

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
DÉPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique



Effectué au sein de l'entreprise :

Colas Rail Algérie

Mémoire de projet de fin d'études

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Electrotechnique

Etude d'intégration de capteurs photovoltaïques pour
l'alimentation d'une station de métro

présenté par :

Nassila OUSSEDIK

Présenté et soutenu publiquement le *11 Juillet 2021* devant le jury composé de :

Président	T. Zebbadji	Professeur	ENP
Co-encadrant	R. GANAHA	Resp. Energie	Colas Rail Algérie
Co-encadrant	R. Tahmi	Professeur	ENP
Examineur	K. Boughrara	Professeur	ENP
Invité	Y. Taridec	Directeur	Colas Rail Algérie

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
DÉPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique



Effectué au sein de l'entreprise :

Colas Rail Algérie

Mémoire de projet de fin d'études

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Electrotechnique

Etude d'intégration de capteurs photovoltaïques pour
l'alimentation d'une station de métro

présenté par :

Nassila OUSSEDIK

Présenté et soutenu publiquement le *11 Juillet 2021* devant le jury composé de :

Président	T. Zebbadji	Professeur	ENP
Co-encadrant	R. GANAHA	Resp. Energie	Colas Rail Algérie
Co-encadrant	R. Tahmi	Professeur	ENP
Examineur	K. Boughrara	Professeur	ENP
Invité	Y. Taridec	Directeur	Colas Rail Algérie

ملخص :

في هذا العمل ، تم إجراء دراسة تكاملية لنوعين مختلفين من المجمعات الكهروضوئية ، التقليدية و بواسطة ألواح واتواي ، لتزويد الأنظمة المساعدة لمحطتي مترو مختلفتين: محطة مترو الورشات ومحطة مترو ساحة الشهداء.

لكل نوع من أنواع المجمعات الشمسية ، قدمت الشركة مواصفات مختلفة. بالنسبة للألواح التقليدية ، كان الأمر يتعلق بإنتاج أقصى قدر من الطاقة من السطح المفيد للسقف ، بينما بالنسبة لألواح واتواي، تم تعيين الحد الأدنى من الألواح بواسطة شركة واتواي لدراسة النموذج الأولي.

ركزت الدراسة الفنية والمالية التي تم إجراؤها على تصميم السلسلة الكهروضوئية وحجمها ودراسة تكلفتها.

الكلمات الدالة : الألواح الكهروضوئية ، محطة المترو ، بلاط واتواي الكهروضوئي ، الدراسة التقنية والمالية.

Abstract :

In this work, the integration study of two different types of photovoltaic collectors, conventional and Wattway by Colas slabs, was carried out to supply the auxiliary systems of two different metro stations: the Ateliers metro station (SAT) and Place des Martyrs metro station (SPM).

For each type of solar collectors, different specifications were provided by the company. For conventional panels, it was a matter of producing a maximum of power from the roof's surface, while for Wattway slabs, a minimum number of slabs was set by the company Wattway to study the prototype.

The technical-financial study carried out focused on the design of the photovoltaic chain, its sizing as well as its cost study.

Key word : Photovoltaic panels, metro station, Wattway photovoltaic tiles, technical-financial study.

Résumé :

Dans ce travail, l'étude d'intégration de deux différents types de capteurs photovoltaïques, classiques et dalles Wattway by Colas, a été réalisée pour l'alimentation de systèmes auxiliaires de deux stations de métro différentes : la Station de métro des Ateliers (SAT) et la Station de métro de Place des Martyrs (SPM).

Pour chaque type de capteurs solaires, un cahier des charges différent a été fourni par l'entreprise. Pour les panneaux classiques, il a été question de produire un maximum de puissance à partir de la surface utile de la toiture, tandis que pour les dalles Wattway, un nombre minimal de dalles a été fixé par l'entreprise Wattway pour étudier le prototype.

L'étude technico-financière réalisée a porté sur la conception de la chaîne photovoltaïque, son dimensionnement ainsi que son étude de coût.

Mots clés : Panneaux photovoltaïques, station de métro, dalles photovoltaïques Wattway, étude technico-financière.

Remerciements

Ce travail a été effectué sous la supervision de :

Monsieur Ridha GANAHA, responsable du lot Energie au sein de Colas Rail Algérie, et de Monsieur Redouane TAHMI, professeur au sein du département électrotechnique de l'Ecole Nationale Polytechnique.

Ces derniers ont suivi de près l'avancement de ce travail et je tiens à les remercier pour leur encadrement technique, leurs orientations pédagogiques et l'expérience humaine que j'ai pu acquérir sous leur aile.

Je tiens également à remercier Madame Aziza ACHOUR, Monsieur Yves TARIDEC, Monsieur Nassim HAMMOUDI, Monsieur Ilyes AYAD, ainsi que l'ensemble des équipes de Colas Rail Algérie pour leur contribution à plusieurs parties de ce travail, et pour leur chaleureux accueil au sein de l'entreprise.

Je remercie vivement mes parents, ma soeur et mon frère qui m'ont toujours soutenue et encouragée dans tout ce que j'ai pu entreprendre.

Enfin, j'adresse mes remerciements à toute personne ayant contribué de près ou de loin à l'accomplissement de ce travail.

Sommaire

Résumé

Remerciements

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des abbréviations

Introduction Générale **10**

1 Définitions générales **10**

1 L'effet photovoltaïque 10

2 Technologies des cellules photovoltaïques 10

2.1 Les cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin . 10

2.2 Les cellules photovoltaïques à couches minces 11

2.3 Les cellules photovoltaïques de troisième génération . . . 11

3 Paramètres électriques caractéristiques des cellules photovoltaïques 12

3.1 Courant de court-circuit I_{SC} 13

3.2 Tension en circuit ouvert V_{CO} 13

3.3 Point de puissance maximale MPP 13

3.4 Facteur de remplissage FF 14

3.5 Rendement η 14

4 Modules PV 14

4.1 Associations des modules PV 15

4.2 Protection des modules PV 16

5 Installations PV 18

5.1 Les installations PV autonomes 18

5.2 Les installations PV connectées au réseau électrique . . . 20

6 Conclusion 21

2 Dalles photovoltaïques Wattway by Colas **22**

1 Présentation des dalles photovoltaïques Wattway 22

2 Mode d'installation 25

3 Fonctionnement d'une installation de dalles Wattway 28

4 Avantages et inconvénients 29

5 Comparatif entre panneaux PV classiques et dalles PV Wattway 29

6 Conclusion 30

3 Intégration d'un champ PV à un bâtiment **31**

1 Procédure d'intégration d'un GPV à un bâtiment 31

2 Analyse du site d'installation 33

2.1 Les données météorologiques du site : 33

2.2	L'estimation du potentiel de production PV :	33
3	Dimensionnement du GPV	33
3.1	Choix des panneaux PV	33
3.2	Dimensionnement en fonction de la surface	35
4	Choix des composants	35
4.1	Choix de l'onduleur	35
4.2	Support de fixation	36
5	Analyse et choix des charges à alimenter	36
6	Conclusion	37
4	Etude de cas : intégration d'un champ PV à des stations de	
	métro	38
1	Cahier des charges	38
1.1	Présentation de SAT	39
1.2	Présentation de SPM	41
2	Panneaux photovoltaïques à SPM et SAT	42
2.1	Analyse des sites	42
2.2	Dimensionnement du GPV	42
2.3	Choix de l'onduleur	47
2.4	Analyse et choix des charges	50
3	Dalles Wattway à SPM et à SAT	54
3.1	Nombre de dalles à installer	54
3.2	Choix de l'emplacement des dalles	55
3.3	Choix de l'emplacement des armoires électriques	55
3.4	Choix des charges à alimenter	55
4	Conclusion	57
	Conclusion Générale	59
	Références	60
	Annexes	61
1	Vue Google Earth de SAT	61
2	Plans de la toiture de SAT	62
3	Plan de l'Accès Nord de SPM	63
4	Plan de l'Accès Sud de SPM	64
5	Vue Google Earth de l'Accès Sud de SPM	65
6	Dimensionnement du GPV à SAT et SPM	65
7	Fiche technique des panneaux SUNPOWER SPR-MAX3-400	67
8	Fiche technique des onduleurs Huawei	67
9	Fiche technique des onduleurs Fronius	69

Liste des tableaux

1.1	Applications PV autonomes et leur consommation énergétique [8]	18
2.1	Avantages et inconvénients des dalles PV Wattway	29
2.2	Tableau comparatif entre panneaux PV et dalles Wattway	29
3.1	Tableau des tensions en fonction des puissances des champs PV	35
3.2	Tableau de l'inclinaison en fonction de la latitude du lieu	36
4.1	Tableau d'analyse des sites d'installations de SAT et SPM	42
4.2	Application numérique du dimensionnement pour les panneaux Sunpower SPR-MAX3-400 à SAT	45
4.3	Application numérique du dimensionnement pour les panneaux Sunpower SPR-MAX3-400 à SPM	45
4.4	Tableau récapitulatif du choix de panneaux PV pour chaque site	46
4.5	Tableau des heures d'ensoleillement journalier équivalentes en fonction des mois de l'année	46
4.6	Calcul de l'énergie annuelle produite par site	47
4.7	Tableau des onduleurs présélectionnés pour chaque station	47
4.8	Tableau récapitulatif du choix d'onduleurs pour chaque site	50
4.9	Récapitulatif des choix des charges pour SAT et SPM	53
4.10	Récapitulatif des champs Wattway de SAT et SPM	54
4.11	Récapitulatif des choix des charges en Wattway pour SAT et SPM	57

Liste des figures

1.1	Modèle d'une cellule solaire et caractéristique courant-tension [5]	12
1.2	Association en série de 3 cellules PV avec $V_{CO} = 0.6V$ [7]	15
1.3	Association en parallèle de 3 cellules PV avec $V_{CO} = 0.6V$ [7]	16
1.4	Caractéristiques des associations série et parallèle [8]	16
1.5	Générateur PV muni de protections série et parallèle	17
1.6	Schéma de principe du couplage direct	19
1.7	Schéma de principe d'une installation PV raccordée au réseau électrique	21
2.1	Vue éclatée d'une dalle photovoltaïque Wattway	23
2.2	Schéma de principe d'une installation de dalles Wattway avec parc de batteries	28
3.1	Procédure d'intégration d'un GPV à un bâtiment	32
3.2	Représentation du nombre d'heures d'ensoleillement équivalentes	34
4.1	Choix d'onduleurs pour SAT	49
4.2	Choix d'onduleurs pour SPM	49
4.3	Bilan de puissance du TGS-1 de SAT	51
4.4	Bilan de puissance du TGS-1 de SPM	52
4.5	Bilan de puissance du tableau secondaire délestable à SAT	56
4.6	Bilan de puissance du tableau secondaire délestable à SPM	56

Liste des abbréviations

Abbréviation	Signification
PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur photovoltaïque
MPP	Point de puissance maximale
AC	Courant alternatif
DC	Courant continu
STC	Conditions Standard de Test
SPM	Station Place des Martyrs
SAT	Station des Ateliers
UPS	Alimentation Sans Interruption
PEF	Poste Eclairage Force
BT	Basse Tension
TGBT	Tableau Général Basse Tension
JDB	Jeu De Barres
CVAC	Chauffage Ventilation Aération et Climatisation
TGS	Tableau Général Secouru

Introduction Générale

La menace potentielle du changement climatique mondial, l'augmentation de la demande énergétique des pays en développement et la diminution inévitable des ressources en combustibles fossiles a fait de l'approvisionnement énergétique durable un enjeu planétaire devant être abordé par l'ensemble des secteurs industriels. Par ailleurs, les bâtiments continuent de peser lourdement dans le bilan énergétique mondial. Typiquement, ils représentaient, en environ 20 à 30% du total des besoins énergétiques des pays industrialisés [1], avec une prépondérance des bâtiments tertiaires.

La prise de conscience croissante des conséquences écologiques de la consommation en énergie a poussé à l'intégration de sources d'énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial. L'une des énergies renouvelables les plus prometteuses est l'énergie photovoltaïque. En effet, c'est un moyen de production d'énergie qui permet d'exploiter le rayonnement solaire sans souci de transport d'énergie, d'approvisionnement continu en matière première, d'entretien, ou d'impact environnemental préjudiciable puisque les matériaux semi-conducteurs, principalement utilisés pour la production de panneaux photovoltaïques, sont fabriqués à partir de la silice, le deuxième élément le plus répandu dans la nature après l'oxygène [2] [3].

C'est donc dans cette optique que plusieurs travaux portant sur l'intégration de capteurs photovoltaïques pour l'alimentation de bâtiments ont été réalisés ces dernières années, avec des seuils de rentabilité fortement variables en fonction des données relatives aux sites d'installation et aux différents composants de la chaîne PV sélectionnés.

Dans ce travail, nous réaliserons une étude technico-financière d'intégration de capteurs photovoltaïques classiques et Wattway pour l'alimentation de systèmes auxiliaires de deux stations de métro, avec pour objectif d'évaluer la rentabilité de réalisation des différents projets.

Chapitre 1

Définitions générales

1 L'effet photovoltaïque

L'énergie PV est produite à partir d'une conversion de l'énergie des photons contenus dans le rayonnement solaire en énergie électrique, à travers l'effet photovoltaïque appliqué à des capteurs solaires. Ces capteurs PV sont en fait des semi-conducteurs dopés, entraînant la création d'une jonction PN (positif - négatif) accompagnée d'un champ électrique intrinsèque au matériau.

Lorsqu'un rayon incident frappe la zone de transition d'une cellule photovoltaïque, composée de semi-conducteurs dopés, le photon transmet son énergie au semi-conducteur où une paire électron-trou est séparée en arrachant un électron à la couche de valence du matériau. Sous l'influence du champ électrique intrinsèque, l'électron aura tendance à se mouvoir vers le côté N tandis que le trou se déplacera vers le côté P [4].

A l'aide d'électrodes placées de part et d'autre de la jonction PN, on mesure une tension qui avoisine les 0.5V, et un courant pouvant varier de 0 à 10A, selon le rayonnement solaire et la surface de la cellule solaire [5].

2 Technologies des cellules photovoltaïques

Il existe différentes technologies de cellules PV, avec des maturités technologiques fortement variables d'un type à un autre. Dans cette section, nous nous intéresserons principalement aux caractéristiques de trois types de cellules PV :

- les cellules à base de Silicium ;
- les cellules à couches minces ;
- les cellules de troisième génération.

2.1 Les cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin

La silice est le deuxième élément naturel le plus abondant après l'oxygène [2] [3], ce qui offre un avantage considérable aux cellules PV à base de silicium vu qu'elles sont produites à partir d'une ressource naturelle considérée comme intarissable.

Ce type de cellules est le plus commercialisé, avec 80 à 90% des parts de marché [6]. En termes de rendement, des prototypes de recherche ont permis d'atteindre 25.6% [6]. Deux principaux types de cellules PV à base de silicium cristallin ont atteint la maturité technologique nécessaire à leur industrialisation : *les cellules au silicium monocristallin* et *les cellules au silicium polycristallin*.

Les cellules photovoltaïques monocristallines

Les barreaux de silicium monocristallin sont produits en utilisant le procédé Czochralski où du silicium brut est fondu dans un creuset à une température avoisinant les 1450° [5]. Un retrait et refroidissement maîtrisés permettent d'obtenir un monocristal.

Le rendement des cellules monocristallines est d'environ 25% en laboratoire, et de 15 à 19% en industrie [3].

Les cellules photovoltaïques polycristallines

Le silicium polycristallin est produit en amenant du silicium brut à son point de fusion dans un creuset. Ce dernier sera ensuite refroidi par le bas, provoquant la création de cristaux qui se développeront suivant une croissance en colonne [5]. Le rendement des cellules polycristallines est de 20.4% en laboratoire, et de 12 à 16% en industrie [3].

2.2 Les cellules photovoltaïques à couches minces

Les cellules photovoltaïques à couches minces détiennent environ 10% des parts de marché [2].

Cette technologie est basée sur le dépôt d'un matériau semi-conducteur de faible épaisseur sur des substrats variés. Selon les substrats et les matériaux semi-conducteurs utilisés, il découle de cette technologie plusieurs types, comme : *les cellules au silicium amorphe*, *les cellules au Tellure de Cadmium (CdTe)*, *les cellules au diséléniure de Cuivre et Indium (CIS ou CIGS)* et *les cellules à l'arséniure de Gallium (GaAs)* [6].

Les rendements de cette technologie varient significativement, en fonction des types de cellules, de 13.6% pour le silicium amorphe à 28.8% pour les GaAs [6].

2.3 Les cellules photovoltaïques de troisième génération

Les cellules PV de troisième génération sont produites à base de macromolécules et de nanoparticules dont les procédés de fabrication sont généralement moins énergivores et moins coûteux [3]. Cette filière se divise en trois types principaux : *les cellules organiques*, *les cellules à base de colorants* et *les cellules à multijonctions*. [3].

Les cellules organiques et à base de colorants ont connu le taux de croissance le plus important de ces dernières années. En effet, le rendement des cellules organiques est passé de 2.5% au début du 21^{ème} siècle [2], à environ 13% selon

les dernières études à ce jour [6].

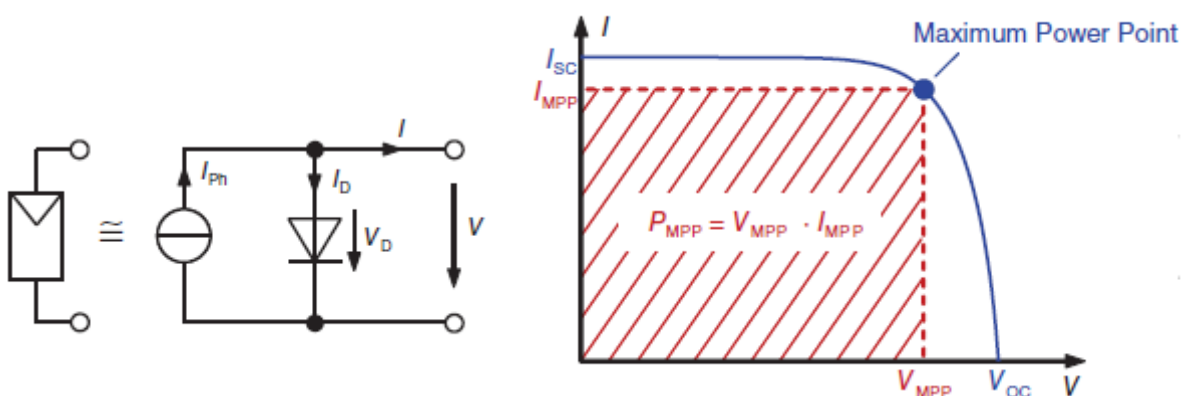
Quant aux cellules à multijonctions, celles-ci sont très performantes, atteignant des rendements allant jusqu'à 40% en conditions de laboratoire [3]. Toutefois, leur prix dissuasif limite leur champ d'application car c'est une solution peu rentable pour la commercialisation.

3 Paramètres électriques caractéristiques des cellules photovoltaïques

Le modèle simplifié d'une cellule solaire PV se rapporte à celui d'une photodiode avec source de courant, comme montré dans la figure 1.1a. La caractéristique courant-tension de la cellule est également représentée dans la figure 1.1b, et elle suit l'allure de la caractéristique d'une photodiode dans le quadrant où elle fonctionne en étant éclairée (tension et courant positifs).

Afin d'obtenir des données fiables pour constituer la courbe caractéristique, il est nécessaire d'effectuer des tests sur la cellule dans les conditions STC, en anglais **Standard Test Conditions**, à savoir [7] :

- le niveau d'éclairement de la cellule à tester est de $1000\text{W}/\text{m}^2$;
- la température des cellules doit être maintenue constante à 25degC ;
- le coefficient Air Masse doit être de 1.5.



(a) Modèle simplifié d'une cellule solaire (b) Caractéristique courant-tension

FIGURE 1.1 – Modèle d'une cellule solaire et caractéristique courant-tension [5]

En appliquant les lois de Kirchhoff au circuit de la figure 1.1a, on peut déduire que l'équation du courant débité par la cellule solaire en fonction de la tension à ses bornes peut s'écrire :

$$I = I_{ph} - I_D \quad (1.1)$$

où :

$$I_D = I_S(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1) \quad (1.2)$$

$$\Rightarrow I = I_{ph} - I_S(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1) \quad (1.3)$$

Où :

I_{ph} : courant débité par la source de courant.

I_D : courant débité par la photodiode.

I_S : courant de saturation de la photodiode.

m : facteur d'idéalité, ou facteur de qualité.

V : tension aux bornes de la cellule solaire.

V_T : tension thermique, fonction du coefficient de Boltzmann K , de la température T en Kelvin, et de la charge élémentaire q : $V_T = \frac{KT}{q}$

L'analyse des points importants de la caractéristique I-V (cf. figure 1.1b) permet de définir les paramètres électriques d'une cellule solaire.

On distingue donc deux grandeurs propres à des cas de fonctionnement extrême : *le courant de court-circuit* et *la tension en circuit ouvert*, deux paramètres électriques en fonctionnement normal : *le point de puissance maximale*, *le facteur de remplissage*, et un dernier déductible des grandeurs précédentes : *le rendement*.

3.1 Courant de court-circuit I_{SC}

Le courant de court-circuit est le courant débité par la cellule solaire dans le cas extrême où l'on court-circuite ses deux terminaux ($V=0$). I_{SC} est donc égal au courant passant par la photodiode : $I_{SC} = I_{ph}$.

Le courant de court-circuit est donc proportionnel au rayonnement solaire [5] et il nous indique le courant maximal pouvant être débité par la cellule solaire.

3.2 Tension en circuit ouvert V_{CO}

La tension en circuit ouvert est une grandeur obtenue dans le second cas extrême où le courant s'annule, lors d'une ouverture du circuit de charge, par exemple. En résolvant l'équation 1.3 avec $I=0$, on obtient :

$$V_{CO} = m.V_T.ln\left(\frac{I_{SC}}{I_S} + 1\right) \quad (1.4)$$

Il est tout de même à noter que 1 est négligeable devant $\frac{I_{SC}}{I_S}$, ce qui nous permet d'écrire finalement :

$$V_{CO} = m.V_T.ln\left(\frac{I_{SC}}{I_S}\right) \quad (1.5)$$

De ce fait, on peut dire que la tension de circuit ouvert dépend exclusivement du logarithme du rayonnement solaire et elle nous donne un ordre de grandeur des recombinaisons qui ont lieu au niveau de la photodiode [7].

3.3 Point de puissance maximale MPP

Les performances d'une cellule solaire varient en fonction de son point de fonctionnement et des grandeurs inhérentes à ce dernier (V, I, P).

Il existe toutefois un point de puissance maximale, dit MPP (**M**aximum **P**ower **P**oint), où la puissance, i.e la surface de la caractéristique I-V, est maximale et où le fonctionnement de la cellule solaire est optimal. A ce point sont liées les grandeurs : P_{MPP} , V_{MPP} , I_{MPP} . Lorsqu'une cellule PV fonctionne au voisinage de ce point, son rendement est optimal, c'est la raison pour laquelle diverses méthodes de commandes des convertisseurs connectés aux GPV sont basés sur la recherche du MPP.

3.4 Facteur de remplissage FF

Le facteur de remplissage est un paramètre calculé à partir des grandeurs définies précédemment : c'est le ratio entre la puissance maximale et le produit du courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert, comme le montre la relation ci-dessous [5, 7]

$$FF = \frac{P_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{CO}} \quad (1.6)$$

Le facteur de remplissage nous permet de mesurer la qualité d'une cellule solaire, qui varie de 0.75 à 0.85 pour les cellules au silicium cristallin, et de 0.6 à 0.75 pour les cellules à couches minces [5]. Les variations du FF sont importantes quand on prend des matériaux différents, mais elles ne sont pas fortement altérées par le changement de la tension de circuit ouvert des cellules [7].

En supposant que la cellule solaire fonctionne comme une diode idéale, il est possible d'exprimer le facteur de remplissage en fonction de la tension de circuit ouvert, de sorte à ce que :

$$FF = \frac{1 + \ln\left(\frac{V_{CO}}{V_T} + 0.72\right)}{1 + \frac{V_{CO}}{V_T}} \quad (1.7)$$

3.5 Rendement η

Le rendement d'une cellule solaire représente le ratio entre la puissance maximale et la puissance incidente, c'est-à-dire qu'elle représente la proportion de puissance optique P_{OPT} transformée en puissance électrique opérant au point MPP. Cela équivaut à écrire les équations suivantes [5, 7]

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{OPT}} = \frac{P_{MPP}}{E \cdot A} = \frac{FF \cdot V_{CO} \cdot I_{SC}}{E \cdot A} \quad (1.8)$$

Où la puissance optique s'écrit : $P_{OPT} = E \cdot A$

Avec E : éclairement de la cellule [W/m^2]

A : surface de la cellule [m^2]

4 Modules PV

Comme mentionné page 10, une cellule PV est un générateur qui délivre une puissance très faible et une tension de l'ordre de la différence de potentiel d'une jonction PN. Ces caractéristiques sont inadéquates pour les applications domestiques ou industrielles, c'est pourquoi en pratique, on réalise des assemblages de cellules photovoltaïques, en série et/ou en parallèle afin d'augmenter la puissance de ce qu'on appellera un module PV.

Le but de la mise en série et/ou parallèle est d'adapter théoriquement la production d'énergie électrique à la consommation.

4.1 Associations des modules PV

1. **Association série :** Dans le cas où l'on associe n cellules PV identiques en série, la tension en circuit ouvert est égale à n fois la tension en circuit ouvert d'une cellule PV. Le courant, en revanche, est déterminé par la cellule qui débite le moins [7].

La figure 1.2 montre un exemple où trois cellules identiques, de tensions en circuit ouvert $V_{CO} = 0.6V$, sont connectées en série, tel que la tension en circuit ouvert de la chaîne PV est de $1.8V$, soit 3 fois $0.6V$.

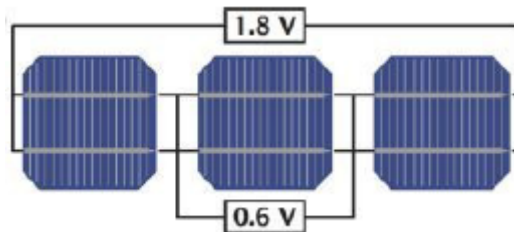


FIGURE 1.2 – Association en série de 3 cellules PV avec $V_{CO} = 0.6V$ [7]

2. **Association parallèle :** L'association parallèle est considérée comme une association duale à la précédente ; associer n cellules PV identiques en parallèle revient à multiplier par n la valeur du courant de court-circuit d'une cellule PV, tandis que la valeur de la tension en circuit ouvert reste inchangée.

La figure 1.3 montre un exemple où trois cellules identiques, de tensions en circuit ouvert $V_{CO} = 0.6V$, sont connectées en parallèle, et la tension de la chaîne est de $0.6V$.

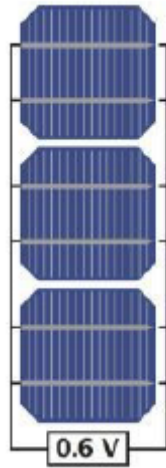
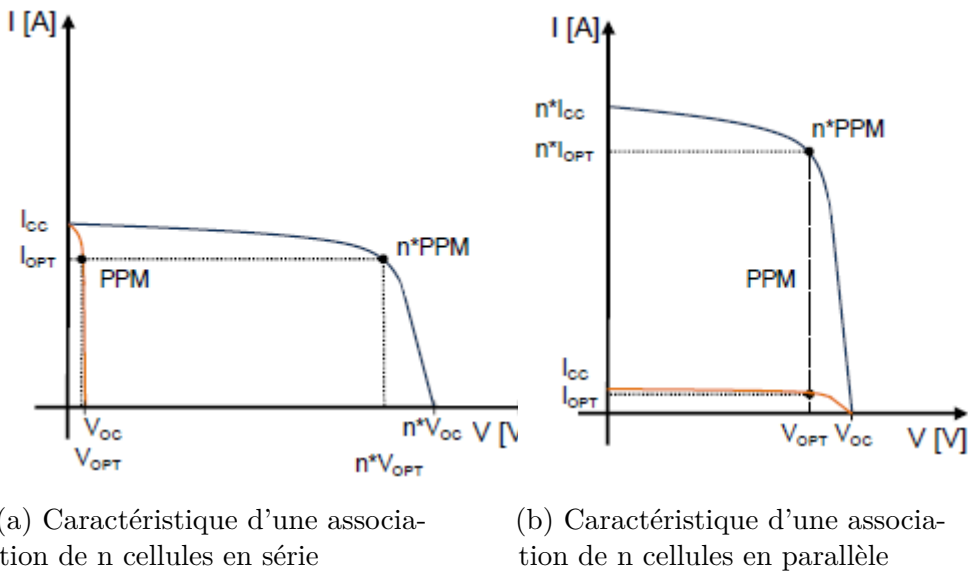


FIGURE 1.3 – Association en parallèle de 3 cellules PV avec $V_{CO} = 0.6V$ [7]



(a) Caractéristique d'une association de n cellules en série

(b) Caractéristique d'une association de n cellules en parallèle

FIGURE 1.4 – Caractéristiques des associations série et parallèle [8]

Remarque :

De la même façon, un GPV résulte de l'association en série et/ou en parallèle de modules PV. A titre d'exemple, les GPV commercialisés sont généralement le résultat d'une association en série de sous-réseaux constitués d'un nombre de cellules solaires elles-mêmes associées en série [9].

4.2 Protection des modules PV

Un module PV est constitué de plusieurs cellules solaires associées en série ou en parallèle, et de cette association peuvent résulter des courants ou des tensions inverses au niveau d'une cellule solaire, potentiellement dus à des

ombrages partiels.

Dans ce cas de figure, la chaîne de cellules ombrées est parcourue par un courant négatif. Ce régime de fonctionnement peut au mieux réduire la durée de vie de l'équipement et au pire être destructeur pour les panneaux PV. C'est la raison pour laquelle des montages de protection des modules ont été mis en œuvre, à savoir :

- **l'utilisation d'une diode anti-retour** : protection des courants négatifs lors d'une connexion en parallèle ;
- **l'utilisation d'une diode by-pass** : protection des points chauds lors d'une connexion en série.

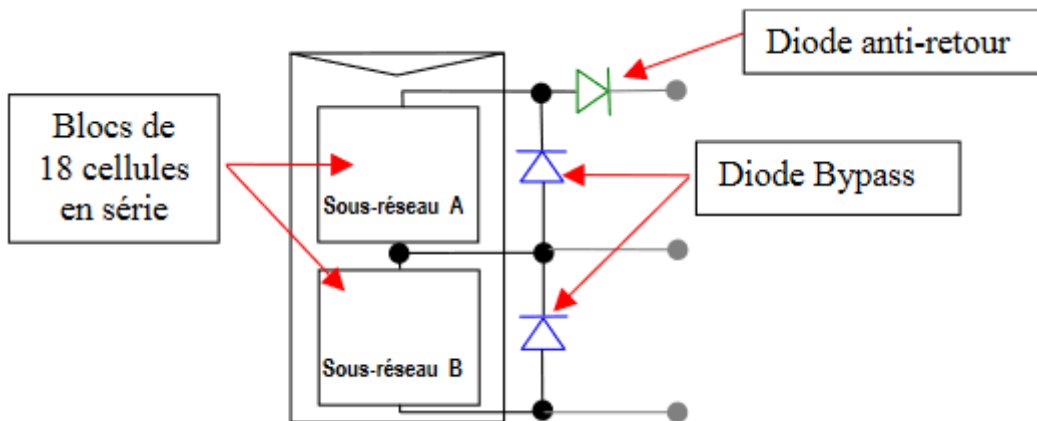


FIGURE 1.5 – Générateur PV muni de protections série et parallèle

Diode anti-retour

La diode anti-retour est une diode connectée en série entre les GPV mis en parallèle, comme le montre la figure 1.5. Son rôle est d'éviter que les chaînes de cellules éclairées ne débitent dans les modules ombrés, tout en s'assurant que la batterie ne risque pas de débiter dans les panneaux PV durant la nuit [9].

Diode by-pass

La diode by-pass est associée à des sous-réseaux de cellules PV mises en série, comme représenté sur la figure 1.5. La fonction de la diode by-pass est de pallier à la problématique de l'ombrage partiel.

La sous-irradiation d'une chaîne de cellules entraîne un changement de sens de la tension à leurs bornes. Cette chaîne désormais considérée réceptrice, dissipe alors sous forme de chaleur l'énergie débitée par les cellules éclairées, créant un échauffement local, qu'on appelle *points chauds*. Ces derniers affectent négativement les performances du GPV et risquent de mener à la dégradation définitive des cellules concernées [9].

5 Installations PV

L'exploitation de l'énergie solaire PV peut se faire en associant la source PV à la charge alimentée de plusieurs façons. On distingue deux principaux types d'installations :

- **Les installations PV autonomes** : comprenant des installations en AC¹ ou DC², avec des niveaux de puissance fortement variables en fonction des applications.
- **Les installations PV connectées au réseau** : comprenant un raccordement de l'installation de forte puissance au réseau électrique.

5.1 Les installations PV autonomes

Grâce à la démocratisation de l'énergie solaire, il est maintenant possible d'alimenter une multitude de charges à l'aide d'une source PV. Les charges en question peuvent avoir des besoins énergétiques fortement variables, allant de l'ordre du μW au MW, comme le montre le tableau 1.1.

Puissance	Energie	Applications	Exemples
μW	mWh	Circuits intégrés dont la consommation d'énergie est minimale	Calculatrices, montres solaires etc.
mW	Wh	Installations dont l'utilisation est périodique ou dont la demande en énergie est très faible	Distributeurs automatiques, systèmes d'alarmes etc.
W - kW	Wh - kWh	Appareils de communication et installations dont la demande d'énergie est moyenne	Bâtiments (ménages, tertiaire), bornes de recharge, appareils pour TV/radio etc.
MW - GW	MWh - GWh	Centrales électriques isolées avec installations et équipements	Stations de distribution du réseau électrique, bases militaires autonomes, centrales fonctionnant en îlots etc.

TABLE 1.1 – Applications PV autonomes et leur consommation énergétique [8]

Par ailleurs, en fonction de plusieurs paramètres technologiques et économiques qui seront détaillés plus bas, deux configurations de couplage source-charge sont envisageables : *la connexion directe* et *la connexion à travers un étage d'adaptation DC/DC*. Pour ces deux cas, et en fonction du profil de fonctionnement de la charge à alimenter, il est possible d'inclure un système de stockage de l'énergie par batterie, par exemple, pour l'utilisation différée de l'énergie produite par les panneaux PV.

1. en courant alternatif : distributeurs automatiques, systèmes d'incendie, maisons, pompe à chaleur, stations de distribution du réseau électrique etc.

2. en courant continu : montres solaires, bornes de recharge, éclairage

Installation PV autonome en courant continu

Dans le cas d'une application à courant continu, il est possible de connecter la charge directement au GPV à travers une diode anti-retour qui évitera que la charge ne débite dans les panneaux PV. Le fonctionnement est dit "fonctionnement au fil du soleil" [10] et son montage est représenté sur la figure 1.6 [10].

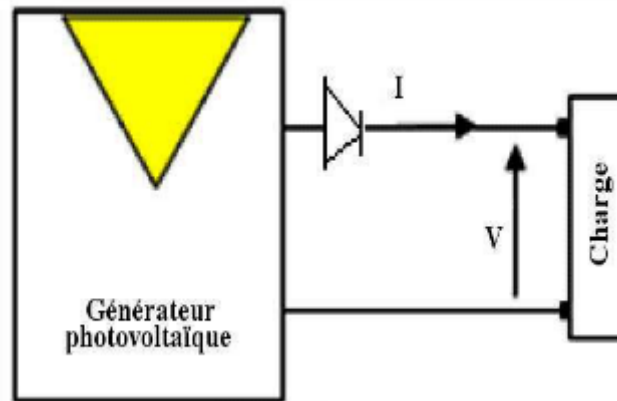


FIGURE 1.6 – Schéma de principe du couplage direct

Pour ce type de configuration, le point de fonctionnement est défini en fonction de plusieurs paramètres [10] :

- **la charge** : le point de fonctionnement est l'intersection entre les caractéristiques I-V du GPV et de la charge, il dépend donc fortement de la caractéristique propre à la charge alimentée ;
- **les conditions de fonctionnement** : les caractéristiques du GPV varient avec les variations des conditions météorologiques (température, éclairage) ;
- **les associations série/parallèle des modules du GPV** : car celles-ci agissent sur les grandeurs de sortie du GPV vers la charge, puisqu'il n'y a pas d'étage d'adaptation.

On en conclut que cette configuration offre l'avantage de ne nécessiter aucun composant d'électronique de puissance, simplifiant ainsi sa mise en œuvre et minimisant son coût. Néanmoins, il n'est pas possible de régler la puissance que débite le GPV, qui fonctionne à un point de fonctionnement non-optimal. Cette installation est alors sujette à des pertes de production en dépit du dimensionnement plus ou moins adapté du GPV par rapport à la charge.

Il est clair que l'optimalité de ce couplage est discutable, c'est pourquoi il est plus commun d'intégrer un étage d'adaptation de tension, appelé régulateur de charge, dont le rôle est de constamment s'assurer que [9, 10] :

- le GPV fonctionne au MPP pour maximiser son rendement et minimiser le prix du kWh ;
- les panneaux sont protégés des points chauds et retours de courants ;

- le niveau de tension d'entrée de la charge lui permet de fonctionner dans des conditions où ses performances sont satisfaisantes. Il conviendra donc d'utiliser un hacheur (Buck, Boost, Buck/Boost, Flyback ou Cuk) adapté aux niveaux de tension d'entrée et de sortie et des contraintes d'isolation inhérentes à l'installation.

Installation PV autonome en courant alternatif

Pour alimenter des charges autonomes nécessitant du courant alternatif, comme par exemple des maisons ou des pompes à chaleur, il est impératif d'ajouter à l'étage d'adaptation un onduleur pour transformer l'énergie du continu vers l'alternatif. La sortie de l'onduleur sera directement connectée à l'entrée de la charge afin de pouvoir l'alimenter en alternatif.

Remarque 1 :

Il est possible d'intégrer une batterie dans les installations où il y a un régulateur de charge, afin de stocker de l'énergie tout en évitant d'endommager le dispositif à cause des fluctuations de courant et de tension.

Remarque 2 :

On désigne par régulateur de charge solaire le hacheur ou le hacheur et l'onduleur, selon l'application choisie. Ce dernier comporte habituellement deux entrées, une sortie et une entrée/sortie bidirectionnelle :

- *une entrée dédiée aux panneaux PV ;*
- *une entrée dédiée à une alimentation secondaire, comme un groupe électrogène ou au réseau électrique par exemple ;*
- *une sortie vers la charge. Celle-ci peut, dans certaines applications particulières être bidirectionnelle pour récupérer les pertes d'énergie dans la recharge de la batterie ;*
- *l'entrée/sortie bidirectionnelle permet à la batterie de se charger et de se décharger car le flux d'énergie se doit d'être bidirectionnel.*

5.2 Les installations PV connectées au réseau électrique

Une installation PV connectée au réseau électrique reprend le principe cité dans la partie 5.1 puisqu'il faut injecter un courant alternatif au réseau électrique.

En plus des étages d'adaptation et de conversion, il est nécessaire d'effectuer une adaptation de fréquence à l'aide de méthodes comme la PLL (**P**ase **L**ocked **L**oop), par exemple. De plus, plusieurs topologies d'onduleurs peuvent être utilisées, comme les onduleurs centraux, les onduleurs strings, les onduleurs multi-strings mixtes et les onduleurs intégrés.

Un exemple d'installation PV connectée au réseau est celui d'une maison contenant des charges alternatives et continues, une batterie solaire et un raccordement au réseau à travers un boîtier de raccordement au réseau, comme illustré dans la figure 1.7 [8] :

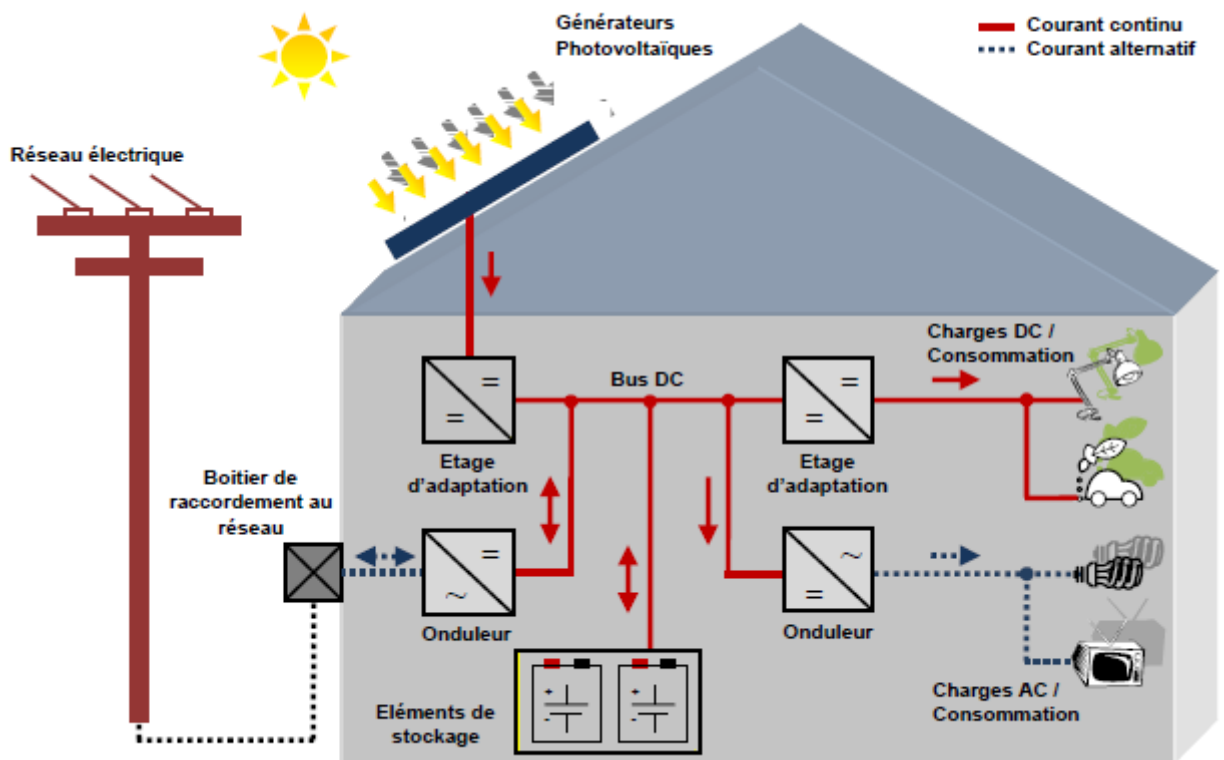


FIGURE 1.7 – Schéma de principe d'une installation PV raccordée au réseau électrique

6 Conclusion

Dans ce chapitre, les notions de base de l'énergie PV ont été présentées. Une application des notions définies dans chaque section nous permettent de passer de l'échelle microscopique, où l'on définit brièvement le principe de l'effet PV, à une échelle macroscopique, où l'on aborde les types d'installations et les éléments constitutifs d'une chaîne PV.

Les points abordés dans ce chapitre permettent de construire une base solide afin d'introduire les dalles PV Wattway ainsi que l'intégration d'un champ PV à un bâtiment.

Chapitre 2

Dalles photovoltaïques Wattway by Colas

Les dalles PV Wattway by Colas sont un produit développé par l'INES¹ et par Colas, et breveté par Colas.

Dans ce chapitre, cette innovation sera présentée de façon exhaustive en commençant par la présentation de la technologie et du mode d'installation, et enfin, en citant les avantages et inconvénients des capteurs Wattway ainsi que leur comparatif avec les capteurs PV classiques.

1 Présentation des dalles photovoltaïques Wattway

Les dalles PV Wattway sont des capteurs solaires innovants permettant de donner à la chaussée une seconde fonction de production d'énergie sans l'encombrer ni affecter sa fonction principale.

Comme l'indique la figure 2.1, une dalle Wattway est composée de cellules photovoltaïques enrobées dans un matériau résistant constitué de polymères et recouvert d'un granulat de verre lié par une résine transparente. Les matériaux utilisés sont translucides afin de ne pas obstruer le passage de la lumière du soleil vers les cellules PV, tout en étant traités et suffisamment résistants pour permettre la circulation des véhicules avec la même adhérence qu'une chaussée habituelle.

1. Institut National de l'Energie Solaire

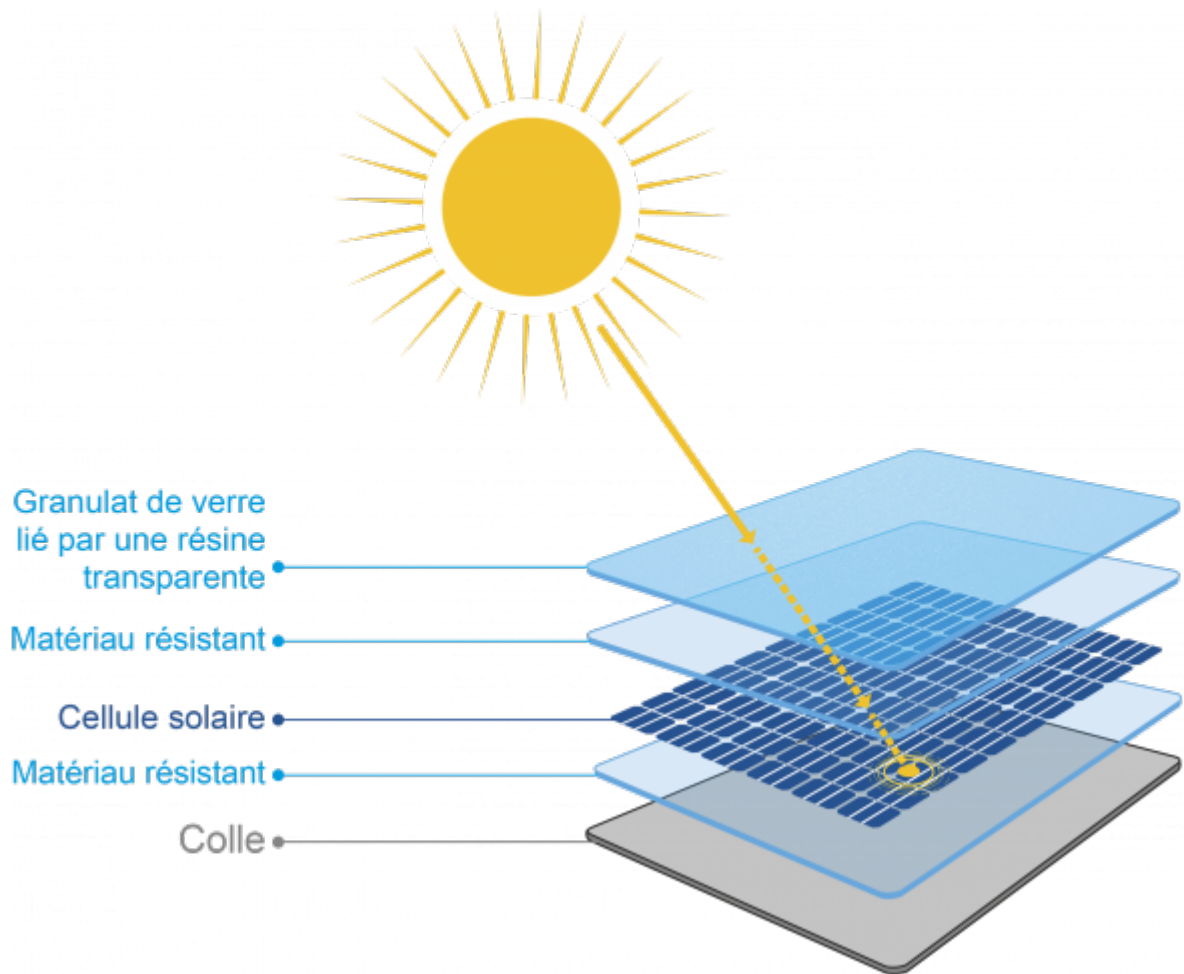


FIGURE 2.1 – Vue éclatée d’une dalle photovoltaïque Wattway

Les caractéristiques techniques des dalles photovoltaïques Wattway sont présentées dans la page suivante :

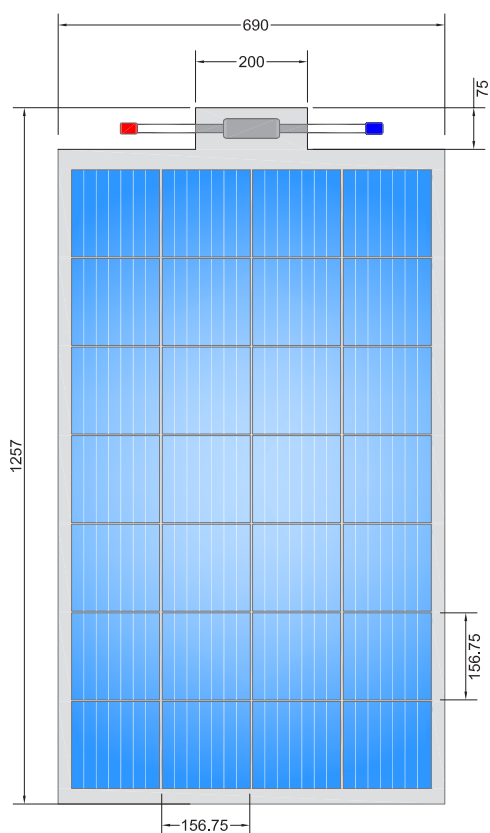
PRÉSENTATION

Colas invente Wattway en partenariat avec l'Institut National de l'Énergie Solaire. Pour la première fois, les routes vont pouvoir produire de l'électricité tout en conservant leur fonction de support de la circulation de véhicules.

Les dalles photovoltaïques, à la fois très fines et résistantes, sont collées directement sur le revêtement existant. La surface des dalles est texturée afin de lui conférer les propriétés d'adhérence d'une chaussée classique.

Cette technologie inédite, protégée par 2 brevets, introduit une rupture majeure en conférant à la route une nouvelle fonction de production d'énergie propre et renouvelable.

SCHÉMA D'UN MODULE WATTWAY



CARACTÉRISTIQUES

TECHNIQUES	
Surface de production du module	0.69 m ²
Nombre de cellules actives	28
Puissance nominale (Pnom)	125 Wc
Rendement moyen (module)	18,2%
Tension à puissance maximale (Vmpp)	15,1 V
Courant à puissance maximale (Impp)	8.27 A
Tension en circuit ouvert (Voc)	18.5 V
Courant de court-circuit (Isc)	8.7 A
Tension maximale du système	60 V
Coef. Temp. Puissance (Pmpp)	-0.40 % / °C
Tolérance (module)	± 5%
Connecteur boîte de jonction	IP68
Courant inverse max A	15
Nombre de diodes bypass	2

MÉCANIQUES

Dimensions du module	1257 x 690 mm
Épaisseur	6 mm
Poids	5,5 kg
Résistance à l'impact	IK 07
Cellules	monocristallin
Performances routières	1 million de passages de roue 13T
Adhérence	différents texturants répondant à la circulaire échéance 2015-19 de la DGTIM/DIT

Les caractéristiques du support recevant les dalles Wattway (état, dimensionnement, texture, etc.) devront faire l'objet d'une auscultation et d'une validation de la part des services techniques de Colas avant toute installation de projet

2 Mode d'installation

La pose des dalles photovoltaïques suivra les étapes suivantes :

1^{ère} étape : Remplacement du carrelage par l'enrobé

- Réaliser une implantation topographique sur site afin de délimiter l'espace alloué aux travaux.
- Avant de commencer les travaux, il est nécessaire de baliser la surface allouée aux dalles photovoltaïques à l'aide de barrières de police.
- Retirer le carrelage du sol au marteau-piqueur.
- Nettoyer la surface via un soufflage au Karcher.
- Arroser l'emprise d'une émulsion bitumineuse.
- Appliquer le bitume à la pelle et au râteau.
- Compacter le bitume au rouleau compacteur manuel.

2^{ème} étape : Préparation de l'emprise avant pose

- Nettoyer à sec, à l'aide d'un balai, afin d'éliminer les impuretés.
- Réaliser une implantation topographique sur site pour identifier l'emplacement des dalles photovoltaïques.
- Vérifier la température et l'hygrométrie toutes les deux heures à l'aide d'un thermohygromètre pour s'assurer que :
 - La température est entre 10°C et 35°C, et qu'elle est largement au-dessus de la température du point de rosée.
 - L'hygrométrie est inférieure à 80%.
- Mettre en place des rubans adhésifs de protection.
- Numéroter les dalles.

3^{ème} étape : Préparation de la colle

- Préparer la quantité de colle nécessaire au ragréage : environ 420kg pour 108 panneaux.
- Préparer l'espace de travail.
- Secouer les pots sans Noviper.
- Mélanger la colle dans les pots sans Noviper.

4^{ère} étape : Ragréage au sabot

- Placer le sabot à l'extrémité de l'emplacement de la dalle.
- Verser environ un pot de colle jusqu'à remplissage de la moitié de la largeur du sabot.
- Ragréer de sorte à :
 - Recouvrir toute la surface.
 - Eviter les arrêts.
 - Eviter les vagues, les défauts et les flaches (pas de vague ni de bosse > 3mm).

5^{ème} étape : Traçage des saignées pour câbles

- Tracer au « Markerball » dans l'ordre suivant :
 - L'axe de la chaussée (vérification à l'équerre).

- L'axe transversal : perpendiculaire à l'axe de la chaussée, en face de la chambre de tirage la plus proche de l'installation.
- Les sciages longitudinaux.
- Les sciages transversaux.
- Boucles et retours de boucle.

6^{ème} étape : Sciage des saignées pour câbles

- Sciage à sec de saignées de 3cm de largeur et 8cm de profondeur.
- Prolonger les sciages aux intersections.
- Faire les finitions dans cet ordre :
 - Arrondir les angles.
 - Vider les saignées.
 - Eliminer toute aspérité au fond.
 - Nettoyer à sec.

7^{ème} étape : Traçage des réservations pour boîtiers

- Placer les dalles à l'envers.
- Repérer le point central de la première dalle.
- Marquer un repère tous les 695mm pour un alignement correct en longueur et en travers.
- Positionner les empreintes avec un pochoir sur les repères.
- Peindre les empreintes à la bombe de marquage.

8^{ème} étape : Excavation des réservations pour boîtiers

- Scier les réservations de boitier à la rainureuse à béton manuelle avec une profondeur de 3cm fixée en avance.
- Evider et approfondir les réservations de boitier au perceur ou marteau-burin.

9^{ème} étape : Pré-positionnement des dalles

- Transporter les dalles sur la tranche en faisant attention aux chocs et aux cailloux car la face arrière est très fragile.
- Démarrer la pose à partir de la dalle qui jouxte la saignée de retour des câbles.
- Positionner les 3 premières dalles :
 - Sans colle.
 - Bien aligner la première dalle.
 - Placer les deux autres dalles (joint de 12mm).
 - Vérifier la numérotation et le positionnement.
 - Vérifier le bon emboitement des boîtiers dans les réservations.
- Poser les joints mousse dans l'ordre.
- Bloquer l'écoulement de colle du boitier.

10^{ème} étape : Pose des dalles

- Retirer les dalles.
- Etaler la colle de la première dalle.
- Remplir la réservation du boitier.
- Poser la première dalle.

- Presser la première dalle manuellement.
- Placer la gueuse centrale, puis les gueuses latérales.
- Presser les gueuses manuellement et s'assurer que la colle arrive dans les 4 angles.
- Avant prise totale de la colle, arracher les joints mousse.
- Après prise totale de la colle, enlever les papiers de protection.
- Contrôler le collage de chaque cellule à la massette en caoutchouc.

11^{ème} étape : Câblage araignée

- Connecter les dalles en série par triplets tout en s'assurant que la tension par triplet est supérieure à 48V.
- Connecter les câbles araignée :
 - Tirer les câbles par jeu de 2 : un « plus rouge » et un « moins bleu ».
 - Aligner les câbles grâce aux repères orange.
 - Connecter chaque triplet en veillant au respect des polarités.
- Connecter les câbles dans l'armoire électrique :
 - Tirer tous les câbles araignée dans l'armoire électrique.
 - Vérifier que la tension par câble est supérieure à 48V.
 - Connecter dans l'armoire.

12^{ème} étape : Connexion du câblage araignée

- Vérifier les fonds de saignées pour s'assurer qu'elles sont propres et sans aspérités.
- Placer la gaine thermo-rétractable.
- Sertir les extrémités des fils dans le manchon XG7T – TE Connectivity.
- Glisser la gaine sur le manchon et chauffer.

13^{ème} étape : Rebouchage des saignées

- Reboucher au spray silicone.
- Bien pousser les câbles araignée vers le bas de la saignée.
- Remplir de sable de silice et racler à 3cm.
- Remplir de Grave 5/8 mm et racler à 1cm.
- Protéger les bords avec du ruban adhésif.
- Remplir de colle EXP à 0 et lisser en surface à la spatule.

14^{ème} étape : Bandeau latéral

- Marquer un bandeau latéral de 10cm.
- Mettre en place un ruban adhésif de masquage autour du bandeau latéral.
- Doser le Noviper en masse à 2.5%.
- Remplir le bandeau latéral au sabot.

15^{ème} étape : Finitions

- Retirer les protections des dalles.
- Mettre en place un ruban adhésif de masquage pour préparation des joints inter-dalles.
- Joint inter-dalles avec SIKAFLEX Pro 3SL.

- Retrait des bandes adhésives de masquage.
- Nettoyage complet du chantier.

3 Fonctionnement d'une installation de dalles Wattway

D'un point de vue fonctionnel, les dalles Wattway by Colas fonctionnent de la même façon que des panneaux PV classiques. Quant à l'installation, elle est conforme au schéma de principe de la figure 2.2

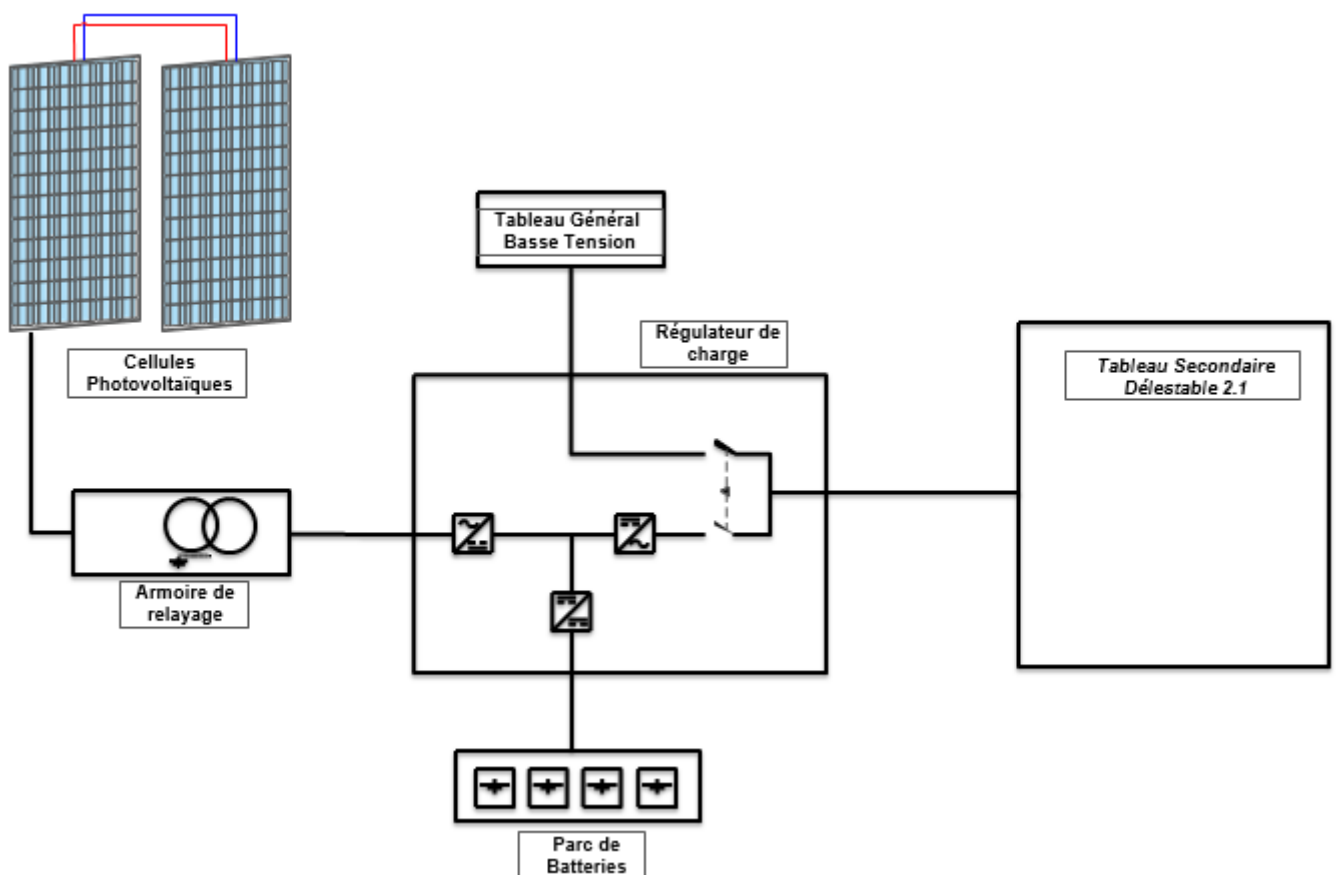


FIGURE 2.2 – Schéma de principe d'une installation de dalles Wattway avec parc de batteries

Dans le schéma présenté dans la figure 2.2, les capteurs solaires sont collés à même le sol selon le procédé d'installation de la section précédente. Vient ensuite une armoire de relaying dont la fonction est de transformer la tension de 48V DC à du 400V AC pour transporter l'énergie en minimisant les pertes, dans le cas où la distance entre la dalle la plus éloignée et l'armoire électrique excède la distance limite de 50m fixés par les producteurs des dalles Wattway.

Après quoi, une armoire électrique de régulation agit comme un étage d'adaptation de la tension entre le parc de batteries, les charges à alimenter, l'alimentation de secours (connectée via un inverseur de source mécanique) et la source d'énergie continue. Celle-ci contient des convertisseurs statiques commandés, et sa constitution interne ainsi que ses caractéristiques sont protégées par le brevet détenu par le Groupe Colas.

4 Avantages et inconvénients

Les dalles photovoltaïques Wattway offrent plusieurs avantages, à savoir :

Avantages	Inconvénients
Fonctionnelle, elle peut être mise en service immédiatement après installation.	Rendement plus bas que des panneaux PV classiques.
Collée sur la chaussée, elle offre une seconde fonctionnalité à la chaussée sans entraver sa fonction principale.	Nécessite un contrôle qualité de l'emprise qui soit minutieux pour éviter les bulles d'air et les excavations.
Résistante, étanche et s'adapte aux dilatations thermiques de la chaussée et aux charges des véhicules.	Produit moins mature technologiquement parlant que les panneaux PV classiques, et de ce fait, plus coûteux.
Système évolutif, elle permet d'adapter la solution aux évolutions du besoin énergétique.	

TABLE 2.1 – Avantages et inconvénients des dalles PV Wattway

5 Comparatif entre panneaux PV classiques et dalles PV Wattway

	PV Classique	Wattway
Mode d'installation	Raccordement et supports de fixation	Collage au sol
Encombrement spatial	Espace sur la toiture ou au sol	Pas d'encombrement spatial
Rendement	Autour de 23%	18,2%

TABLE 2.2 – Tableau comparatif entre panneaux PV et dalles Wattway

6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les dalles photovoltaïques Wattway dans leur ensemble en passant par leurs spécificités techniques, leur mode d'installation, leurs avantages et inconvénients ainsi qu'un comparatif entre les panneaux PV et les dalles Wattway.

Chapitre 3

Intégration d'un champ PV à un bâtiment

1 Procédure d'intégration d'un GPV à un bâtiment

Afin d'intégrer un GPV à un bâtiment, il est important de suivre une méthodologie permettant d'optimiser le dimensionnement du champ ainsi que de l'ensemble de la chaîne PV.

Une procédure générale peut donc être mise au point comme suit [1] :

1. analyse du site d'installation ;
2. dimensionnement du GPV ;
3. choix des composants ;
4. analyse et choix des charges à alimenter ;
5. étude de coût.

Il est à noter que la procédure présentée dans le flowchart à suivre est réalisé avec, pour objectif, de produire un maximum de puissance à partir de la surface disponible et de choisir les charges à alimenter selon l'énergie produite.

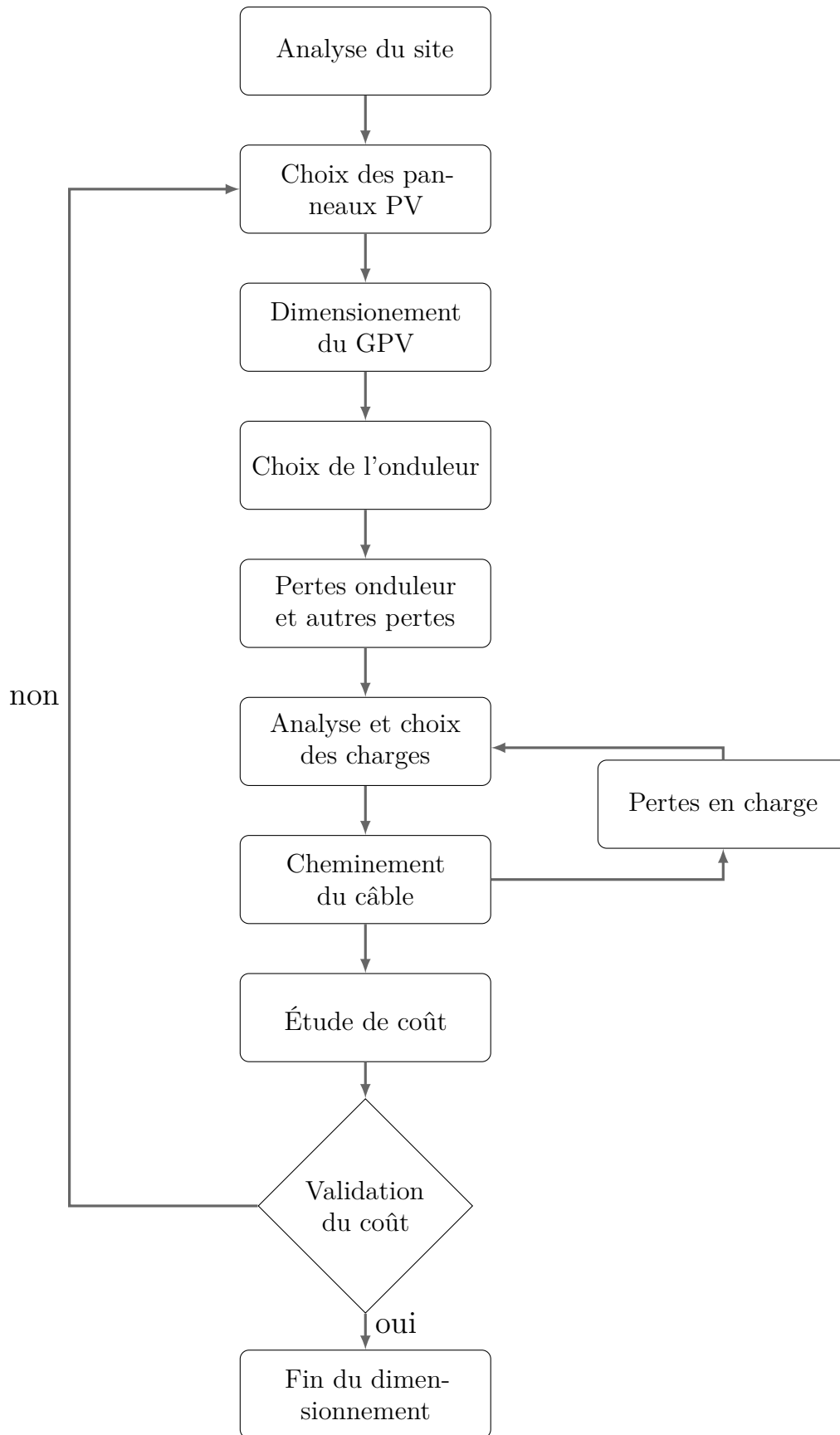


FIGURE 3.1 – Procédure d'intégration d'un GPV à un bâtiment

Il est également possible d'avoir recours à des logiciels tels que PVsyst ou Meteonorm 2000 afin d'obtenir un dimensionnement optimisé en fonction des inputs spécifiés.

Dans ce travail, nous n'incluons pas de dimensionnement ni de choix de batteries car le système étudié est tel que la production sera toujours inférieure à la consommation. Nous pourrions donc toujours adapter la charge en fonction du potentiel de production afin de ne pas recourir à des systèmes de stockage par batterie, qui s'avéreront peu rentables dans ce cas, particulièrement vu le coût du kWh de stockage.

Dans ce chapitre, nous allons traiter en détails chaque étape de la procédure mentionnée ci-dessus.

2 Analyse du site d'installation

L'analyse du site d'installation est nécessaire afin de mesurer la faisabilité du projet. Cette analyse doit reposer sur certains facteurs déterminants pour la rentabilité de l'intégration du GPV, à savoir :

2.1 Les données météorologiques du site :

A travers la localisation du lieu (longitude, latitude, altitude) ainsi que les données d'ensoleillement relatives à ce dernier, il est possible d'estimer un potentiel de production d'énergie électrique par kWh/m² ;

2.2 L'estimation du potentiel de production PV :

Le potentiel de production d'énergie ainsi que l'orientation¹ de la surface mise à disposition du projet nous donne des informations quant à la quantité d'énergie électrique que pourra approximativement produire le site. Par ailleurs, un nombre élevé d'obstacles diminuera la rentabilité d'installation d'un GPV. Il est à noter qu'un ombrage de 7% de la surface totale d'un champ PV provoquera une perte de production moyenne de 5.1 % pour une installation comprenant un onduleur central de 5kW [11].

3 Dimensionnement du GPV

3.1 Choix des panneaux PV

Dans le cas où l'on dispose d'une surface donnée avec pour objectif d'en tirer un maximum d'énergie, ce qui est souvent le cas dans le cas où l'on souhaite intégrer un GPV à un bâtiment tertiaire, il est recommandé de commencer par

1. Préférence pour une orientation sud dans l'hémisphère nord [1].

évaluer la quantité d'énergie pouvant être produite par le site de production. Pour un projet industriel, le choix de panneaux PV repose principalement sur les éléments suivants :

- **La disponibilité des panneaux sur le marché** : le choix d'une gamme de panneaux pour établir un comparatif de production de puissance pour un site donné, nous avons intérêt à sélectionner des panneaux PV disponibles sur le marché et accessibles à l'achat ;
- **la compatibilité des conditions de fonctionnement** : en termes de plage de température, humidité et altitude ;
- **l'énergie produite par les panneaux** : cette étape passe par le calcul des heures équivalentes d'ensoleillement à 1000 W/m^2 . En effet, les données de rayonnement solaire récupérées ne sont pas en STC et il est donc nécessaire de les collecter, en kWh/m^2 , puis de déduire le nombre d'heures équivalentes à un ensoleillement en conditions nominales, comme le montre la figure suivante [12] :

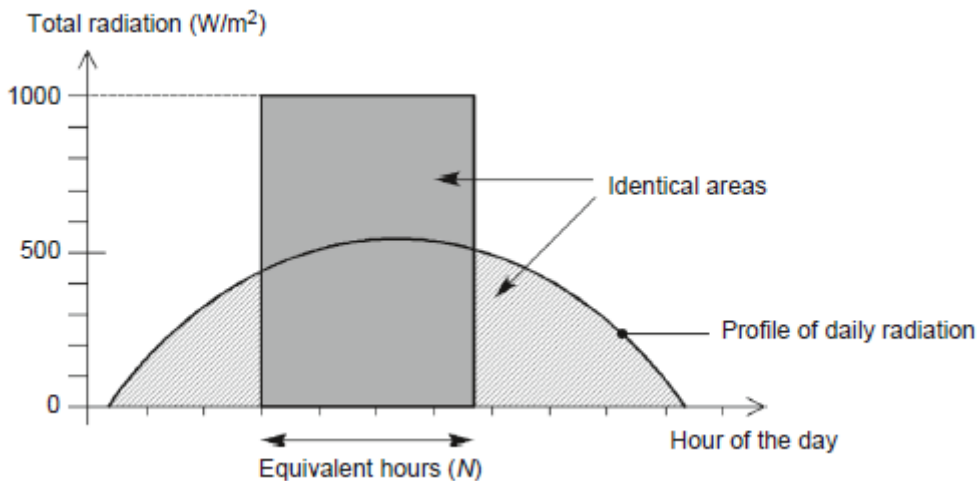


FIGURE 3.2 – Représentation du nombre d'heures d'ensoleillement équivalentes

- **les performances des panneaux** : en termes de performance, nous nous intéresserons à la technologie des cellules, à leur rendement ainsi qu'aux pertes de puissance en fonction de la température et des conditions de fonctionnement STC (cf. page 12) ;
- **les garanties des panneaux** : on entend par là la conformité aux normes internationales via des certifications par les organismes qualifiés.

Quant à la tension de fonctionnement des panneaux PV, le tableau suivant récapitule les tensions des champs PV en fonction de leurs puissances crête [12] :

Puissance crête du champ (W_c)	Moins de $500W_c$	Entre $500W_c$ et $2000W_c$	Entre $2000W_c$ et $10000W_c$	Plus de $10000W_c$
Tension du champ (V)	12	24	48	96

TABLE 3.1 – Tableau des tensions en fonction des puissances des champs PV

3.2 Dimensionnement en fonction de la surface

Afin d'optimiser la production de notre GPV, il est d'une importance cruciale de passer par l'étape du dimensionnement en fonction de l'encombrement spatial des panneaux PV.

Les enjeux de cette étape sont les suivants :

- Exploiter un maximum de surface utile au niveau des toitures mises à disposition sur le site d'installation ;
- laisser l'espace nécessaire à l'installation, au raccordement ainsi qu'à la maintenance et aux interventions en cas de pannes ;
- organiser le champ PV de sorte à garder un aspect harmonieux et ne pas affecter l'esthétisme du site.

4 Choix des composants

Le choix judicieux des composants de la chaîne PV revêt une importance cruciale afin de minimiser les pertes de production du GPV. Dans ce qui suit, nous allons détailler les principaux critères de choix des composants ainsi que les équations permettant de préciser le dimensionnement.

4.1 Choix de l'onduleur

Dans le cas d'un bâtiment, la majorité des charges fonctionne en AC, il est donc impératif d'avoir recours à un onduleur afin de convertir l'énergie à la sortie des panneaux PV du DC vers l'AC.

Le choix et le dimensionnement de l'onduleur dépendent des facteurs suivants :

- **La tension d'entrée de l'onduleur** : celle-ci doit être la même que la tension d'entrée des batteries ou du champ PV ;
- **la tension de sortie** : elle doit être compatible avec la charge à alimenter, pour un bâtiment en Algérie, du 220/230 V, 50Hz est exigé ;
- **la puissance** : pour la puissance nominale, celle-ci doit être supérieure à la somme des puissances nominales des différents appareils utilisés simultanément ;
- **le rendement** : le contrôle du rendement du convertisseur est important afin d'assurer des pertes d'énergie les moins importantes possibles ;
- **la consommation nocturne** : il est nécessaire de veiller à ce que la consommation en stand-by soit la moins élevée possible, toujours dans une optique d'optimisation de l'énergie électrique.

Remarque :

Afin d'effectuer un dimensionnement judicieux, une étude incluant un bilan production PV/consommation onduleur doit être réalisée pour faire un compromis entre :

- *La puissance de sortie AC ;*
- *la consommation nocturne ;*
- *le courant de sortie est les pertes inhérentes dans les câbles de transport.*

4.2 Support de fixation

Le bon choix des supports de fixation est important et dépend des facteurs suivants :

- **L'inclinaison des panneaux PV :** l'inclinaison des panneaux solaires dépend de l'emplacement du site où l'installation est prévue. Le tableau suivant résume l'inclinaison optimale des panneaux PV en fonction de la latitude du lieu [12] :

Latitude (°)	Inclinaison (°)
Inférieure à 10°	10°
Entre 10° et 30°	Même angle que la latitude
Entre 30° et 40°	10° de plus que la latitude
Plus de 40°	15° de plus que la latitude

TABLE 3.2 – Tableau de l'inclinaison en fonction de la latitude du lieu

- **la plateforme d'installation des panneaux :** en fonction du support sur lequel sera placé le GPV, différents supports seront préconisés. Il faut tenir compte du poids supporté par la toiture/le sol, ainsi que du système de fixation possible sur le site d'installation²

5 Analyse et choix des charges à alimenter

Pour qu'une installation PV soit optimisée, il est crucial d'établir une liste exhaustive des charges du bâtiment et d'avoir d'une part, des bilans de consommation réalistes, et d'autre part les spécificités de chaque charge ainsi qu'un schéma unifilaire de l'installation.

En fonction des consommations mesurées (ou initialement prévues, comme dans le cas de bâtiments tertiaires), la possibilité d'équiper les charges de dispositifs de gestion d'énergie sera étudiée. En effet, le coût d'investissement en énergie solaire n'est pas négligeable et il est donc préférable d'optimiser initialement le système à alimenter avant de le raccorder à un GPV, lorsque cela est possible.

2. Pour une fixation au sol, on peut recourir à une fixation en béton, pour une toiture en tuiles orientée plein sud il est possible d'opter pour un système de rails pour épouser la forme de la toiture etc.

Concernant le choix des charges à alimenter, l'idéal est d'opter pour des charges dont la tension nominale est de 12 ou 24V DC en vue de minimiser le nombre de panneaux/batteries et de ne pas avoir recours à des convertisseurs statiques dont la consommation sera prise en compte lors du dimensionnement [12].

Toutefois, la majorité des charges d'un bâtiment fonctionnant en 220V AC, il n'est pas toujours possible de choisir des charges DC dont la tension est faible. C'est pourquoi dans ce cas de figure, le choix de charge se portera sur les moins énergivores, et dont le profil de charge se rapproche de la courbe de production d'un GPV, tout en veillant à ce que la tension de sortie des panneaux PV soit la plus élevée possible pour diminuer la valeur du courant (et des pertes par effet Joule).

Pour avoir une idée de la consommation journalière de la charge devant être alimentée, il est possible de se référer à l'équation suivante [12] :

$$E_c = P_{ch} k I_r \quad (3.1)$$

où : k est un coefficient de pertes comprenant l'ensemble des pertes et incertitudes³.

E_c est la consommation de la charge à alimenter, en kWh/jour.

I_r est le rayonnement journalier en h/jour. P_{ch} est la puissance du champ PV en KWc.

Dans la suite de ce travail, on prendra $k = 0.8$ [12], car nous sommes en mesure de calculer les pertes de l'onduleur et les pertes en charge.

6 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de présenter et de détailler l'ensemble des étapes de la procédure d'intégration d'un GPV à un bâtiment. Cette procédure sera appliquée dans le chapitre qui suit afin de traiter l'étude de cas proposée par l'entreprise Colas Rail Algérie.

3. Pertes aux bornes des diodes by-pass et anti-retour, pertes dues aux impuretés déposées sur les panneaux PV, incertitude météorologique, pertes dues à l'inclinaison non corrigée des modules en fonction des saisons.

Chapitre 4

Etude de cas : intégration d'un champ PV à des stations de métro

Dans ce qui suit, une étude d'intégration de capteurs PV classiques et Wattway a été réalisée pour les sites pilotes de Place des Martyrs et des Ateliers, respectivement SPM et SAT.

Le chapitre sera divisé en trois parties principales où seront détaillés les cahiers des charges, l'étude d'intégration d'un champ PV classique et enfin l'alimentation d'une partie de l'éclairage à l'aide des capteurs PV innovants Wattway by Colas.

1 Cahier des charges

La problématique posée par l'entreprise pour l'intégration d'un GPV à SPM et SAT est d'alimenter un maximum de charges auxiliaires¹ en fonction de la puissance pouvant être produite à partir des sites d'installation. Dans la suite de ce travail, nous allons donc nous intéresser exclusivement à l'alimentation auxiliaire de la station de métro, et nous ne nous intéresserons pas à l'alimentation de la traction électrique.

En parallèle, une étude d'intégration de capteurs PV Wattway sera réalisée pour les deux stations citées ci-dessus. Pour cette partie de l'étude, le type de charge à privilégier est l'éclairage car ces dalles PV sont principalement dédiées à l'éclairage extérieur ainsi qu'à la signalisation et aux circuits courts. C'est la raison pour laquelle nous nous intéresserons particulièrement, pour la partie Wattway, aux circuits d'éclairage de SPM et de SAT.

Avant d'entreprendre de dimensionner les deux champs PV, nous allons commencer par présenter les deux stations de métro étudiées, d'un point de vue énergétique ainsi que d'un point de vue architectural.

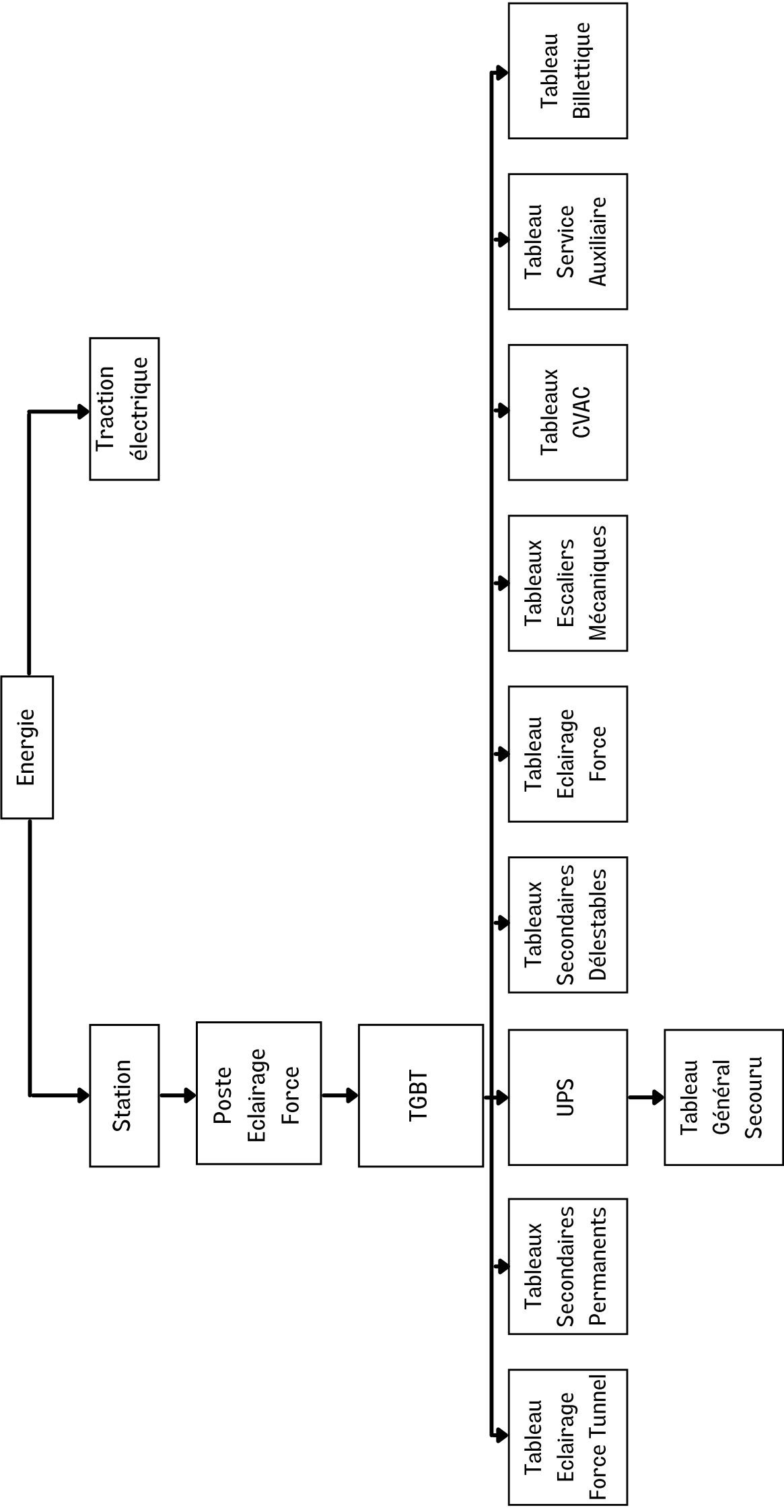
1. On écarte la traction électrique

1.1 Présentation de SAT

La station de métro des ateliers (SAT) est une station de la ligne 1 du Métro d'Alger. Elle se situe dans la commune de Bachdjarrah et sa position géographique est la suivante : $36^{\circ}42'54''\text{N } 3^{\circ}06'03''\text{E}$

1. Présentation énergétique de la station :

La partie énergie de toute station de métro se présente comme suit :



D'un point de vue fonctionnel, toute station de métro comporte un PEF divisé en deux demi PEF, PEF1 et PEF2 (un pour chaque quai). C'est à ce niveau-là que la tension 30kV est transformée en 400/230V AC pour l'alimentation de l'ensemble des équipements BT de la station.

Chaque PEF alimente un TGBT et donc, en fonctionnement normal, le TGBT-1 est alimenté par le transformateur-1 du PEF1 tandis que le TGBT-2 est alimenté par le transformateur-2 du PEF2.

En cas de dysfonctionnement, et en fonction du type de singularité détectée, plusieurs modes de fonctionnement existent en vue d'assurer une continuité de service, particulièrement pour les charges les plus sensibles alimentées par le TGBT.

On identifie d'ailleurs trois types de charges :

- Les charges secourues : elles sont alimentées par une alimentation ondulée (UPS), et comprennent l'éclairage d'urgence, la signalisation etc. ;
- les charges permanentes (ou critiques) : elles sont alimentées à partir du JDB permanent, en cas de dysfonctionnement, elles sont alimentées à partir du Groupe Electrogène ;
- les charges délestables : elles sont alimentées à partir du JDB délestable.

2. Architecture de la station :

SAT est constituée de plusieurs niveaux : le niveau surface, mezzanine, quai et sous-quai, dans l'ordre. Par ailleurs, elle dispose d'un espace extérieur de mobilité douce² de plus de $100m^2$, comme le montre la vue Google Earth en annexe, page 61. Quant à la toiture, sa surface utile s'élève à $677.5 m^2$ et son plan est représenté en annexe, page 62.

1.2 Présentation de SPM

La station de métro de place des martyrs (SPM) est une station de la ligne 1 du Métro d'Alger. Elle se situe dans la commune de la Casbah et sa position géographique est la suivante : $36^{\circ}47'09''N$ $3^{\circ}03'44''E$

1. Fonctionnement énergie :

Le même principe de fonctionnement est observé à SPM et à SAT. Les charges sont pareillement classifiées et l'ensemble des situations dégradées prises en charge par divers modes de fonctionnement.

2. Architecture de la station :

SPM est l'une des stations les plus complexes de la ligne 1 du Métro d'Alger, elle compte plusieurs niveaux à savoir : niveau surface, niveau mezzanine vestige, niveau liaison galerie, niveau galerie technique, niveau salle à câbles, niveau salle de ventilation, niveau salle des billets, niveau quai et niveau sous-quai.

C'est une station qui dispose de deux accès : l'Accès Nord et l'Accès

2. Parking

Sud, dont les toitures mesurent $328m^2$ et $568m^2$ respectivement, comme précisés sur les plans en annexes 3 et 4, pages 63 et 64. La toiture de l'Accès Sud étant plus spacieuse et mieux orientée, c'est celle qui a été choisie pour la suite de l'étude. A l'extérieur de ces accès, il y a une esplanade considérée comme zone de mobilité douce³ (cf. Annexe 5 page 65).

2 Panneaux photovoltaïques à SPM et SAT

Afin de répondre à la problématique posée par Colas Rail Algérie, et conformément au cahier des charges présenté précédemment, nous allons suivre la procédure de la figure page 31.

2.1 Analyse des sites

Les données géographiques et météorologiques des deux stations de métro peuvent être résumées dans le tableau suivant :

	SAT	SPM
Coordonnées géographiques	36°42'54"N 3°06'03"E	36°47'09"N 3°03'44"E
Surface disponible	677,5m ²	568 m ²
Inclinaison/Orientation	Double inclinaison Est et Ouest	2,84°O

TABLE 4.1 – Tableau d'analyse des sites d'installations de SAT et SPM

Par ailleurs, le plan d'encombrement des stations, à consulter dans les annexes 1 et 5, montre qu'il n'existe pas de masque solaire pouvant entraver ou dévier le rayonnement solaire autour des toitures.

2.2 Dimensionnement du GPV

Choix des panneaux PV

Une application telle que l'alimentation auxiliaire d'une station de métro nécessite une très haute fiabilité, ce qui explique qu'il est essentiel de choisir les panneaux PV les plus robustes et performants.

Le choix de la gamme de panneaux solaires sur laquelle nous allons nous baser afin de réaliser un dimensionnement est déduite des classements internationaux des panneaux PV les plus performants et dont les ventes ont dominé le marché.

En se basant sur l'ensemble des paramètres mentionnés dans la partie 3.1, nous avons pré-sélectionné les panneaux PV suivants :

- Sunpower Maxeon3 400-395-390 ;
- Longi Hi-Mo LR4-72HPH ;
- Canadian Solar CS3N ;

3. Zone piétonne

- Canadian Solar CS3Y ;
- LG Mono X Plus.

Afin de fixer un type de panneaux solaires comme base de notre étude, nous sommes passés par un dimensionnement global qui nous permettra de comparer, pour la surface donnée et pour chaque type de panneau, quelle sera la puissance du GPV.

Dimensionnement en fonction de la surface

Les paramètres à prendre en considération pour dimensionner le GPV par rapport à la surface utile des toitures résulte en la procédure suivante :

1. Détermination d'un accès à la toiture.
2. Découpage de la surface en zones régulièrement définies en cas de présence d'obstacle (comme la toiture de SPM contenant une verrière, cf. Annexe 4).
3. Ajout à la longueur des panneaux d'un espace de 60cm dédié à l'installation, au câblage et à la maintenance.
4. Calcul, pour chaque type, du nombre de panneaux à intégrer dans chaque zone et en déduire la taille du GPV.
5. Déduction de la puissance crête du GPV.

Pour chacune des deux stations, une procédure différente a été adoptée, car la toiture de SPM comporte une verrière en son milieu, tandis que la toiture de SAT est en une partie homogène.

La procédure adoptée pour dimensionner la toiture de SAT est la suivante :

1. Détermination d'un accès à la toiture.
2. Détermination du sens d'inclinaison des panneaux solaires, dans notre cas une disposition en portrait par rapport à l'accès a été sélectionné.
3. Ajout de 60cm à la longueur des panneaux solaires sélectionnés.
4. Division des dimensions de la surface par les dimensions des panneaux solaires (longueur de la toiture divisée par la longueur des panneaux solaires et pareillement pour les largeurs).
5. Arrondissement des résultats obtenus à l'unité inférieure car on ne peut installer un nombre décimal de panneaux solaires.
6. Multiplication du nombre de panneaux à installer en largeur et en longueur pour déduire la taille du champ PV.
7. Soustraction entre le nombre décimal obtenu et le nombre de panneaux à installer afin de transformer uniformément l'écart en un espace de passage.
8. Réagencement des espaces latéraux de sorte à ce que les rangées de panneaux PV soient uniformes et que les intervenants encourent moins de risques en intervenant sur les capteurs PV situés aux extrémités.

9. Multiplication de la puissance crête d'un panneau PV par le nombre de panneaux à installer afin d'obtenir la puissance crête du GPV.

Quant à SPM, la toiture comportant une verrière nous a contraint à recourir à un autre procédé, décrit ci-dessous :

1. Détermination d'un accès à la toiture.
2. Détermination du sens d'inclinaison des panneaux solaires, dans notre cas une disposition en portrait par rapport à l'accès a été sélectionné.
3. Délimitation d'un espace de 60cm, en largeur⁴ de part et d'autre de la toiture afin de laisser un espace de passage.
4. Division de l'espace total en 4 zones entourant la verrière afin de faciliter le calcul du nombre de panneaux à inclure et clarifier leur alignement.
5. Mesure des dimensions de chaque zone à travers l'inclusion des espaces de passage autour de la verrière.
6. Ajout de 60cm à la longueur des panneaux solaires sélectionnés.
7. Division des dimensions des surfaces par zone par les dimensions des panneaux solaires (longueur de la zone divisée par la longueur des panneaux solaires et pareillement pour les largeurs).
8. Arrondissement des résultats obtenus à l'unité inférieure car on ne peut installer un nombre décimal de panneaux solaires.
9. Multiplication du nombre de panneaux à installer en largeur et en longueur pour déduire le nombre de panneaux solaires à installer par zones.
10. Additionner le nombre de panneaux solaires total obtenu par zones pour déduire la taille du GPV.
11. Soustraction entre le nombre décimal obtenu et le nombre de panneaux à installer afin de transformer uniformément l'écart en un espace de passage.
12. Réagencement des espaces latéraux de sorte à ce que les rangées de panneaux PV soient uniformes et que les intervenants encourent moins de risques en intervenant sur les capteurs PV situés aux extrémités.
13. Multiplication de la puissance crête d'un panneau PV par le nombre de panneaux à installer afin d'obtenir la puissance crête du GPV.

Exemple d'application numérique pour les panneaux Sunpower SPR-MAX3-400 pour SAT :

4. Pour l'espace dans le sens de la longueur, il sera inclus dans les calculs qui suivent.

CHAPITRE 4. ETUDE DE CAS : INTÉGRATION D'UN CHAMP PV À DES STATIONS DE MÉTRO

Longueur de la toiture (m)	33.39
Largeur de la toiture (m)	20.29
Longueur des panneaux (m)	1.690
Largeur des panneaux (m)	1.046
Puissance crête du panneau (Wc)	400
Longueur des panneaux avec espace de passage (m)	$1.690 + 0.6 = 2.290$
Nombre de panneaux à installer en longueur	14.58
Arrondissement du nombre de panneaux à installer en longueur	14
Nombre de panneaux à installer en largeur	19.40
Arrondissement du nombre de panneaux à installer en largeur	19
Nombre de panneaux du GPV	$19 \times 14 = 266$
Puissance crête du GPV (Wc)	$266 \times 400 = 106400$

TABLE 4.2 – Application numérique du dimensionnement pour les panneaux Sunpower SPR-MAX3-400 à SAT

Exemple d'application numérique pour les panneaux Sunpower SPR-MAX3-400 pour SPM :

	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4
Longueurs (m)	29,66	10.02	10.26	29.66
Largeurs (m)	4.35	13	13	4.35
Nombre de panneaux à installer en longueur	12.95	4.38	4.48	12.95
Arrondissement du nombre de panneaux à installer en longueur	12	4	4	12
Nombre de panneaux à installer en largeur	4.16	12.43	12.43	4.16
Arrondissement du nombre de panneaux à installer en largeur	4	12	12	4
Nombre de panneaux du GPV	$12 \times 4 + 4 \times 12 + 4 \times 12 + 12 \times 4 = 192$			
Puissance crête du GPV (Wc)	$192 \times 400 = 76800$			

TABLE 4.3 – Application numérique du dimensionnement pour les panneaux Sunpower SPR-MAX3-400 à SPM

Après avoir calculé la puissance crête de de chaque champ PV sur Excel, comme indiqué dans l'annexe 6, nous n'allons garder que les panneaux dont la puissance du champ obtenu est supérieure à la moyenne des puissances crête :

Longi LR4-72HPH 460, Sunpower SPR-MAX3-400, Canadian Solar CS3Y500MS.

Le prochain critère de choix sera donc le coût. Et pour pouvoir le prendre en considération, il faut passer par la consultation des prix auprès des distributeurs officiels des panneaux sélectionnés, à savoir : **Voltaneo, Axun Solar, Alliantz, Canadian Solar EMEA, Longi Group, Enecsol, Ned Energie.**

Après consultation et négociation auprès des fournisseurs, les choix en fonction du rapport qualité/prix et de la surface sont résumés dans le tableau ci-dessous :

	SAT	SPM
Références des panneaux	Sunpower SPR-MAX3-400	Sunpower SPR-MAX3-400
Nombre de panneaux	266	192
Puissance crête (kWc)	106,4	76,8

TABLE 4.4 – Tableau récapitulatif du choix de panneaux PV pour chaque site

La fiche technique des panneaux Sunpower SPR-MAX3-400 peut être consultée en annexe 7.

Quant à l'énergie produite par les GPV, il est possible de la calculer en passant par le nombre d'heures d'ensoleillement équivalentes à un ensoleillement idéal de $1000\text{W}/\text{m}^2$ comme expliqué page 33. En se référant à l'Atlas Solaire Algérien produit par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) en 2002, on obtient le tableau suivant [13] :

Mois	Heures équivalentes par jour (h)
Janvier	5,66
Février	7,01
Mars	7,65
Avril	8,49
Mai	9,06
Juin	10,34
Juillet	10,95
Août	9,93
Septembre	8,61
Octobre	7,20
Novembre	5,88
Décembre	5,17

TABLE 4.5 – Tableau des heures d'ensoleillement journalier équivalentes en fonction des mois de l'année

A partir des données du tableau ci-dessus, de la puissance crête des panneaux choisis et du nombre de jours de chaque mois, on en déduit une production

annuelle moyenne par station comme suit :

Mois	Heures équivalentes par jour (h)	Nombre de jours par mois	Energie produite à SAT (kWh)	Energie produite à SPM (kWh)
Janvier	5,66	31	$5.66 \times 31 \times 106.4 = 18668.944$	$5.66 \times 31 \times 76.8 = 13475.328$
Février	7,01	28	20884.192	15074.304
Mars	7,65	31	24418.8	18213.120
Avril	8,49	30	27100,08	20252.160
Mai	9,06	31	29883,504	21570.048
Juin	10,34	30	33005,28	23823.360
Juillet	10,95	31	36117,48	26069.76
Août	9,93	31	32753,112	23641.344
Septembre	8,61	30	27483,12	19837.44
Octobre	7,20	31	23748,48	17141.760
Novembre	5,88	30	18768,96	13547.52
Décembre	5,17	31	17052,728	12308.736

TABLE 4.6 – Calcul de l'énergie annuelle produite par site

En additionnant les résultats trouvés par mois on trouve :

- Energie annuelle produite à SAT : **309 MWh/an**
- Energie annuelle produite à SPM : **223 Mwh/an**

2.3 Choix de l'onduleur

Plusieurs onduleurs compatibles avec les panneaux solaires Sunpower SPM-MAX3-40 ont été proposés par le fournisseur, dont des micro-onduleurs et des onduleurs centraux.

Par souci de coût d'investissement et d'installation, le choix d'onduleurs s'est porté vers des onduleurs centraux à 2 MPPT, à condition de diviser le GPV en quatre champs plus réduits, en vue d'assurer la présence d'énergie y compris en cas de panne d'un onduleur, et de pouvoir également éviter les baisses de puissance de l'ensemble de la chaîne PV en cas d'ombrage.

Le choix préliminaire s'arrêtera donc sur deux gammes différentes, avec une puissance d'entrée différente pour chaque station, en fonction des GPV dimensionnés, ce qui sera résumé dans le tableau suivant :

SAT	Huawei SUN2000-30KTL et Fronius SYMO 20.0-3-M
SPM	Huawei SUN2000-22KTL et Fronius SYMO 15.0-3-M

TABLE 4.7 – Tableau des onduleurs présélectionnés pour chaque station

En termes de protocoles de communication, de collecte de données, et de rendement, les deux gammes offrent les mêmes prestations. Nous allons donc

nous intéresser au bilan énergétique des deux onduleurs grâce aux principales différences mentionnées sur les fiches techniques :

- La puissance AC à la sortie ;
- la consommation nocturne, ou la consommation en stand-by ;
- les pertes en charge inhérentes au courant de sortie.

A ces paramètres s'ajoutera une étude de rentabilité où seront pris en considération le prix d'achat des onduleurs, l'estimation du coût d'installation des câbles vers la charge ainsi que la valeur monétaire de l'énergie gagnée et des pertes en charges et en stand-by.

Pour détailler l'étude de ces paramètres, nous avons réalisé les calculs présentés dans les deux tableurs Excel des figures 4.1 et 4.2. Ces calculs comportent les données suivantes :

- Le nombre d'heures d'ensoleillement journalier équivalentes à un ensoleillement à $1000\text{W}/\text{m}^2$ par mois, en heures. Nous utiliserons ces données car ce sont celles utilisées pour déterminer l'énergie extraite des GPV, et c'est donc la même base de données à laquelle nous allons nous référer pour l'énergie à la sortie des onduleurs ;
- l'énergie AC produite en kWh : en multipliant les heures équivalentes par la puissance à la sortie des onduleurs. Les données de puissance à la sortie des onduleurs sont données pour chacun des onduleurs choisis dans les fiches techniques en annexes 8 et 9.
A SAT, 20kW AC à la sortie du Fronius SYMO 20.0-3-M et 30kW AC à la sortie du Huawei SUN2000-30KTL.
A SPM, 15kW AC à la sortie du Fronius SYMO 15.0-3-M et 22kW AC à la sortie du Huawei SUN2000-20KTL ;
- la consommation nocturne : calculée à partir des données de durées de la nuit par mois et de la consommation nocturne de chacun des deux onduleurs, données traçables dans les annexes 8 et 9.
La puissance nocturne, ou en stand-by, des onduleurs Huawei est majorée par la valeur de 5.5W et celle des onduleurs Fronius est de 1W ;
- calcul des pertes en charge : à l'aide du logiciel CANECO, le choix des câbles a été fait pour une distance de 50m à SAT et de 250m à SPM (après avoir réitéré maints calculs et déplacements sur chantier pour retracer les chemins de câbles et les contraintes physiques sur site). La chute de tension inhérente à ces cheminements de câbles sont également calculés par le même logiciel afin de calculer les pertes en charge.
- énergie utile : l'énergie utile est le bilan des énergies calculées précédemment. On soustrait donc à la puissance produite les pertes en charge et la consommation en stand-by pour obtenir une énergie utile moyenne par an, convertible en économies annuelles ;
- le type de câbles : choisi par le logiciel CANECO ;
- les prix des câbles : ceux-ci incluent le coût des câbles et de l'installation ;

CHAPITRE 4. ETUDE DE CAS : INTÉGRATION D'UN CHAMP PV À DES STATIONS DE MÉTRO

SAT											
Mois	H équivalentes [h]	Prod AC [kWh]		tps nuit	Cons. Nocturne [kWh]		Pertes en charge [kWh]		Energie utile [kWh]		Câbles
		Fronius	Sun		Fronius	Sun	Fronius	Sun	Fronius	Sun	
Janvier	5,66	3509,2	5263,8	14,03	0,014032	1,40322E-05	90,53736	131,06862	3418,65	5132,73	Types de câbles
Février	7,01	4065,8	6519,3	13,14	0,013142	1,31425E-05	104,8976	162,33057	3960,89	6356,97	Fronius Sun
Mars	7,65	4743	7114,5	12,00	0,012002	1,20021E-05	122,3694	177,15105	4620,62	6937,35	5G10 5G16
Avril	8,49	5094	7895,7	10,83	0,010831	1,0831E-05	131,4252	196,60293	4962,56	7699,10	Prix des câbles (DZD/m)
Mai	9,06	5617,2	8425,8	9,85	0,009848	9,84836E-06	144,9238	209,80242	5472,27	8216,00	1600 2400
Juin	10,34	6204	9616,2	9,36	0,009362	9,36153E-06	160,0632	239,44338	6043,93	9376,76	Longueur câbles (m)
Juillet	10,95	6789	10183,5	9,62	0,009619	9,61908E-06	175,1562	253,56915	6613,83	9929,93	60
Août	9,93	6156,6	9234,9	10,49	0,010486	1,04863E-05	158,8403	229,94901	5997,75	9004,95	Prix (DZD)
Septembre	8,61	5166	8007,3	11,61	0,011607	1,16066E-05	133,2828	199,38177	5032,71	7807,92	96 000,00 DA 144 000,00 DA
Octobre	7,2	4464	6696	12,77	0,012772	1,27721E-05	115,1712	166,7304	4348,82	6529,27	48 000,00 DA
Novembre	5,88	3528	5468,4	13,79	0,013789	1,37885E-05	91,0224	136,16316	3436,96	5332,24	
Décembre	5,17	3205,4	4808,1	14,31	0,014306	1,43061E-05	82,69932	119,72169	3122,69	4688,38	
TOTAL		58542,2	89233,5	-	0,141796	0,000141796	1510,389	2221,91415	57031,67	87011,58571	
									29979,91626		

FIGURE 4.1 – Choix d'onduleurs pour SAT

On déduit que l'on rentabilise l'onduleur Huawei en 2 mois comparé à l'investissement dans un onduleur Fronius SYMO. Par ailleurs, pour un gain d'énergie qui s'élève à 29979,92 kWh par an, soit des économies annuelles de 1.6 M DZD/an il est évident que le choix d'onduleur pour SAT se portera sur quatre onduleurs Huawei SUN2000-30KTL.

SPM											
Mois	H équivalentes [h]	Prod AC [kWh]		tps nuit	Cons. Nocturne [kWh]		Pertes en charge [kWh]		Energie utile [kWh]		Câbles
		Fronius	Sun		Fronius	Sun	Fronius	Sun	Fronius	Sun	
Janvier	5,66	2631,9	3860,12	14,03	0,014032	1,40322E-05	116,33	163,6691	2515,56	3696,45	Types de câbles
Février	7,01	3259,65	4780,82	13,14	0,013142	1,31425E-05	144,0765	202,7068	3115,56	4578,11	Fronius Sun
Mars	7,65	3557,25	5217,3	12,00	0,012002	1,20021E-05	157,2305	221,2135	3400,01	4996,09	5G16 5G25
Avril	8,49	3947,85	5790,18	10,83	0,010831	1,0831E-05	174,495	245,5036	3773,34	5544,68	Prix des câbles (DZD/m)
Mai	9,06	4212,9	6178,92	9,85	0,009848	9,84836E-06	186,2102	261,9862	4026,68	5916,93	2400 3300
Juin	10,34	4808,1	7051,88	9,36	0,009362	9,36153E-06	212,518	298,9997	4595,57	6752,88	Longueur câbles (m)
Juillet	10,95	5091,75	7467,9	9,62	0,009619	9,61908E-06	225,0554	316,639	4866,69	7151,26	250
Août	9,93	4617,45	6772,26	10,49	0,010486	1,04863E-05	204,0913	287,1438	4413,35	6485,12	Prix (DZD)
Septembre	8,61	4003,65	5872,02	11,61	0,011607	1,16066E-05	176,9613	248,9736	3826,68	5623,05	600 000,00 DA 825 000,00 DA
Octobre	7,2	3348	4910,4	12,77	0,012772	1,27721E-05	147,9816	208,201	3200,01	4702,20	225 000,00 DA
Novembre	5,88	2734,2	4010,16	13,79	0,013789	1,37885E-05	120,8516	170,0308	2613,33	3840,13	
Décembre	5,17	2404,05	3525,94	14,31	0,014306	1,43061E-05	106,259	149,4999	2297,78	3376,44	
TOTAL		44616,75	65437,9		0,141796	0,000141796	1972,06	2774,567	42644,55	62663,33	
									20018,78504		

FIGURE 4.2 – Choix d'onduleurs pour SPM

Pareillement, sur une garantie de 10 ans et pour un gain d'énergie qui s'élève à 20018,78504 kWh par an soit 1 M DZD/an, il est évident que le choix d'onduleur pour SAT se portera sur quatre onduleurs Huawei SUN2000-20KTL vu leur rentabilité atteinte en 2 ans et demi.

Les montants d'économies annuelles sont calculés en divisant les consommations en quatre trimestres et en calculant sur la base des prix facturés par Sonelgaz pour les entreprises, à savoir les tranches de prix suivantes :

- Les premiers 250kWh à 4,1789 DZD/kWh ;
- la tranche allant de 250kWh à 1000kWh (soit 750kWh) à 4,812 DZD/kWh ;

- la troisième tranche (les kiloWatt-heures au-delà de 1000kWh) à 5.4 DZD/kWh.

Le tableau suivant récapitule les choix d'onduleurs pour chaque station :

	SAT	SPM
Références des onduleurs	Huawei SUN2000-30KTL	Huawei SUN2000-20KTL
Quantités	4	4

TABLE 4.8 – Tableau récapitulatif du choix d'onduleurs pour chaque site

Remarque :

Il est à noter que les longueurs de câble mentionnées dans les deux tableaux ci-dessus résultent des révisions en boucle du choix des charges en prenant en considération les pertes en charge à chaque itération, comme mentionné dans la procédure page 31.

2.4 Analyse et choix des charges

Afin de choisir les charges à alimenter pour chaque station, il est important de consulter et d'analyser les bilans de puissance de chacune des deux stations. Dans cette partie du dimensionnement PV classique, nous allons nous intéresser aux consommations des TGS, alimentés par les UPS.

Les bilans de puissance des TGS-1 des deux stations respectives SAT et SPM sont présentés dans les deux figures suivantes :

CHAPITRE 4. ETUDE DE CAS : INTÉGRATION D'UN CHAMP PV À DES STATIONS DE MÉTRO

T-GS-1 (PEF1)		BILAN CONSOMMATEURS TABLEAU GENERAL SECOURU-1 (PEF-1)						
N° DEPART	DESIGNATION	P-UNITAIRE (W)	NBRE	FP	P-INSTALLEE (KVA)	Ks	Ku	PUISSANCE Utile (KVA)
Q1.01	Eclairage Tunnel Voie 1-Amont	54			1,00	1	1	1,00
Q1.02	Eclairage Tunnel Voie 1-Aval	54			1,00	1	1	1,00
Q1.03	Eclairage Jalonnement Voie 1-Aval	18	10	1	0,18	1	1	0,18
Q1.04	Eclairage Jalonnement Voie 1-Amont	18	12	1	0,22	1	1	0,22
Q1.05	Alimentation Secourue Armoire. BT PET				11,83	1	0,83	9,82
Q1.06	Alimentation Secourue TSA-1 PEF1				5,00	1	0,53	2,65
Q1.07	Alimentation Tableau secondaire Secourue(T-SEC-S1.1)				2,00	1	1	2,00
Q1.08	Alimentation Secourue Armoire. BT BIL				7,50	1	1	7,50
Q1.14	Eclairage Secours Quai 1	18	10	1	0,18	1	1	0,18
Q1.15	Eclairage Secours Locaux Quai 1	18	10	1	0,18	1	1	0,18
Q1.16	Eclairage Secours Sous Quai 1	18	10	1	0,18	1	1	0,18
Q1.17	Eclairage Secours Locaux Sous Quai 1	18	10	1	0,18	1	1	0,18
Q1.18	Contrôle commande tableau CVAC-1				1,50	1	1	1,5
Q1.19	Contrôle commande tableau EPUI				0,10	1	1	0,1
Q1.20	ET200-T-EF-T				0,10	1	1	0,10
Q1.21	ET200-T-EF-1 (Quai1 & Sous Quai1)				0,10	1	1	0,10
Q1.22	ET200-T-GS-1				0,10	1	1	0,10
TOTAL =					31,35			26,98
Puissance retenue pour départ T-GS-1 (depuis UPS-1)								30,00

FIGURE 4.3 – Bilan de puissance du TGS-1 de SAT

CHAPITRE 4. ETUDE DE CAS : INTÉGRATION D'UN CHAMP PV À DES STATIONS DE MÉTRO

T-GS-1		BILAN CONSOMMATEURS TABLEAU GENERAL SECOURU-1						
N° DEPART	DESIGNATION	P-UNITAIRE (W)	NBRE	FP	P-INSTALLEE (KVA)	Ks	Ku	PUISSANCE Utile (KVA)
Q1.1	Eclairage Tunnel Voie 1 Amont	54			0,84	0,75	1	0,63
Q1.2	Eclairage Tunnel Voie 1 Aval	54			1,02	0,75	1	0,77
Q1.3	Eclairage Jalonnement Tunnel Voie 1- Aval	18	8	1	0,14	0,75	1	0,11
Q1.4	Eclairage Jalonnement Tunnel Voie 1- Amont	18	8	1	0,14	0,75	1	0,11
Q1.5	Alimentation Secourue Armoire. BT-PET				23,00	1	0,6	13,80
Q1.6	Alimentation Secourue - Armoire BT - SIG				15,00	1	0,6	9,00
Q1.7	Alimentation Secourue TSA-1				5,00	1	0,6	3,00
Q1.8	Alimentation Tableau Secondaire Secouru 1.1 (T-SEC-S1.1)				2,00	1	0,6	1,20
Q1.9	Alimentation Tableau Secondaire Secouru 1.2 (T-SEC-S1.2)				2,00	1	0,6	1,20
Q1.10	Alimentation Secourue Tableau Billetique				7,50	1	0,6	4,50
Q1.17	Eclairage Secouru Locaux Quai 1	18	10	1	0,18	0,75	1	0,14
Q1.18	Eclairage Secouru Sous Quai 1	18	10	1	0,18	0,75	1	0,14
Q1.19	Eclairage Secouru ACCT2/ ACCT3	18	10	1	0,18	0,75	1	0,14
Q1.20	Contrôle Commande T-CVAC-1				0,50	1	0,6	0,30
Q1.21	Contrôle Commande T-CVAC-3				0,40	1	0,6	0,24
Q1.23	Contrôle Commande T-VENT-1				0,40	1	0,6	0,24
Q1.24	Contrôle Commande T-EPUI-1				0,40	1	0,6	0,24
Q1.25	Contrôle Commande T-VENT-3				0,40	1	0,6	0,24
Q1.26	Contrôle Commande T-SPE-3				0,40	1	0,6	0,24
Q1.27	Alimentation ET200 T-EF-1				0,10	1	0,6	0,06
Q1.28	Alimentation ET200 T-EF-T				0,10	1	0,6	0,06
Q1.29	Alimentation ET200 T-GS1				0,10	1	0,6	0,06
Q1.34	Eclairage Secouru - Structure Quai 1	18	10	1	0,18	0,75	1	0,14
Q1.35	Eclairage Secouru - Structure Quai 1	18	10	1	0,18	0,75	1	0,14
Q1.36	Eclairage d'Ambiance - Structure Quai 1	18	10	1	0,18	0,75	1	0,14
Q1.37	Eclairage d'Ambiance - Structure Quai 1	18	10	1	0,18	0,75	1	0,14
TOTAL =					60,71			36,94
Puissance retenue pour départ T-GS-1 (depuis UP5-1)								40,00

FIGURE 4.4 – Bilan de puissance du TGS-1 de SPM

Comme mentionné dans la section 5, nous allons avoir recours à un coefficient de 0.8 prenant en considération les pertes inhérentes à tout système PV (poussière sur les panneaux, fluctuations du rayonnement solaire etc.).

Le facteur de puissance des équipements est de 0.8 et en utilisant la formule $P = S \cos \varphi$, on obtient les données du tableau 4.9 ci-dessous :

CHAPITRE 4. ETUDE DE CAS : INTÉGRATION D'UN CHAMP PV À DES STATIONS DE MÉTRO

	SAT	SPM
Energie utile produite par an (MWh)	70	50
Charges à alimenter	<ul style="list-style-type: none"> — Eclairage Tunnel Voie 1 - Amont ; — Eclairage Tunnel Voie 1 - Aval ; — Eclairage Jalonnement Voie 1 - Aval ; — Eclairage Jalonnement Voie 1 - Amont ; — Eclairage Secours Quai 1 ; — Eclairage Secours Locaux Quai 1 ; — Eclairage Secours Sous Quai 1 ; — Eclairage Secours Locaux Sous Quai 1 ; — Alimentation Secourue Armoire. BT BIL. 	<ul style="list-style-type: none"> — Eclairage Tunnel Voie 1 - Amont ; — Eclairage Tunnel Voie 1 - Aval ; — Eclairage Jalonnement Voie 1 - Aval ; — Eclairage Jalonnement Voie 1 - Amont ; — Eclairage Secours Quai 1 ; — Eclairage Secours Locaux Quai 1 ; — Eclairage Secours Sous Quai 1 ; — Eclairage Secours ACCT2/ACCT3 ; — Eclairage Secours Structure Quai 1 ; — Eclairage Secours Structure Quai 1 ; — Eclairage d'Ambiance Structure Quai 1 ; — Eclairage d'Ambiance Structure Quai 1 ; — Alimentation Secourue Armoire. BT BIL.
Energie annuelle consommée (MWh)	74	49
Proportion du TGS alimentée (%)	35,4	17,75

TABLE 4.9 – Récapitulatif des choix des charges pour SAT et SPM

Selon les données d'ensoleillement [13], pendant les 2 mois de Janvier et de Décembre, la production ne suffira pas à alimenter la consommation. Pour pallier à cela, deux options peuvent être envisagées : un inverseur de source à installer à l'entrée des TGS, ou alors l'installation et la programmation d'un

automate programmable.

3 Dalles Wattway à SPM et à SAT

Les dalles photovoltaïques Wattway telles que présentées dans le chapitre 2 sont associées en triplets pour augmenter la puissance tout en respectant la TBTS⁵.

Par ailleurs, par souci de compatibilité avec les onduleurs et en prenant en compte le seuil minimal de rentabilité de l'investissement par rapport à la production d'énergie produite par les dalles Wattway, le nombre minimal de dalles à installer est de 36, soit 12 triplets⁶.

3.1 Nombre de dalles à installer

Pour les deux stations, et dans le cadre de la conception et du dimensionnement d'un prototype et d'une première installation de dalles PV Wattway pour alimenter un sous-système d'une station de métro, nous allons étudier un champ dont le nombre de dalles est le plus petit possible, soit 36 dalles Wattway, ou 12 triplets de dalles sur $37m^2$.

La puissance crête d'un triplet est de 375 Wc, ce qui fait que la puissance crête du champ PV constitué de 12 triplets est de $375 \times 12 = 4.5$ kWc.

En se basant sur les données météorologiques des deux sites d'installation, ainsi que d'un coefficient de pertes de l'ensemble du système donné par Wattway⁷, on obtient les données du tableau suivant :

	SAT	SPM
Puissance crête (kWc)	4,5	4,5
Energie annuelle produite (kWh/an)	4342	4373

TABLE 4.10 – Récapitulatif des champs Wattway de SAT et SPM

Remarque :

Il est à noter que les autres composants de la chaîne ont été conçus et fabriqués spécifiquement pour ces dalles PV par le constructeur AXID. Le reste de la procédure ne sera donc pas applicable pour choisir les composants de la chaîne PV.

Par ailleurs, les convertisseurs conçus par AXID pour Wattway sont une propriété du Groupe Colas, et leurs caractéristiques techniques sont brevetées et donc confidentielles à ce jour.

5. Très Basse Tension de Sécurité : niveau de tension qui assure un niveau de sécurité pour le corps humain en cas de contact.

6. Etude réalisée par l'entreprise Wattway by Colas.

7. Donnée confidentielle, appartenant au brevet de l'entreprise Colas.

3.2 Choix de l'emplacement des dalles

L'emplacement des dalles est d'autant plus important que les masques solaires sont important et qu'il n'est pas possible d'optimiser l'inclinaison des dalles car leur position est contrainte par l'emprise. Une analyse de l'aménagement extérieur des stations, en collaboration avec les équipes de Wattway, a donc été nécessaire afin de choisir le meilleur emplacement en se rapprochant de la station tout en évitant les ombrages de la station au cours de la journée.

Pour SAT, l'emprise sélectionnée est le parking à l'extérieur de la station car l'espace est une zone de mobilité douce dont le sol est fait d'enrobé, ce qui évite des travaux supplémentaires de remplacement du carrelage par de l'enrobé (comme dans le cas où l'on choisirait le trottoir à l'entrée de la station).

Quant à SPM, l'esplanade à l'extérieur de la station a été retenue pour la pose des dalles car c'est la zone de mobilité douce la plus proche de l'accès de la station. Par ailleurs, c'est l'emplacement le plus au sud qui a été choisi, en vue de capter un maximum de rayonnement.

3.3 Choix de l'emplacement des armoires électriques

Les armoires électriques de Wattway sont parfaitement étanches et comprennent les dispositifs de protection, le régulateur de charge, l'onduleur ainsi que les départs vers la charge. Une armoire mesure approximativement 1600*1400*400 mm et doit être à une distance maximale de 50m de la dalle la plus éloignée.

A SAT, deux emplacements ont été proposés : l'une dans le couloir technique à gauche de l'entrée de la station et l'autre à l'extérieur. La distance entre la dernière dalle et l'armoire est inférieure à 50m dans les deux cas, et les deux emplacements ne sont distants que de 11m.

A SPM, une gaine technique disponible à l'entrée du niveau surface de l'accès Sud a été choisie comme emplacement de l'armoire électrique. La limite de distance y est respectée et un chemin de câble à proximité permet d'économiser en coût et en temps de travaux pour faire passer le câble vers les charges⁸.

3.4 Choix des charges à alimenter

Dans le cas des dalles PV Wattway, les charges présélectionnées sont celles des tableaux secondaires délestables des deux stations. Cela est dû au fait que l'éclairage non sécuritaire est alimenté par ces tableaux, ce qui est idéal pour deux raisons principales :

8. Les alimentations des charges sont situées à des étages inférieurs.

CHAPITRE 4. ETUDE DE CAS : INTÉGRATION D'UN CHAMP PV À DES STATIONS DE MÉTRO

- Le fait que les dalles Wattway soient particulièrement conçues pour alimenter des circuits d'éclairage, comme mentionné plus haut ;
- Le fait que ce projet soit une première étude de Wattway comme alimentation d'un système d'une station de métro. Il est donc important d'en écarter l'éclairage sécuritaire afin d'étudier les performances du système sans entraver la continuité de service des charges critiques.

Les tableaux ci-dessous présentent les bilans de puissance de deux tableaux délestables choisis à SAT et SPM respectivement :

T-SEC-D1.1		BILAN CONSOMMATEURS TABLEAU SECONDAIRE DELESTABLE-1.1						
N° DEPART	DESIGNATION	P-UNITAIRE (W)	NBRE	FP	P-INSTALLÉE (KVA)	Ks	Ku	PUISSANCE Utile (KVA)
3D1-1	Eclairage Salle des Billets SDBN/SDBC1				0,72	1	1	0,72
3D1-2	Eclairage Vestibule d'entrée CLR3				1,00	1	1	1,00
3D1-3	Eclairage Couloir CLR1				0,20	1	1	0,20
3D1-4	Eclairage Locaux REC/LDE				0,28	1	1	0,28
3D1-5	Eclairage Locaux BV/VES				0,28	1	1	0,28
3D1-6	Eclairage Extérieur Colonne EM1				0,30	1	1	0,30
3D1-7.1	Eclairage Vestibule d'entrée CLR2				0,50	1	1	0,50
3D1-7.2	Eclairage extérieur				0,50	1	1	0,50
3D1-8	Eclairage Publicité				1,94	1	1	1,94
3D1-9	Coffrets Sanitaires CS1				7,02	1	1	7,02
3D1-10	Coffret Prises Niches Q1				3,68	1	1	3,68
3D1-11	Prises Locaux salle des Billets				3,68	0,2	1	0,74
3D1-12	Prises assainissement Mezzanine Technique				6,25	0,2	1	1,25
3D1-13	Prises ANEP 220V				3,68	0,2	1	0,74
3D1-14	Prises ANEP 400V				6,25	0,2	1	1,25
TOTAL =					36,28			20,39
Puissance retenue pour départ T-SEC-D1.1 (depuis TGBT-1, départ D1.2)								40,00

FIGURE 4.5 – Bilan de puissance du tableau secondaire délestable à SAT

T-SEC-D1.1		BILAN CONSOMMATEURS TABLEAU SECONDAIRE DELESTABLE-1.1						
N° DEPART	DESIGNATION	P-UNITAIRE (W)	NBRE	FP	P-INSTALLÉE (KVA)	Ks	Ku	PUISSANCE Utile (KVA)
Q1D1-1	Eclairage BV1	52	3	0,9	0,17	1	1	0,17
Q1D1-2	Eclairage Normal SDB3	108	16	0,9	1,92	0,6	1	1,15
Q1D1-3	Prises locaux SDB (Côté Nord)				3,68	1	0,2	0,74
Q1D1-4	Prises niches SDB Publique (Côté Nord)				3,68	1	0,2	0,74
Q1D1-5	Prise ANEP 230 V				3,68	1	0,2	0,74
Q1D1-6	Prise ANEP 400 V				6,25	1	0,2	1,25
TOTAL =					19,38			4,78
Puissance retenue pour départ T-SEC-D1.1 (depuis TGBT-1, départ D1.2)								25,00

FIGURE 4.6 – Bilan de puissance du tableau secondaire délestable à SPM

Pour chaque système, nous avons procédé à une analyse des coefficients d'utilisation de chaque dispositif afin d'en extraire l'énergie consommée par jour, puis par an. On a ensuite choisi les charges à alimenter par les dalles Wattway en prenant en considération le facteur de puissance de 0.8 également, et on obtient les résultats suivants :

CHAPITRE 4. ETUDE DE CAS : INTÉGRATION D'UN CHAMP PV À DES STATIONS DE MÉTRO

	SAT	SPM
Nombre de dalles	36	36
Energie utile produite par an (MWh)	4.342	4.373
Charges à alimenter	Eclairage extérieur	Prises ANEP
Energie annuelle consommée par an (MWh)	3.5	3.58

TABLE 4.11 – Récapitulatif des choix des charges en Wattway pour SAT et SPM

Selon les données d'ensoleillement [13], pendant les 2 mois de Janvier et de Décembre, la production ne suffira pas à alimenter la consommation. Pour pallier à cela, deux options peuvent être envisagées : un inverseur de source à installer à l'entrée des tableaux délestables, ou alors l'installation et la programmation d'un automate programmable.

4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons conçu et dimensionné en tout quatre champs photovoltaïques : deux en PV classique et deux en Wattway. En PV classique, nous avons pu alimenter 35.4% d'un TGS à SAT et 17.75% à SPM, tandis qu'en Wattway nous nous sommes intéressés à l'intégration pour alimenter des circuits d'éclairage (extérieur à SAT et publicitaire à SPM).

Conclusion Générale

Dans ce mémoire, nous avons commencé par un chapitre de définitions générales concernant le photovoltaïque, nous avons ensuite introduit et présenté en détails les dalles photovoltaïques Wattway. Le troisième chapitre nous a permis de poser les bases d'une procédure d'intégration d'un champ photovoltaïque à un bâtiment tertiaire, et le quatrième et dernier chapitre a abordé l'étude de cas portant sur l'intégration d'un champ photovoltaïque classique et d'un autre composé de dalles Wattway au niveau des deux stations de Place des Martyrs (SPM) et des Ateliers (SAT).

L'étude technico-financière est passée tout d'abord par une familiarisation avec les systèmes auxiliaires complexes des deux stations de métro, dont les différences architecturales apportent des différences de chemins de câbles et de disposition des différentes armoires et composants électriques qui font l'objet de ce travail. Après quoi, la conception et le dimensionnement d'une chaîne photovoltaïque classique ont été réalisés, ainsi qu'une étude de coût en parallèle afin de réaliser un compromis entre performances techniques et rentabilité des composants de la chaîne. Selon le cahier des charges fourni, nous avons pu atteindre des proportions satisfaisantes d'autoconsommation, à savoir 35.4% et 17.75% d'autoconsommation des tableaux généraux secourus de SAT et SPM respectivement.

Enfin, une étude d'intégration de dalles Wattway pour des sous-systèmes d'éclairage publicitaire et d'éclairage extérieur a été réalisée, en collaboration avec les équipes françaises de Wattway. Ce qui nous a permis de concevoir un prototype pouvant alimenter l'éclairage extérieur de SAT et les prises publicitaires de SPM.

Cette étude de faisabilité constitue le socle de réalisation des projets, et les étapes à suivre devront porter sur la simulation des quatre systèmes, la validation de leur coût et la réalisation.

Bibliographie

- [1] *"Photovoltaics in Buildings : A Design Handbook for Architects and Engineers"*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (FhG-ISE), Freiburg, Germany. URL : <https://www.routledge.com/Photovoltaics-in-Buildings-A-Design-Handbook-for-Architects-and-Engineers/Sick-Erge/p/book/9781849711920>.
- [2] Zouhair El JOUAD. "Réalisation et caractérisation des cellules photovoltaïques organiques". Thèse de doct. Institut de technologies moléculaires MOLTECH ANJOU, UMR CNRS 6136, Angers, France Laboratoire d'Optoélectronique et Physico-Chimie des Matériaux, Kenitra, Maroc, 2016.
- [3] Thomas MAMBRINI. "Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies". Thèse de doct. France : Université Paris Sud - Paris XI, déc. 2014. URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01164783>.
- [4] Guangyu WANG. *"Technology, Manufacturing and Grid Connection of Photo-voltaic Solar Cells"*. John Wiley Sons, Ltd. 2018, p. 1-34. ISBN : 978-1-119-03518-3. URL : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119035183.ch1>.
- [5] Mertens KONRAD. *"Photovoltaics, fundamentals, technology and practice"*. John Wiley & Sons, Ltd., 2014.
- [6] A. DRĂGULINESCU et A. M. Claudia DRĂGULINESCU. "Solar Cell Types and Technologies with Applications in Energy Harvesting". In : 2020 IEEE 26th International Symposium for Design and Technology in Electronic Packaging (SIITME) (), p. 323-326. DOI : 10.1109/SIITME50350.2020.929218.
- [7] Arno SMETS et al. *"Solar Energy : The physics and engineering of photo-voltaic conversion, technologies and systems"*. UIT Cambridge Limited. England, 2016. ISBN : 978-1-906860-32-5.
- [8] Jean-François REYNAUD. "Recherches d'optimums d'énergie pour charge et décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques". Thèse de doct. France : Université Paul Sabatier - Toulouse III, jan. 2011. URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00559630>.

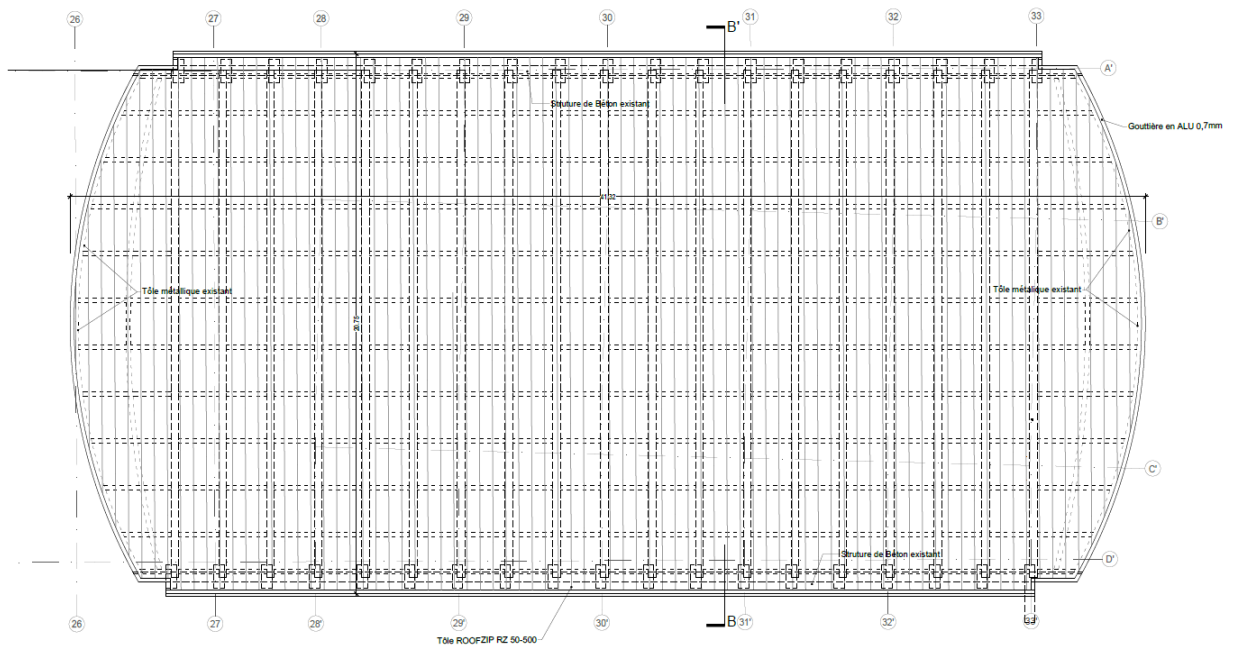
- [9] Angel Cid PASTOR. "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques". Micro etnanotechnologies/Microélectronique. France : INSA de Toulouse, fév. 2007. URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00128644>.
- [10] F.Z. ZERHOUNI, M. ZEGRAR et A. Boudghene STAMBOULI. "Connexion directe source d'énergie renouvelable verte non polluante photovoltaïque à une charge". In : *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 12 (N°4 2009), p. 585 -595.
- [11] L. Marroyo E. Lorenzo M. Perez M. GARCIA J. Maruri. "Partial shadowing, MPPT performance and inverter configurations : observations at tracking PV plants". In : *Wiley InterScience* (avr. 2008). DOI : 10.1002/pip.833. URL : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.833>.
- [12] Michel Villoz ANNE LABOURET. "*Solar Photovoltaic Energy*". Fourth Edition. The Institution of Engineering et Technology, London, United Kingdom, 2009. ISBN : 978-1-84919-155-5.
- [13] A. Bouhanik M.R. YAICHE. "*Atlas Solaire Algérien*". Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), 2002.

Annexes

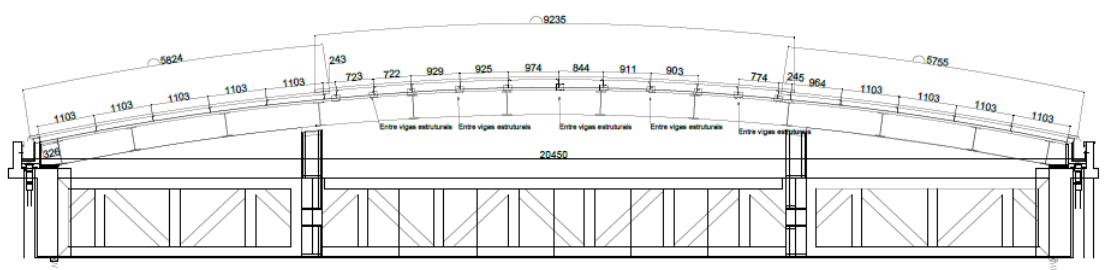
1 Vue Google Earth de SAT



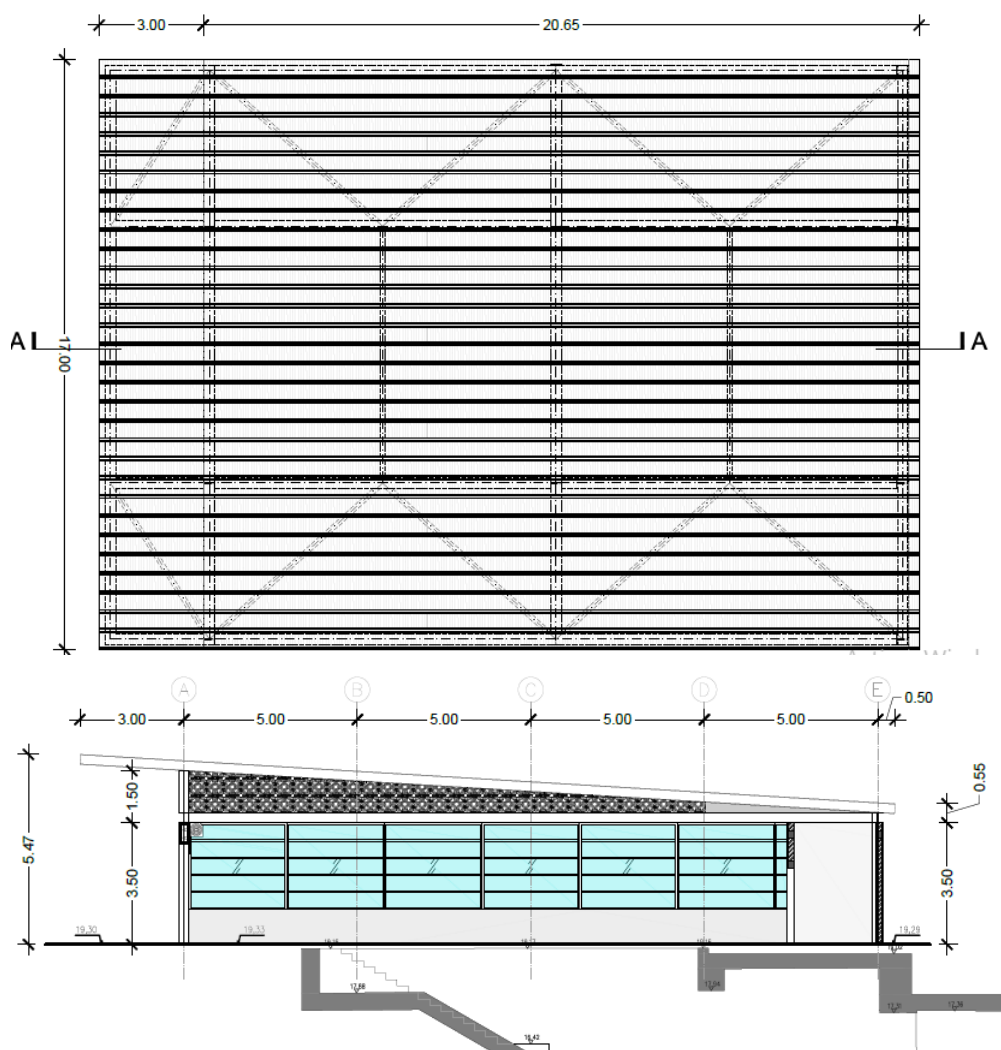
2 Plans de la toiture de SAT



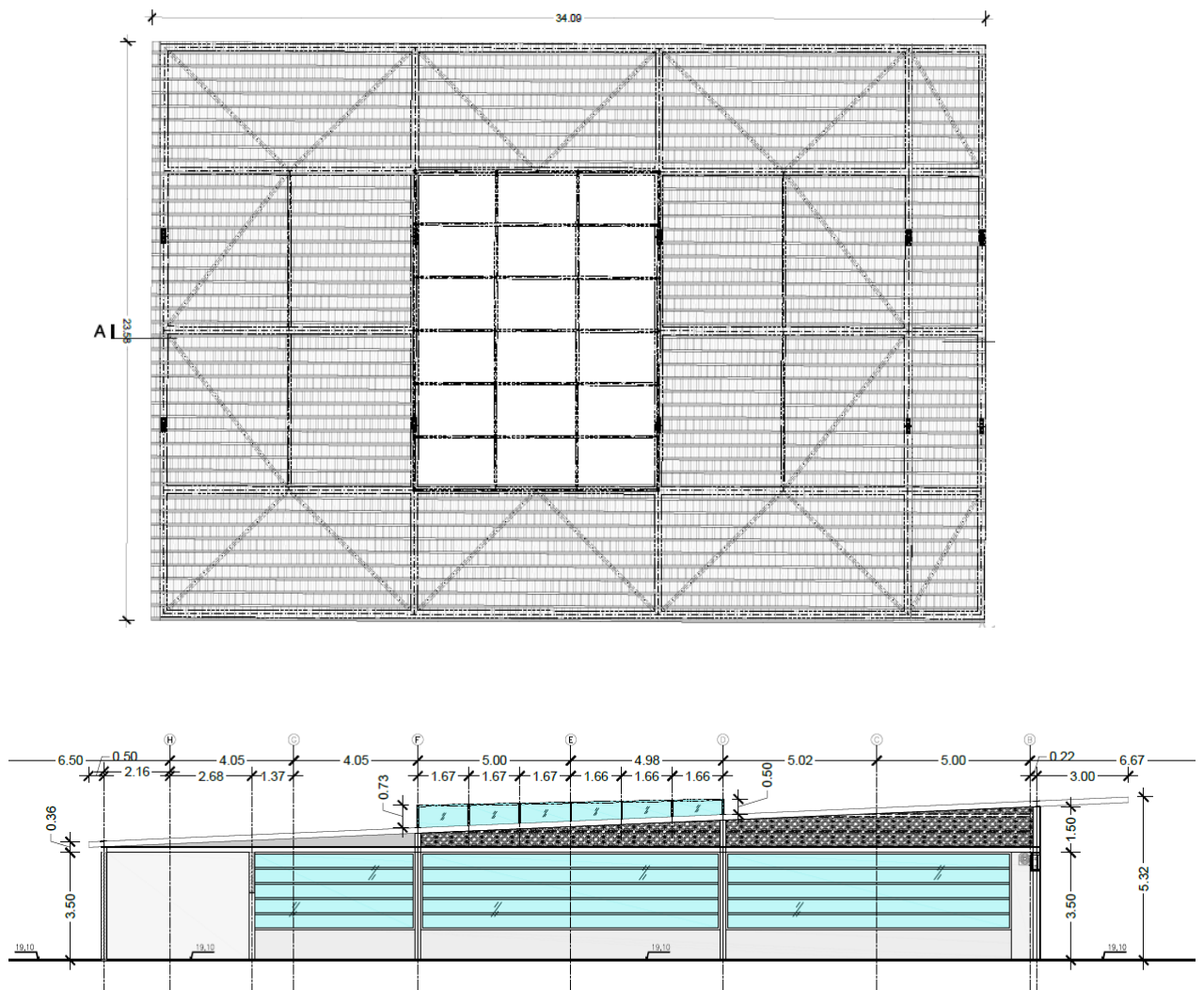
PLAN Niveau Couverture SB
Echelle 1/100



3 Plan de l'Accès Nord de SPM



4 Plan de l'Accès Sud de SPM



5 Vue Google Earth de l'Accès Sud de SPM



6 Dimensionnement du GPV à SAT et SPM

7 Fiche technique des panneaux SUNPOWER SPR-MAX3-400

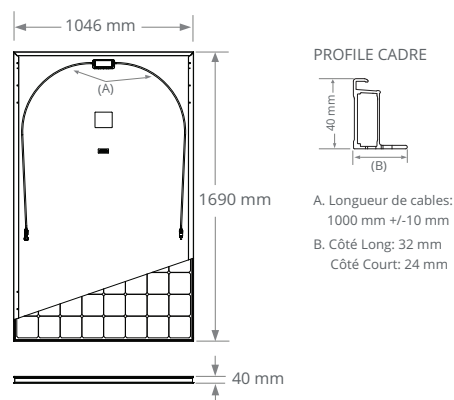
MAXEON 3 PUISSANCE : 390 à 400 W | RENDEMENT : jusqu'à 22,6%

Caractéristiques électriques			
	SPR-MAX3-400	SPR-MAX3-395	SPR-MAX3-390
Puissance nominale (P _{nom}) ⁹	400 W	395 W	390 W
Tolérance (module)	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Rendement (module)	22,6%	22,3%	22,1%
Tension à puissance maximale (V _{mpp})	65,8 V	65,1 V	64,5 V
Courant à puissance maximale (I _{mpp})	6,08 A	6,07 A	6,05 A
Tension en circuit ouvert (V _{oc}) (+/-3)	75,6 V	75,4 V	75,3 V
Courant de court-circuit (I _{sc}) (+/-3)	6,58 A	6,56 A	6,55 A
Tension maximale du système	1000 V IEC		
Calibre des fusibles série	20 A		
Coef. Temp. Puissance (P _{mpp})	-0,27% / °C		
Coef. Temp. Tension (V _{oc})	-0,236% mV / °C		
Coef. Temp. Courant (I _{sc})	0,058% mA / °C		

Tests et certifications	
Tests Standards ¹⁰	IEC 61215, IEC 61730
Certification Qualité management	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Test à l'ammoniaque	IEC 62716
Test au sable	MIL-STD-810G
Test aux environnements salins	IEC 61701 (Sévérité maximum)
Test PID	1000 V : IEC 62804
Autres Tests	TUV

Tests et certifications de respect environnemental	
Écolabellisation Declare (IFLI)	Premier panneau solaire labellisé pour sa transparence quant aux matériaux et sa conformité aux normes LBC ¹²
Cradle to Cradle Certified™ niveau Bronze	Première gamme de panneaux solaires à avoir été certifiée pour l'innocuité et la réutilisation de ses matériaux, la consommation d'énergie renouvelable, la gestion du carbone, l'utilisation de l'eau et l'équité sociale ¹³
Contribution à la certification Green Building	Panneaux permettant l'obtention de points supplémentaires aux fins de l'obtention des certifications LEED et BREEAM ¹⁴
Conforme aux règles HSE	RoHS, OHSAS 18001:2007, sans plomb, recyclage ou PV Cycle, REACH SVHC-163

Conditions de test et caractéristiques mécaniques	
Température	-40°C à +85°C
Résistance à l'impact	25 mm de diamètre à 23 m/s
Cellules	104 Cellules monocristallines Maxeon Gén. III
Verre trempé	Verre trempé haute transmission avec couche antireflet
Boîtier de connexion	Classé IP-68, MC4
Poids	19 kg
Charge maximale ¹¹	Vent : 2400 Pa, 244 kg/m ² avant et arrière Neige : 5400 Pa, 550 kg/m ² avant
Cadre	Anodisé noir de classe 1



Veuillez lire les instructions de sécurité et d'installation.

8 Fiche technique des onduleurs Huawei

SUN2000-30/36/40KTL-M3
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
-------------------------	------------------	------------------	------------------

Efficiency	
Max. Efficiency	98.7%
European Efficiency	98.4%

Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4

Output			
Rated AC Active Power	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Rated Output Voltage	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz		
Rated Output Current	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Max. Output Current	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD		
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%		

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Yes
AC Surge Arrester	Yes
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery ³	Yes

Communication	
Display	LED Indicators, Integrated WLAN + FusionSolar APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)

General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	43 kg (94.8 lb)
Noise Level	< 46 dB
Operating Temperature Range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	0 - 4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W

Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	SUN2000-450W-P

Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
 2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

3. SUN2000-30~40KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (nPERT, HIT)

9 Fiche technique des onduleurs Fronius

CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DONNÉES D'ENTRÉE	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Courant d'entrée max. ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	27.0 A / 16.5 A ¹⁾		33.0 A / 27.0 A		
Courant d'entrée max utilisable ($I_{dc\ max\ 1} + I_{dc\ max\ 2}$)	43.5 A		51.0 A		
Courant max. de court-circuit (MPP ₁ /MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
Tension d'entrée min. ($U_{dc\ 1\ min} / U_{dc\ 2\ min}$)	200 V				
Tension de démarrage d'injection ($U_{dc\ start}$)	200 V				
Tension d'entrée nominale ($U_{dc,r}$)	600 V				
Tension d'entrée max. ($U_{dc\ max}$)	1 000 V				
Plage de tension MPP ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Nombre de MPP trackers	2				
Nombre de connecteurs DC	3+3				
Max. puissance crête générateur PV ($P_{dc\ max}$)	15.0 kWc	18.8 kWc	22.5 kWc	26.3 kWc	30.0 kWc

DONNÉES DE SORTIE	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Puissance de sortie nominale AC ($P_{ac,r}$)	10 000 W	12 500 W	15 000 W	17 500 W	20 000 W
Puissance de sortie max.	10 000 VA	12 500 VA	15 000 VA	17 500 VA	20 000 VA
Courant de sortie max. ($I_{ac\ max}$)	14.4 A	18.0 A	21.7 A	25.3 A	28.9 A
Connexion réseau (plage de tension)	3-NPE 400 V / 230 V ou 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Fréquence (plage de fréquence)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Taux de distorsion harmonique	1.8 %	2.0 %	1.5 %	1.5 %	1.3 %
Facteur de puissance ($\cos\ \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.				

DONNÉES GÉNÉRALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensions (hauteur x largeur x profondeur)	725 x 510 x 225 mm				
Poids	34.8 kg		43.4 kg		
Indice de protection	IP 66				
Classe de protection	1				
Catégorie de surtension (DC / AC) ²⁾	1 + 2 / 3				
Consommation nocturne	< 1 W				
Concept d'onduleur	Sans transformateur				
Refroidissement	Refroidissement par air régulé				
Montage	Montage intérieur et extérieur				
Plage de température ambiante	-40 °C / +60 °C				
Humidité de l'air admise	0 - 100 %				
Altitude max.	2 000 m / 3 400 m (plage de tension non restreinte/ restreinte)				
Technologie de raccordement DC	6x DC+ et 6x DC- raccords borniers à vis 2.5 - 16 mm ²				
Technologie de raccordement AC	5 pôles AC raccords borniers à vis 2.5 - 16 mm ²				
Certificats et conformité aux normes	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, S1 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

¹⁾ 14.0 A pour tensions <420 V

²⁾ Selon la norme IEC 62109-1. Un rail DIN inclus pour protection optionnelle parafoudre type 1 + 2 et type 2. Plus d'informations concernant la disponibilité des onduleurs sur www.fronius.com.