une mine d'informations sur le PV dans le monde : <http://www.pvportal.com/>
- (58) Solar Energy International (SEI) – Organisation de cours et de séminaires sur le PV : <http://www.solarenergy.org/>
- (59) Solar Hydrogen Energy Corporation (SHEClabs) : <http://www.shec-labs.com>

## B. Fabricants, distributeurs et bureaux d'étude PV

(60) Droben – distributeur belge de modules et accessoires PV : <http://www.droben.com>

(61) Photowatt SA - Fabricant de modules PV : <http://www.photowatt.com/>

(62) Solarenergy.com – Fabricant de modules et kits PV : <http://www.solarenergy.com>

(63) Tecsol – Bureau d'études en énergie solaire (calculs des besoins énergétiques et dimensionnement PV) : <http://www.tecsol.fr>

## C. Liens utiles en Belgique

(64) Agence Bruxelloise de l'Energie (ABEA), Point-Info Energie, Place Saint-Géry 1, 1000 Bruxelles – [abea@curbain.be](mailto:abea@curbain.be)

(65) Association pour la Promotion des Energies Renouvelables (APERe), <http://www.apere.org>

(66) Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) : <http://www.creg.be>

(67) Commission Wallonne pour l'Energie (CWaPE), <http://www.cwape.be/>

(68) Energiesparen – Economies d'énergie & énergies renouvelables en Flandre : <http://www.energiesparen.be/>

(69) Fédération professionnelle du Secteur Electrique (FPE) - Prescriptions techniques - <http://www.bfe-fpe.be/prescriptions.htm>

(70) Organisatie voor Duurzame Energie (ODEVlaanderen) : <http://www.ode.be>

(71) Sibelga – Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité à Bruxelles : <http://www.sibelga.be>

# IX. Annexes

## A. Energie solaire en Région de Bruxelles-Capitale (tableaux)

1. Rayonnement
2. Production moyenne polycristallin
3. Production moyenne monocristallin
4. Production totale polycristallin
5. Production totale monocristallin
6. Exemples-types

## B. Liste des professionnels actifs dans le PV (APERe)

## Energie solaire en RBC - Rayonnement

Rayonnement solaire global moyen à Uccle, ciel clair [Wh/m<sup>2</sup>/jour]

Données IRM

Mois	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
		30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
janvier	1346	1373	1353	1167	2369	2869	2701	2834	3670	3606	2369	2869	2701	1373	1353	1167
février	2356	2355	2271	1914	3585	4047	3612	4142	4984	4626	3585	4047	3612	2355	2271	1914
mars	3946	3860	3577	2938	5135	5331	4434	5686	6166	5206	5135	5331	4434	3860	3577	2938
avril	5672	5450	4893	3917	6506	6216	4846	6900	6662	4962	6506	6216	4846	5450	4893	3917
mai	6964	6613	5819	4555	7322	6565	4842	7514	6608	4440	7322	6565	4842	6613	5819	4555
juin	7536	7115	6191	4799	7615	6617	4742	7708	6470	4124	7615	6617	4742	7115	6191	4799
juillet	7256	6862	6010	4678	7464	6577	4777	7598	6512	4250	7464	6577	4777	6862	6010	4678
août	6188	5911	5257	4162	6833	6351	4840	7144	6626	4726	6833	6351	4840	5911	5257	4162
septembre	4608	4453	4053	3260	5682	5706	4618	6198	6432	5190	5682	5706	4618	4453	4053	3260
octobre	2910	2864	2711	2249	4146	4522	3923	4724	5470	4908	4146	4522	3923	2864	2711	2249
novembre	1614	1620	1572	1335	2695	3186	2944	3194	4046	3906	2695	3186	2944	1620	1572	1335
décembre	1090	1129	1131	991	2034	2529	2426	2458	3260	3258	2034	2529	2426	1129	1131	991
Moyenne	4291	4134	3737	2997	5116	5043	4059	5508	5576	4434	5116	5043	4059	4134	3737	2997
% rayon. Opt.	0,78	0,75	0,68	0,54	0,93	0,92	0,74	1,00	1,01	0,80	0,93	0,92	0,74	0,75	0,68	0,54

Rayonnement solaire global moyen à Uccle, insolation moyenne [Wh/m<sup>2</sup>/jour]

Données IRM

Mois	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
		30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
janvier	660	639	567	447	879	937	820	992	1126	1034	879	937	820	639	567	447
février	1266	1218	1083	852	1606	1649	1396	1782	1942	1716	1606	1649	1396	1218	1083	852
mars	2304	2200	1932	1511	2694	2617	2100	2910	2950	2418	2694	2617	2100	2200	1932	1511
avril	3548	3366	2917	2252	3843	3303	2695	4032	3756	2796	3843	3303	2695	3366	2917	2252
mai	4500	4239	3633	2771	4592	4023	2955	4700	4078	2820	4592	4023	2955	4239	3633	2771
juin	4886	4592	3908	2956	4848	4150	2988	4908	4118	2744	4848	4150	2988	4592	3908	2956
juillet	4556	4278	3643	2759	4561	3932	2852	4640	3940	2666	4561	3932	2852	4278	3643	2759
août	3968	3758	3247	2497	4200	3783	2846	4354	3946	2846	4200	3783	2846	3758	3247	2497
septembre	2916	2781	2440	1900	3345	3207	2534	3586	3556	2826	3345	3207	2534	2781	2440	1900
octobre	1724	1659	1481	1173	2165	2205	1841	2390	2578	2232	2165	2205	1841	1659	1481	1173
novembre	826	796	707	556	1091	1155	1002	1226	1386	1264	1091	1155	1002	796	707	556
décembre	526	510	454	359	715	771	684	808	932	868	715	771	684	510	454	359
Moyenne	2640	2503	2168	1669	2878	2644	2059	3027	2859	2186	2878	2644	2059	2503	2168	1669
% rayon. Opt.	0,87	0,83	0,72	0,55	0,95	0,87	0,68	1,00	0,94	0,72	0,95	0,87	0,68	0,83	0,72	0,55

Rayonnement solaire global moyen à Bruxelles, insolation moyenne [Wh/m<sup>2</sup>/jour]

Mois	0°	Orientation sud					Angle optimal
		15°	25°	40°	90°	Opt.	
janvier	640	808	902	1006	979	977	63°
février	1407	1764	1959	2169	2020	2111	59°
mars	2180	2464	2596	2695	2111	2676	44°
avril	3545	3832	3933	3929	2625	3951	32°
mai	4572	4733	4732	4560	2626	4641	20°
juin	4716	4778	4719	4466	2419	4572	13°
juillet	4933	5060	5030	4805	2650	4904	17°
août	4150	4412	4483	4416	2774	4462	28°
septembre	2790	3136	3291	3391	2538	3376	42°
octobre	1701	2055	2241	2428	2133	2379	55°
novembre	868	1118	1258	1416	1387	1371	63°
décembre	494	629	705	791	784	767	64°
Moyenne	2666	2899	2987	3006	2087	3016	
% rayon. Opt.	0,88	0,96	0,99	1,00	0,69	1,00	42°

Données PV-GIS

Rayonnement solaire global
=
Rayonnement solaire direct
+
Rayonnement solaire diffus

## Energie solaire en RBC - Production moyenne polycr

Production moyenne polycristallin [Wh/m<sup>2</sup>/jour] , ciel clair - rendement : 12%

Données IRM

Mois	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
		30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
janvier	162	165	162	140	284	344	324	340	440	433	284	344	324	165	162	140
février	283	283	273	230	430	486	433	497	598	555	430	486	433	283	273	230
mars	474	463	429	353	616	640	532	682	740	625	616	640	532	463	429	353
avril	681	654	587	470	781	746	582	828	799	595	781	746	582	654	587	470
mai	836	794	698	547	879	788	581	902	793	533	879	788	581	794	698	547
juin	904	854	743	576	914	794	569	925	776	495	914	794	569	854	743	576
juillet	871	823	721	561	896	789	573	912	781	510	896	789	573	823	721	561
août	743	709	631	499	820	762	581	857	795	567	820	762	581	709	631	499
septembre	553	534	486	391	682	685	554	744	772	623	682	685	554	534	486	391
octobre	349	344	325	270	498	543	471	567	656	589	498	543	471	344	325	270
novembre	194	194	189	160	323	382	353	383	486	469	323	382	353	194	189	160
décembre	131	135	136	119	244	303	291	295	391	391	244	303	291	135	136	119
Moyenne	515	496	448	360	614	605	487	661	669	532	614	605	487	496	448	360
% prod. Opt.	0,78	0,75	0,68	0,54	0,93	0,92	0,74	1,00	1,01	0,80	0,93	0,92	0,74	0,75	0,68	0,54

Production moyenne polycr. [Wh/m<sup>2</sup>/jour] , insol° moyenne - rendement : 12%

Données IRM

Mois	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
		30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
janvier	79	77	68	54	105	112	98	119	135	124	105	112	98	77	68	54
février	152	146	130	102	193	198	168	214	233	206	193	198	168	146	130	102
mars	276	264	232	181	323	314	252	349	354	290	323	314	252	264	232	181
avril	426	404	350	270	461	396	323	484	451	336	461	396	323	404	350	270
mai	540	509	436	333	551	483	355	564	489	338	551	483	355	509	436	333
juin	586	551	469	355	582	498	359	589	494	329	582	498	359	551	469	355
juillet	547	513	437	331	547	472	342	557	473	320	547	472	342	513	437	331
août	476	451	390	300	504	454	342	522	474	342	504	454	342	451	390	300
septembre	350	334	293	228	401	385	304	430	427	339	401	385	304	334	293	228
octobre	207	199	178	141	260	265	221	287	309	268	260	265	221	199	178	141
novembre	99	96	85	67	131	139	120	147	166	152	131	139	120	96	85	67
décembre	63	61	54	43	86	93	82	97	112	104	86	93	82	61	54	43
Moyenne	317	300	260	200	345	317	247	363	343	262	345	317	247	300	260	200
% prod. Opt.	0,87	0,83	0,72	0,55	0,95	0,87	0,68	1,00	0,94	0,72	0,95	0,87	0,68	0,83	0,72	0,55

Production moyenne polycr. [Wh/m<sup>2</sup>/jour] , insol° moyenne - rendement : 12%

Mois	0°	Orientation sud					Angle optimal
		15°	25°	40°	90°	Opt.	
janvier	77	97	108	121	117	117	63°
février	169	212	235	260	242	253	59°
mars	262	296	312	323	253	321	44°
avril	425	460	472	471	315	474	32°
mai	549	568	568	547	315	557	20°
juin	566	573	566	536	290	549	13°
juillet	592	607	604	577	318	588	17°
août	498	529	538	530	333	535	28°
septembre	335	376	395	407	305	405	42°
octobre	204	247	269	291	256	285	55°
novembre	104	134	151	170	166	165	63°
décembre	59	75	85	95	94	92	64°
Moyenne	320	348	358	361	250	362	42°
% prod. Opt.	0,88	0,96	0,99	1,00	0,69	1,00	

Données PV-GIS

Production moyenne

=

Rayonnement solaire global

x

Rendement PV



## Energie solaire en RBC - Production moyenne monocr

Production moyenne monocristallin [Wh/m<sup>2</sup>/jour] , ciel clair - rendement : 15%

Données IRM

Mois	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
		30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
janvier	202	206	203	175	355	430	405	425	551	541	355	430	405	206	203	175
février	353	353	341	287	538	607	542	621	748	694	538	607	542	353	341	287
mars	592	579	537	441	770	800	665	853	925	781	770	800	665	579	537	441
avril	851	818	734	588	976	932	727	1035	999	744	976	932	727	818	734	588
mai	1045	992	873	683	1098	985	726	1127	991	666	1098	985	726	992	873	683
juin	1130	1067	929	720	1142	993	711	1156	971	619	1142	993	711	1067	929	720
juillet	1088	1029	902	702	1120	987	717	1140	977	638	1120	987	717	1029	902	702
août	928	887	789	624	1025	953	726	1072	994	709	1025	953	726	887	789	624
septembre	691	668	608	489	852	856	693	930	965	779	852	856	693	668	608	489
octobre	437	430	407	337	622	678	588	709	821	736	622	678	588	430	407	337
novembre	242	243	236	200	404	478	442	479	607	586	404	478	442	243	236	200
décembre	164	169	170	149	305	379	364	369	489	489	305	379	364	169	170	149
Moyenne	644	620	560	450	767	756	609	826	836	665	767	756	609	620	560	450
% prod. Opt	0,78	0,75	0,68	0,54	0,93	0,92	0,74	1,00	1,01	0,80	0,93	0,92	0,74	0,75	0,68	0,54

Production moyenne monocr.[Wh/m<sup>2</sup>/jour], insol° moyenne - rendement : 15%

Données IRM

Mois	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
		30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
janvier	99	96	85	67	132	141	123	149	169	155	132	141	123	96	85	67
février	190	183	162	128	241	247	209	267	291	257	241	247	209	183	162	128
mars	346	330	290	227	404	393	315	437	443	363	404	393	315	330	290	227
avril	532	505	438	338	576	495	404	605	563	419	576	495	404	505	438	338
mai	675	636	545	416	689	603	443	705	612	423	689	603	443	636	545	416
juin	733	689	586	443	727	623	448	736	618	412	727	623	448	689	586	443
juillet	683	642	546	414	684	590	428	696	591	400	684	590	428	642	546	414
août	595	564	487	375	630	567	427	653	592	427	630	567	427	564	487	375
septembre	437	417	366	285	502	481	380	538	533	424	502	481	380	417	366	285
octobre	259	249	222	176	325	331	276	359	387	335	325	331	276	249	222	176
novembre	124	119	106	83	164	173	150	184	208	190	164	173	150	119	106	83
décembre	79	77	68	54	107	116	103	121	140	130	107	116	103	77	68	54
Moyenne	396	375	325	250	432	397	309	454	429	328	432	397	309	375	325	250
% prod. Opt	0,87	0,83	0,72	0,55	0,95	0,87	0,68	1,00	0,94	0,72	0,95	0,87	0,68	0,83	0,72	0,55

Production moyenne monocr.[Wh/m<sup>2</sup>/jour], insol° moyenne - rendement : 15%

Mois	0°	Orientation sud					Angle optimal
		15°	25°	40°	90°	Opt.	
janvier	96	121	135	151	147	147	63°
février	211	265	294	325	303	317	59°
mars	327	370	389	404	317	401	44°
avril	532	575	590	589	394	593	32°
mai	686	710	710	684	394	696	20°
juin	707	717	708	670	363	686	13°
juillet	740	759	755	721	398	736	17°
août	623	662	672	662	416	669	28°
septembre	419	470	494	509	381	506	42°
octobre	255	308	336	364	320	357	55°
novembre	130	168	189	212	208	206	63°
décembre	74	94	106	119	118	115	64°
Moyenne	400	435	448	451	313	452	
% prod. Opt	0,88	0,96	0,99	1,00	0,69	1,00	42°

Données PV-GIS

Production moyenne

=

Rayonnement solaire global

x

Rendement PV

## Energie solaire en RBC - Production totale polycr

Production totale polycristallin [kWh/m<sup>2</sup>] , ciel clair

- rendement : 12%

*Données IRM*

Mois	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
		30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
janvier	5	5	5	4	9	11	10	11	14	13	9	11	10	5	5	4
février	8	8	8	6	12	14	12	14	17	16	12	14	12	8	8	6
mars	15	14	13	11	19	20	16	21	23	19	19	20	16	14	13	11
avril	20	20	18	14	23	22	17	25	24	18	23	22	17	20	18	14
mai	26	25	22	17	27	24	18	28	25	17	27	24	18	25	22	17
juin	27	26	22	17	27	24	17	28	23	15	27	24	17	26	22	17
juillet	27	26	22	17	28	24	18	28	24	16	28	24	18	26	22	17
août	23	22	20	15	25	24	18	27	25	18	25	24	18	22	20	15
septembre	17	16	15	12	20	21	17	22	23	19	20	21	17	16	15	12
octobre	11	11	10	8	15	17	15	18	20	18	15	17	15	11	10	8
novembre	6	6	6	5	10	11	11	11	15	14	10	11	11	6	6	5
décembre	4	4	4	4	8	9	9	9	12	12	8	9	9	4	4	4
Total	188	181	164	132	224	221	178	242	244	194	224	221	178	181	164	132
% prod. Opt.	0,78	0,75	0,68	0,54	0,93	0,92	0,74	1,00	1,01	0,80	0,93	0,92	0,74	0,75	0,68	0,54

Production totale polycristallin [kWh/m<sup>2</sup>] , insol° moyenne

- rendement : 12%

*Données IRM*

Mois	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
		30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
janvier	2	2	2	2	3	3	3	4	4	4	3	3	3	2	2	2
février	4	4	4	3	5	6	5	6	7	6	5	6	5	4	4	3
mars	9	8	7	6	10	10	8	11	11	9	10	10	8	8	7	6
avril	13	12	11	8	14	12	10	15	14	10	14	12	10	12	11	8
mai	17	16	14	10	17	15	11	17	15	10	17	15	11	16	14	10
juin	18	17	14	11	17	15	11	18	15	10	17	15	11	17	14	11
juillet	17	16	14	10	17	15	11	17	15	10	17	15	11	16	14	10
août	15	14	12	9	16	14	11	16	15	11	16	14	11	14	12	9
septembre	10	10	9	7	12	12	9	13	13	10	12	12	9	10	9	7
octobre	6	6	6	4	8	8	7	9	10	8	8	8	7	6	6	4
novembre	3	3	3	2	4	4	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2
décembre	2	2	2	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1
Total	116	110	95	73	126	116	90	133	125	96	126	116	90	110	95	73
% prod. Opt.	0,87	0,83	0,72	0,55	0,95	0,87	0,68	1,00	0,94	0,72	0,95	0,87	0,68	0,83	0,72	0,55

Production totale polycristallin [kWh/m<sup>2</sup>] , insol° moyenne

- rendement : 12%

*Données PV-GIS*

Mois	0°	Orientation sud					Angle optimal
		15°	25°	40°	90°	Opt.	
janvier	2	3	3	4	4	4	63°
février	5	6	7	7	7	7	59°
mars	8	9	10	10	8	10	44°
avril	13	14	14	14	9	14	32°
mai	17	18	18	17	10	17	20°
juin	17	17	17	16	9	16	13°
juillet	18	19	19	18	10	18	17°
août	15	16	17	16	10	17	28°
septembre	10	11	12	12	9	12	42°
octobre	6	8	8	9	8	9	55°
novembre	3	4	5	5	5	5	63°
décembre	2	2	3	3	3	3	64°
Total	117	127	131	132	91	132	42°
% prod. Opt.	0,89	0,96	0,99	1,00	0,69	1,00	

Production totale

=

Rayonnement solaire global

x

Rendement PV

x

Nombre de jours

## Energie solaire en RBC - Production totale monocr

Production totale monocristallin [kWh/m<sup>2</sup>] , ciel clair - rendement : 15%

Données IRM

Mois	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
		30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
janvier	6	6	6	5	11	13	13	13	17	17	11	13	13	6	6	5
février	10	10	10	8	15	17	15	17	21	19	15	17	15	10	10	8
mars	18	18	17	14	24	25	21	26	29	24	24	25	21	18	17	14
avril	26	25	22	18	29	28	22	31	30	22	29	28	22	25	22	18
mai	32	31	27	21	34	31	23	35	31	21	34	31	23	31	27	21
juin	34	32	28	22	34	30	21	35	29	19	34	30	21	32	28	22
juillet	34	32	28	22	35	31	22	35	30	20	35	31	22	32	28	22
août	29	27	24	19	32	30	23	33	31	22	32	30	23	27	24	19
septembre	21	20	18	15	26	26	21	28	29	23	26	26	21	20	18	15
octobre	14	13	13	10	19	21	18	22	25	23	19	21	18	13	13	10
novembre	7	7	7	6	12	14	13	14	18	18	12	14	13	7	7	6
décembre	5	5	5	5	9	12	11	11	15	15	9	12	11	5	5	5
Total	235	227	205	164	280	276	222	302	305	243	280	276	222	227	205	164
% prod. Opt.	0,78	0,75	0,68	0,54	0,93	0,92	0,74	1,00	1,01	0,80	0,93	0,92	0,74	0,75	0,68	0,54

Production totale monocristallin [kWh/m<sup>2</sup>] , insol° moyenne - rendement : 15%

Données IRM

Mois	0°	Est			Sud-est			Sud			Sud-ouest			Ouest		
		30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°	30°	60°	90°
janvier	3	3	3	2	4	4	4	5	5	5	4	4	4	3	3	2
février	5	5	5	4	7	7	6	7	8	7	7	7	6	5	5	4
mars	11	10	9	7	13	12	10	14	14	11	13	12	10	10	9	7
avril	16	15	13	10	17	15	12	18	17	13	17	15	12	15	13	10
mai	21	20	17	13	21	19	14	22	19	13	21	19	14	20	17	13
juin	22	21	18	13	22	19	13	22	19	12	22	19	13	21	18	13
juillet	21	20	17	13	21	18	13	22	18	12	21	18	13	20	17	13
août	18	17	15	12	20	18	13	20	18	13	20	18	13	17	15	12
septembre	13	13	11	9	15	14	11	16	16	13	15	14	11	13	11	9
octobre	8	8	7	5	10	10	9	11	12	10	10	10	9	8	7	5
novembre	4	4	3	3	5	5	5	6	6	6	5	5	5	4	3	3
décembre	2	2	2	2	3	4	3	4	4	4	3	4	3	2	2	2
Total	145	137	119	92	158	145	113	166	157	120	158	145	113	137	119	92
% prod. Opt.	0,87	0,83	0,72	0,55	0,95	0,87	0,68	1,00	0,94	0,72	0,95	0,87	0,68	0,83	0,72	0,55

Production totale monocristallin [kWh/m<sup>2</sup>] , insol° moyenne - rendement : 15%

Mois	0°	Orientation sud					Angle optimal
		15°	25°	40°	90°	Opt.	
janvier	3	4	4	5	5	5	63°
février	6	7	8	9	8	9	59°
mars	10	11	12	13	10	12	44°
avril	16	17	18	18	12	18	32°
mai	21	22	22	21	12	22	20°
juin	21	22	21	20	11	21	13°
juillet	23	24	23	22	12	23	17°
août	19	21	21	21	13	21	28°
septembre	13	14	15	15	11	15	42°
octobre	8	10	10	11	10	11	55°
novembre	4	5	6	6	6	6	63°
décembre	2	3	3	4	4	4	64°
Total	146	159	164	165	114	165	42°
% prod. Opt.	0,89	0,96	0,99	1,00	0,69	1,00	

Données PV-GIS

Production totale

=

Rayonnement solaire global

x

Rendement PV

x

Nombre de jours

## Energie solaire en RBC - Exemples types

Exemple 1 : Toit solaire de 1 kWc (coûts / revenus en €)	Cas défavorable	Cas favorable
Coût fixe total (TTC) : matériel, installation, raccordement	11000	11000
Subvention fédérale (crédit d'impôt, ...)	1200	1200
Prime(s) régionale(s)	0	1200
Prime(s) communale(s)	0	650
Autres subventions	0	0
Total des subventions	1200	3050
Coût final	9800	7950
<i>Production annuelle en kWh</i>	<i>1150</i>	<i>1470</i>
<i>Nombre annuel de certificats verts accordés le cas échéant</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<i>Revenu annuel de la vente des CV (avec 90 € par CV)</i>	<i>90</i>	<i>0</i>
<i>Prix de vente du kWh</i>	<i>0,17</i>	<i>0,17</i>
<i>Aide extra-tarifaire par kWh</i>	<i>0,00</i>	<i>0,15</i>
Revenu brut annuel	286	470
Frais annuels : contrôle, entretien, remplacement, ...	50	50
Intérêts d'emprunt annuels	59	48
Revenu net annuel	177	373
Temps de retour brut	55	21

Exemple 2 : Toiture-terrace de 10 kWc (coûts / revenus en €)	Cas défavorable	Cas favorable
Coût fixe total (TTC) : matériel, installation, raccordement	90000	80000
Subvention fédérale (crédit d'impôt, ...)	8000	12000
Prime(s) régionale(s)	0	5000
Prime(s) communale(s)	0	2000
Autres subventions	0	500
Total des subventions	8000	19500
Coût final	82000	60500
<i>Production annuelle en kWh</i>	<i>12285</i>	<i>15620</i>
<i>Nombre annuel de certificats verts accordés le cas échéant</i>	<i>12</i>	<i>16</i>
<i>Revenu annuel de la vente des CV (avec 90 € par CV)</i>	<i>1080</i>	<i>0</i>
<i>Prix de vente du kWh</i>	<i>0,17</i>	<i>0,17</i>
<i>Aide extra-tarifaire par kWh</i>	<i>0,00</i>	<i>0,15</i>
Revenu brut annuel	3168	4998
Frais annuels : contrôle, entretien, remplacement, ...	200	200
Intérêts d'emprunt annuels	492	363
Revenu net annuel	2476	4435
Temps de retour brut	33	14

Exemple 3 : Façade de 10 kWc (coûts / revenus en €)	Cas défavorable	Cas favorable
Coût fixe total (TTC) : matériel, installation, raccordement	90000	80000
Subvention fédérale (crédit d'impôt, ...)	8000	12000
Prime(s) régionale(s)	0	5000
Prime(s) communale(s)	0	2000
Autres subventions	0	500
Total des subventions	8000	19500
Coût final	82000	60500
<i>Production annuelle en kWh</i>	<i>8736</i>	<i>11160</i>
<i>Nombre annuel de certificats verts accordés le cas échéant</i>	<i>9</i>	<i>17</i>
<i>Revenu annuel de la vente des CV (avec 90 € par CV)</i>	<i>810</i>	<i>0</i>
<i>Prix de vente du kWh</i>	<i>0,17</i>	<i>0,17</i>
<i>Aide extra-tarifaire par kWh</i>	<i>0,00</i>	<i>0,15</i>
Revenu brut annuel	2295	3571
Frais annuels : contrôle, entretien, remplacement, ...	200	200
Intérêts d'emprunt annuels	492	363
Revenu net annuel	1603	3008
Temps de retour brut	51	20

## Energie solaire en RBC - Exemples types résumé

Exemple 1 : Toit solaire de 1 kWc	Cas défavorable	Cas favorable
Coût fixe total (TTC) : matériel, installation, raccordement [€]	11000	11000
Coût final (avec subventions) [€]	9800	7950
Production annuelle [kWh]	1150	1470
Revenu net annuel [€]	177	373
Temps de retour brut [an]	55	21

Exemple 2 : Toiture-terrasse de 10 kWc	Cas défavorable	Cas favorable
Coût fixe total (TTC) : matériel, installation, raccordement [€]	90000	80000
Coût final (avec subventions) [€]	82000	60500
Production annuelle [kWh]	12285	15620
Revenu net annuel [€]	2476	4435
Temps de retour brut [an]	33	14

Exemple 3 : Façade de 10 kWc	Cas défavorable	Cas favorable
Coût fixe total (TTC) : matériel, installation, raccordement [€]	90000	80000
Coût final (avec subventions) [€]	82000	60500
Production annuelle [kWh]	8736	11160
Revenu net annuel [€]	1603	3008
Temps de retour brut [an]	51	20

# Liste de professionnels actifs dans le photovoltaïque

(réalisée par l'APERe)

Organismes	Matériel / Services	Tel	Internet
Ateliers de la rue Voot asbl	documentation information	02 762 48 93	e-mail : solaire.voot@easynet.be
BEKAERT ECD Solar Systems Europe nv	modules couches minces en panneaux, à intégrer en toitures, flexibles (Unisolar) régulateurs onduleurs/convertisseurs batteries et appareils	09 338 59 25	e-mail : infosolar@bekaert.com
BON... JOUR, SOURIRE asbl	sensibilisation animation	085 411 203	e-mail : g.barp@euronet.be
CB Systems	installateur	067 790 340	e-mail : cbsystems@skynet.be
DROBEN sprl	modules polycrist. (Photowatt) régulateurs (Solara, MorningStar) onduleurs/convertisseurs (SMA) batteries et accessoires	0474 477 830	e-mail : droben@droben.com web : www.droben.com
ECO-ENERGY	modules monocrist. (Helios technology) modules polycrist. (Total Energie) régulateurs onduleurs/convertisseurs batteries et appareils 12 et 24 V.	065 766 100	e-mail : ecoenergy@skynet.be
ENERGY SAVING SYSTEM sprl	modules monocrist. (Eurosolare) onduleurs (LMW) batteries et accessoires appareils 12 et 24 V.	04 360 91 66 04 382 29 87	
ETERNIT sa	Ardoises Arizona silicium polycrist. (Soltech)	015 717 352	e-mail : marc.lootens@etemit.be
HALFEN-FIMEDA nv	systèmes de fixation pour capteurs structures portantes	03 658 07 20	
INELTRA Systems nv	modules monocrist. (BP) modules polycrist. (Solarworld) régulateurs (Solarworld, Phocos) onduleurs (SMA, Victron energy) Batteries	089 382 070	e-mail : jordi.bieghe@ineltrasys.com web : www.ineltrasys.com

Organismes	Matériel / Services	Tel	Internet
IZEN nv	systèmes à raccorder au réseau	014 558 319	e-mail : info@izen.be web : www.izen.be
KRAUTLI nv	installateur	02 481 72 51	
LAFARGE Braas roof products	Ardoises de silicium polycrist	053 729 672	e-mail : info@lafarge.be
LENOIR INVEST nv	modules monocrist. (Shell Solar Energy) modules polycrist. (Shell Solar Energy, Renewable Energy Systems) régulateurs (Steca) onduleurs/convertisseurs (SMA, Würth, Mastervolt) Batteries et accessoires	050 715 101	e-mail : info@lenoir-solar.be web : www.lenoir-solar.be/v1.2/default.html
PONCELET	modules monocrist. (Siemens solar, Isofoton) modules polycrist. onduleurs/convertisseurs (Mastervolt) Batteries et accessoires	02 215 29 47	e-mail : ponsoletroger@compuserve.com
RIES	installateur	071 589 841	
ROTO FRANK	modules polycrist. Onduleur accessoires	067 894 130	e-mail : info@roto.be web : www.roto.be/elem/fr/wdf/indxsol.htm
SANI-CV-IMPORT	modules monocrist. (Isofoton) onduleurs/convertisseurs (SMA)	09 384 91 76	e-mail : sanicvimport@skynet.be web : www.sanisolar.be
SCHÜCO International		087 590 610	e-mail : schueco_belgium@schueco.com web : www.schueco.com
SOLAR SHOP		03 226 45 98	e-mail : solarshop@tiscali.be
SOLAR TECHNICS / ATV bvba	modules monocrist. (Astro-Solar, BP Solar) modules polycrist. (Solarex) modules amorphes (Uni-Solar) régulateurs onduleurs (Trace, SMA) batteries et appareils 12 et 24 V.	051 202 052	e-mail : solar.technics@yucm.be web : www.solar-technics.be

Organismes	Matériel / Services	Tel	Internet
SOLTECH nv	modules polycrist. (Soltech, Photovoltaech) modules semi-transparents (Soltech) Régulateurs (Steca) onduleurs (ASP, SMA) batteries et accessoires	016 808 900	e-mail : <a href="mailto:stephane.dewallef@soltech.be">stephane.dewallef@soltech.be</a> web : <a href="http://www.soltech.be">www.soltech.be</a>
SUNQUEST Solar sa	modules monocrist. (Siemens, Sunquest) régulateurs onduleurs (Trace, SMA) batteries et appareils 12 et 24 V.	010 819 160	e-mail : <a href="mailto:info@sunquest-solar.com">info@sunquest-solar.com</a> web : <a href="http://www.sunquest-solar.com">www.sunquest-solar.com</a>
VAN LAERE	modules monocrist. (BP Solar) modules polycrist. (Solara) régulateurs onduleurs (SMA) batteries et appareils 12 et 24 V	03 233 14 86	e-mail : <a href="mailto:r.van.laere@skynet.be">r.van.laere@skynet.be</a> web : <a href="http://www.rvanlaere.com">www.rvanlaere.com</a>
VISSMAN	systèmes à raccorder au réseau	02 712 06 66	e-mail : <a href="mailto:info-be@viessmann.com">info-be@viessmann.com</a> web : <a href="http://www.viessmann.be">www.viessmann.be</a>
	<p>La Région wallonne ne peut garantir la qualité des matériels et services présentés sur ce document, ceux-ci n'ayant été soumis à aucun cahier de charges ou contrôle agréés par elle.</p> <p>Cette liste est mise à jour régulièrement. Si vous souhaitez y voir figurer vos activités ou faire modifier certaines données, merci de prendre contact à l'adresse suivante : <a href="mailto:diffuser@opere.org">diffuser@opere.org</a></p>		