

UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE  
Faculté de génie  
Département de génie

# BANC D'ESSAI POUR CARACTÉRISATION EN CONDITIONS RÉELLES EXTÉRIEURES DE MODULES EN CONCENTRATION PHOTOVOLTAÏQUE

Mémoire de maîtrise  
Spécialité : génie mécanique

Dominic LARKIN, ing.

Jury: Richard ARES (directeur)  
Vincent AIMEZ (co-directeur)  
Luc Fréchette (Pr. Génie mécanique)  
Simon Fafard (Pr. Génie él. et inf.)

Sherbrooke (Québec) Canada

Mai 2017



# RÉSUMÉ

Face aux sources d'énergie épuisables et polluantes, la production d'électricité par énergie solaire à concentration photovoltaïque (CPV) connaît depuis 2010 une croissance significative.

Les systèmes ayant les plus hauts rendements (< 29%) sont constitués de trackers à deux axes combinés à des modules à modules (CPV) allant de 300x à 2500x, intégrant des cellules PV à triple jonction, dont l'efficacité mesurée en laboratoire est supérieure à 35%. Les pertes des systèmes sont dues aux conditions de fonctionnement extérieures fluctuantes, parmi lesquelles : la température, le contenu spectral du flux lumineux, la taille variable du disque solaire et la précision du suivi soumis à des limites physiques et des charges de vents variables. L'industrie tente de pallier à ces difficultés par des dispositifs à concentrations optique à angle d'acceptance (AA) large.

Mais la caractérisation en laboratoire de tout dispositif doit être complétée par des tests en conditions externes. Ce projet consiste en la conception et la réalisation d'un banc d'essai extérieur de caractérisation de modules CPV, sous conditions réelles et variables, au moyen de tests I-V. Les données sont archivées sur une base de données, et prétraitées pour analyses des résultats. Les objectifs de caractérisation ont été atteints, soit le positionnement ponctuel précis en azimut et en élévation lors d'un test I-V, la répétition de cette étape selon des protocoles ajustables. Six dispositifs CPV à large AA ont été caractérisés en même temps (plus de 146 000 lectures). Des suggestions sont faites pour corriger les problèmes rencontrés. Des questions de recherches ultérieures sont posées, l'ensemble confirmant la pertinence de ce type de banc d'essai.

**Mots-clés :** Irradiance directe normale, auréole solaire, pyrhéliométrie, angle d'acceptance, précision de tracking, courbes I-V, courant de court-circuit, puissance maximale.

# REMERCIEMENTS

Mes remerciements vont à mon directeur Richard Arès et mon codirecteur Vincent Aimez pour avoir permis cette collaboration à leurs travaux. Je remercie également Jonathan Genest, Simon Fafard, Abdelatif Jaouad, Pierre Langlois, et les autres membres des divers groupes de recherche pour leur soutien et leur conseil, en particulier Philippe-Olivier Provost, Nicolas Maheux et Vincent-Philippe Rhéaume. Je souligne également l'assistance technique de la compagnie Deltek qui m'a aidé considérablement à acquérir les connaissances en logiciel pour le développement de ce projet.

# TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	i
REMERCIEMENTS.....	ii
LISTE DES FIGURES.....	v
LISTE DES TABLEAUX.....	vii
LEXIQUE	ix
LISTE DES ACRONYMES ET SYMBOLES .....	xi
CHAPITRE 1 INTRODUCTION.....	13
1.1 Mise en contexte.....	13
1.2 Définition du projet de recherche .....	16
1.2.1 Objectifs .....	16
1.2.2 Contributions originales.....	17
1.3 Plan du document .....	18
CHAPITRE 2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR HCPV, THÉORIE ET PROBLÉMATIQUES.....	21
2.1 Illumination solaire.....	21
2.1.1 Le spectre solaire.....	21
2.1.2 L'indice de masse d'air (AM) .....	23
2.1.3 L'auréole circumsolaire .....	26
2.2 La mesure de l'irradiance solaire.....	27
2.2.1 Ratio circumsolaire.....	30
2.2.2 Les standards des tests pour l'homologation .....	32
2.3 La production photovoltaïque .....	34
2.3.1 La cellule mono jonction.....	35
2.3.2 La cellule multi-jonction.....	38
2.4 Les concentrateurs optiques .....	39
2.4.1 La concentration par miroir.....	39
2.4.2 La concentration par lentille.....	40
2.4.3 Isotropie / Anisotropie des dispositifs .....	41
2.5 Théorie du tracking.....	42
2.5.1 Parcours du soleil.....	42
2.5.2 Le suivi du soleil ou tracking .....	44
2.5.3 La photométrie différentielle.....	45
2.5.4 Le calcul de la position astronomique du soleil .....	45
2.5.5 Correspondance des systèmes de coordonnées. ....	46
2.6 Rendement d'un système CPV .....	47
CHAPITRE 3 Le banc d'essai extérieur .....	49
3.1 Cahier des charges .....	49

3.2	Schéma général .....	50
3.3	Emplacement.....	51
3.4	L'assise en acier .....	52
3.5	Le tracker Feina SF09 .....	52
3.6	Les dispositifs sous test .....	55
3.7	La plaque de montage.....	55
3.8	La lecture d'élévation .....	56
3.9	La lecture d'azimut.....	58
3.10	Le suivi à distance de la position en coordonnées tangentielles au soleil.....	60
3.11	La pyréliométrie.....	61
3.12	La météo.....	62
3.13	Le code.....	62
3.14	Le contrôleur principal.....	63
3.15	L'instrumentation I-V : le SMU et le DMM Keithley .....	64
3.16	La base de données .....	66
3.17	Le traitement de l'information.....	68
CHAPITRE 4	Les méthodes de mesures .....	68
4.1	Protocoles I-V .....	68
4.2	Protocoles de positionnement .....	69
4.2.1	Modes de positionnement.....	69
4.2.2	Obtention du centre des DUT .....	70
4.2.3	Obtention de la fonction de transfert des DUT .....	71
4.2.4	Réponse des DUT, par tracking continu.....	71
CHAPITRE 5	Résultats.....	72
5.1	Retour sur le cahier des charges.....	72
5.2	Test I-V simple pour 6 dispositifs .....	74
5.3	Tests I-V répétés en boucle.....	75
5.4	Test simulant un tracker commercial en mode continu.....	76
5.5	Test de caractérisation en azimut et élévation .....	78
5.5.1	Le banc d'essai.....	80
5.5.2	Les dispositifs testés.....	81
CHAPITRE 6	CONCLUSION.....	84
6.1	Sommaire .....	84
6.2	Bilan des objectifs .....	84
6.3	Bilan du cahier des charges .....	84
6.4	Propositions.....	85
6.5	Travaux futurs, questions de recherche subséquentes.....	87
LISTE DES RÉFÉRENCES	.....	88
ANNEXE A	L'interface graphique principale.....	92
ANNEXE B	L'interfaces graphiques des tests .....	92
ANNEXE C	Posters présentés au colloque CPV-11 (Aix-les-Bains) et CPV-12 (Frankfurt)..	94

# LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 - L'IRRADIANCE HORIZONTALE TOTALE EST LA SOMME DE L'IRRADIANCE DIRECTE INCIDENTE ET DE L'IRRADIANCE DIFFUSE HORIZONTALE	21
FIGURE 2 - DISTRIBUTION DU SPECTRE SOLAIRE ET INFLUENCE DE LA COMPOSITION DE L'ATMOSPHERE	22
FIGURE 3 - SPECTRES SOLAIRES STANDARDS [30]	26
FIGURE 4 - DISQUE SOLAIRE AVEC AURÉOLE CIRCUMSOLAIRE ÉTENDUE	26
FIGURE 5 - PYRHÉLIOMÈTRE CIRCULAIRE. GAUCHE : OUVERTURE ET ANGLES DE CARACTÉRISATION, DROITE : COURBE DE RÉPONSE NORMALISÉ ET PÉNOMBRE ENTRE $A_s$ ET $A_1$ [10]	28
FIGURE 6 - PYRHÉLIOMÈTRE MONTÉ SUR UN TRACKER EKO	28
FIGURE 7 - PYRHÉLIOMÈTRE SPN1, DE DELTA-T DEVICE	29
FIGURE 8 - HISTOGRAMME 2D COMPRENANT 337 701 MESURES DU CSR (2.5°) ET DU DNI EXPÉRIMENTAL CORRESPONDANT ENTRE AVRIL 2011 ET DÉCEMBRE 2012 (ALMERÍA ESPAGNE) [10]	30
FIGURE 9 - SCHÉMA SIMPLIFIÉE D'UNE CELLULE PV [22]	35
FIGURE 10 - CELLULE PV, COURBE D'OPÉRATION I-V AVEC LES PARAMÈTRES $I_{sc}$ $V_{oc}$ $I_{MP}$ $V_{MP}$ $P_{MAX}$ ET $P_T$ [22].	36
FIGURE 11 - EFFET DE L'INTENSITÉ LUMINEUSE ET DE LA TEMPÉRATURE SUR LA COURBE I-V	37
FIGURE 12 - EXEMPLE DE CELLULE TRIPLE-JONCTION INGA <sub>P</sub> , INGAAs, GE (A) COMPOSITION (B) BANDES SPECTRALES (AM1.5) ABSORBÉES PAR CHAQUE JONCTION. (SOURCE WIKI COMMONS)	38
FIGURE 13 - SCHÉMA D'UN MODÈLE DE MODULE HCPV, AVEC UN ÉLÉMENT OPTIQUE PRIMAIRE (POE), UN ÉLÉMENT OPTIQUE SECONDAIRE ET UNE CELLULE CPV	40
FIGURE 14 - SIMULATION DE FONCTION DE TRANSFERT DE MODULE CPV	41
FIGURE 15 - ABAQUE SOLAIRE ANNUELLE DE L'EMPLACEMENT DE RECHERCHE EXTÉRIEUR DU 3IT. EXEMPLE DE LA JOURNÉE DU 22 FÉVRIER 2014 EN ROUGE AVEC L'APOGÉE À 12H01	43
FIGURE 16 - REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DU BANC DE TEST	50
FIGURE 17 - LE BANC DE TEST EN CONDITIONS ESTIVALES (A) ET HIVERNALES (B) : 1) ASSISE EN ACIER, 2) DISPOSITIFS CPV TESTÉS, 3) PLAQUE D'ACIER INCLINÉE RECEVANT LE MONTAGE, 4) SMU ET DMM, 5) LOCALISATION DE L'ENCODEUR, 6) CASCADE DE 3 INCLINOMÈTRES DE PRÉCISION, 7) PYRANOMÈTRE DE GÉNÉRATION INTELLIGENTE SPN1, 8) CONTRÔLEUR PRINCIPAL SOUS BOÎTIER ISOLÉ, AVEC CHAUFFAGE ET VENTILATION THERMOSTATIQUE.	51
FIGURE 18 - INCLINOMÈTRE RST IC6552, BRUIT D'ÉLÉVATION EN MODE STATIQUE, PAR VENT QUASI NUL LE 2015-03-19 AU MATIN	56
FIGURE 19 - CAPTURE D'ÉCRAN D'UNE VUE À DISTANCE PAR LA CAMÉRA D'OBSERVATION, DE LA PROJECTION DE L'OMBRE DU DIAPHRAGME ET DE L'IRRADIATION COLLIMÉE.	60
FIGURE 20 - LE SMU 2601A (HAUT) ET LE DMM 3706B (CENTRE) DANS LEUR BOÎTIER EXTÉRIEUR CHAUFFÉ ET VENTILÉ. PHOTO DE GAUCHE, VUE AVANT. PHOTO DE DROITE, VUE ARRIÈRE. LE DMM LIT PAR LES THERMOCOUPLES (CONNECTEURS JAUNES) LA TEMPÉRATURE DES CELLULES CPV. LE DMM FAIT LE PONT ENTRE LES DUT ET LE SMU.	64
FIGURE 21 - BRANCHEMENTS À LA CARTE MATRICE 6 x 16 KEITHLEY 3731, GÉRÉE PAR LE DMM 3706A.	65
FIGURE 22 - SMU 20601B, PLAGES D'OPÉRATION	66
FIGURE 23 - PROTOCOLE I-V UTILISÉ LORS DU TEST ILLUSTRÉ DANS LA FIGURE PRÉCÉDENTE. ICI, CHAQUE COURBE COMPORTE (1+5+45) = 51 POINTS DE MESURE	75
FIGURE 24 - EXEMPLE DE COURBES I-V (GAUCHE) ET P-V (DROITE) TRACÉS EN CONDITIONS RÉELLES. LE TEMPS TOTAL D'ÉCHANTILLONNAGE DES 6 COURBES EST DE 4 s.	75
FIGURE 25 - RÉPONSE DU DISPOSITIF N°1: PUISSANCE NORMALISÉE VS L'ANGLE D'INCIDENCE PAR RAPPORT AU SOLEIL EN AZIMUT ET EN ÉLÉVATION.	76
FIGURE 26 - APPLICATION DU GUI SIMULANT LES TRACKERS COMMERCIAUX	76
FIGURE 27 - DEUX PROFILS DE TRACKING. UN OFFSET DE (-1.5,1.5) EST IMPOSÉ EN AZ. ET EN ÉL., POUR TENIR COMPTE DU MODULE CPV. EN (A) 2x 60 s (2016-02-05, 9H17 À 10H35), EN (B) 2 x 240 s UN TEST ÉTALÉ SUR LES HEURES HAUTES DU JOUR (2016-02-13 DE 9H42 À 15H56)	77
FIGURE 28 - TEST MATRICIEL. LE $P_{MAX}$ DE CHAQUE DISPOSITIF EST PONDÉRÉ PAR SON DNI, ET NORMALISÉ PAR RAPPORT À LA VALEUR MAXIMALE DES $P_{MAX}$ .	80

FIGURE 29 - CARACTÉRISTIQUES DES DISPOSITIFS 1, À GAUCHE ET 5, À DROITE. RANGÉES 1 ET 2, LES VALEURS NORMALISÉES ET RECENTRÉES DE $P_{MAX} / DNI$ , RANGÉE 3, LES $I_{SC}$ NORMALISÉS ET RANGÉE 4, LES FF. LES COURBES DE NIVEAU SONT ESPACÉES AU 10%.	82
FIGURE 30 - L'INTERFACE DE CONTRÔLE MANUEL	92
FIGURE 31 - INTERFACE DES TESTS I-V	93
FIGURE 32 - INTERFACE DES PROTOCOLES DE POSITION POUR LES TESTS I-V	93

# LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 - INDICE AIR MASS (AM) EN FONCTION DE L'ANGLE DE ZÉNITH : AM 1.5, TRÈS UTILISÉ EN RECHERCHE, EST MIS ÉVIDENCE. .....	25
TABLEAU 2 - CONDITIONS DE RÉFÉRENCE STANDARD DES SYSTÈMES À CONCENTRATION DÉFINIES PAR LA NORME IEC 626270-1:2013 .....	32
TABLEAU 3 - CAHIER DE CHARGE DU PROJET.....	49
TABLEAU 4 - TRACKER SF09, CARACTÉRISTIQUES D'ORIGINE ET CHANGEMENTS APPORTÉS.....	53
TABLEAU 5 - INCLINOMÈTRE, CONDITIONS D'ÉCHANTILLONNAGE.....	57
TABLEAU 6 - CARACTÉRISTIQUES DES LECTURES D'AZIMUT.....	59
TABLEAU 7 - AJUSTEMENT DES LIMITES BASSES DE VITESSE DES MOTEURS EN FONCTION DE LA TEMPÉRATURE EXTÉRIEURE.....	70
TABLEAU 8 - TEST DE CARACTÉRISATION UTILISANT UN PROTOCOLE DE TRACKING MATRICIEL.....	79



# LEXIQUE

Azimut	Dans le système de coordonnées horizontales, angle entre un repère, souvent le nord et un point observé à l'horizon
Élévation	Synonyme de hauteur, c'est-à-dire, pour un observateur au sol, angle dans le plan vertical, entre un point observé dans le ciel et le plan horizontal
Pyranomètre	Dispositif de mesure de l'irradiance totale
Pyrhéliomètre	Dispositif de mesure de l'irradiance normale directe
Tracker solaire	Dispositif de suivi du soleil par motorisation. Anglicisme communément utilisé, équivalents : traqueur solaire, pisteur ou suiveur de soleil
Zénith	Direction verticale, vers le ciel pour un observateur au sol, angle par rapport à cette direction



# LISTE DES ACRONYMES ET SYMBOLES

Acronyme	Définition
AA	Angle d'acceptance
AeRoNet	Réseau robotique sur les aérosols (Aerosol Robotic Network )
AIE ( IEA )	Agence internationale de l'énergie (International Energy Agency)
AM	Indice de masse d'air (Air Mass), sans dimensions
CPV, HCPV	Concentration photovoltaïque, haute concentration photovoltaïque
CSOC	Conditions d'opération standard de concentrateur (Concentrator Standard Operating Conditions)
CSR	Ratio circumsolaire (Circumsolar ratio)
CSTC	Conditions de tests standards de concentrateur (Concentrator Standard Tests Conditions)
$\delta_s$	Pour un observateur au sol, demi-angle du disque solaire, c'est-à-dire angle couvrant le rayon du disque en partant de son centre
DNI	Irradiance normale directe (Direct normal irradiance), en $W/m^2$
FF	Facteur de remplissage/ de forme (Fill factor)
GHI	Irradiance globale horizontale (Global horizontal irradiance), en $W/m^2$
GNI	Irradiance globale normale (global normal irradiance), en $W/m^2$
$I_{sc}$	Courant de court-circuit (Short-circuit current)
MPPT	Suivi du point maximal de puissance (Maximum power point tracking)
MteP (Mtoe)	Méga Tonne d'équivalent pétrole (Mega tonne of oil equivalent)
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OMM	Organisation météorologique mondiale (World Meteorological Organization ou WMO)
POE	Élément optique primaire (Primary optic element)
PV	Photovoltaïque
PWM	Modulation par largeur d'impulsion variable (Pulse width modulation)

Azimut	Dans le système de coordonnées horizontales, angle entre un repère, souvent le nord et un point observé à l'horizon
Élévation	Synonyme de hauteur, c'est-à-dire, pour un observateur au sol, angle dans le plan vertical, entre un point observé dans le ciel et le plan horizontal
Pyranomètre	Dispositif de mesure de l'irradiance totale
Pyrhéliomètre	Dispositif de mesure de l'irradiance normale directe
Tracker solaire	Dispositif de suivi du soleil par motorisation. Anglicisme communément utilisé, équivalents : traqueur solaire, pisteur ou suiveur de soleil
Zénith	Direction verticale, vers le ciel pour un observateur au sol, angle par rapport à cette direction

## LISTE DES ACRONYMES ET SYMBOLES

PWV	Vapeur d'eau précipitable (Precipitable Water Vapor), indice de la teneur en eau contenu dans l'atmosphère
SOE	Élément optique secondaire (Secondary optic element)
SMARTS	Modèle simple du transfert radiatif atmosphérique du rayonnement solaire (Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine)
$V_{oc}$	Tension de circuit ouvert (open circuit)
$W_p$	Watt crête (peak Watt), unité de mesure exprimant la puissance maximale d'une installation photovoltaïque

# CHAPITRE 1 INTRODUCTION

## 1.1 Mise en contexte

On estime que la Terre entière, soit les océans, les sols et l'atmosphère absorbent environ  $3,85 \times 10^{24}$  joules par année de l'énergie lui parvenant du soleil [1]. À titre de comparaison, la consommation humaine totale, pour toute l'année 2012, soit environ 13 000 Mtoe<sup>1</sup> [2], équivaut à une heure et quart d'irradiation moyenne reçue par la Terre. C'est une source immense d'énergie, mais son exploitation efficace et généralisée nécessite l'intégration de notions diverses lesquelles –bien que mieux cernées depuis quelques années- représentent toujours pour l'industrie et la recherche des défis à relever.

L'énergie solaire est utilisée depuis des siècles comme source d'énergie thermique passive, en architecture du bâtiment. Lavoisier, à la fin du XVIIIe siècle a construit une lentille à liquide permettant par concentration, d'obtenir une température de quelques 1800°C[3].

L'effet photovoltaïque, découvert par Becquerel en 1839, mettra plus d'un siècle avant de déboucher sur une application concrète. En effet, suite à la première cellule photovoltaïque (PV) à haut rendement (9% !) des chercheurs Chapin, Pearson et Prince, les Laboratoires Bell produiront leur premier panneau solaire, à un coût cependant prohibitif [3].

Les premiers chocs pétroliers des années 1970 ont stimulé une vague de recherche dans les énergies renouvelables, avec certaines percées en concentration solaire thermique, tels le four à héliostats d'Odeillo dans les Pyrénées, spécialisé dans l'étude des matériaux à haute température [4] et les aires de capteurs cylindro-paraboliques des projets SEGS (Solar Electricity Generating Systems) en Californie [5], toujours en opération.

Jusqu'aux années 1980, seuls les besoins en recherche aérospatiale purent justifier et firent progresser la recherche en énergie photovoltaïque. Les années suivantes virent l'apparition d'applications solaires dans des niches spécialisées, telles des calculettes, des concours universitaires, des projets pionniers dans le bâtiment.

---

<sup>1</sup> Se référer à la liste des acronymes et symboles pour connaître leur signification

La croissance des coûts des énergies fossiles, les catastrophes environnementales conjuguées à l'augmentation de la demande mondiale en énergie ont relancé les décideurs politiques, les industries et les chercheurs à développer des solutions utilisant d'autres formes d'énergie. Les besoins en électricité sont en hausse partout, mais entre autres dans les pays émergents et en développement.

Les coûts des modules PV baissent constamment, typiquement en 2000, 5 €/W<sub>p</sub> et en 2014, 9 fois moins cher, soit 0.6 €/W<sub>p</sub> [6]. Ceci a permis de déployer davantage de parcs de production photovoltaïque et d'applications résidentielles et institutionnelles. Et bien que l'industrie PV ait subi une crise sérieuse en 2012, suite entre autres à des surproductions de panneaux PV et à l'agressivité des industries chinoises, le photovoltaïque continue à croître comme source d'énergie. Au cours des prochaines années, l'un des facteurs qui pourraient contribuer à cette croissance était déjà souligné dans le rapport 2012 de l'Agence internationale de l'Énergie (AIE) les ressources d'eau douce – limitées- sont **essentiels** tant pour la consommation humaine, animale et végétale, que pour la production d'énergie. Mais l'eau entre aussi dans toute la chaîne de génération d'électricité : pour l'extraction, le transport et le traitement du pétrole, du gaz et du charbon, pour l'irrigation des cultures destinées à la production de biocarburants. Et de plus, la production d'électricité à partir d'une source de chaleur (nucléaire, fossile, solaire, bio-carburant) se fait par des cycles thermodynamiques consommant d'importantes quantités d'eau douce, utilisées pour le rejet de chaleur en fin de cycle.

« L'eau devient un critère de plus en plus important d'évaluation de la viabilité des projets énergétiques, à mesure que la croissance démographique et économique intensifie la concurrence pour les ressources en eau. Dans certaines régions, les contraintes liées à l'eau affectent d'ores et déjà la fiabilité des opérations existantes, et elles imposeront de plus en plus de coûts supplémentaires. Dans certains cas, elles pourraient aller jusqu'à menacer la viabilité même des projets. La vulnérabilité du secteur énergétique devant les contraintes liées à l'eau se fait ressentir sous de nombreuses latitudes. Elle affecte, entre autres, la mise en valeur du gaz de schiste et la production électrique dans certaines régions en Chine et aux États-Unis, le fonctionnement du parc de centrales indien extrêmement gourmand en eau, la production canadienne de sables bitumineux et le maintien de la pression dans les gisements pétroliers irakiens. De nouveaux développements technologiques ainsi qu'une meilleure intégration des

---

politiques énergétiques et de gestion de l'eau seront nécessaires à la gestion des situations de vulnérabilité engendrées par le problème de l'eau dans le secteur énergétique. » [7, p. 15]

Or la production d'électricité photovoltaïque n'engendre pas de stress sur les réserves hydriques. Elle représente donc, malgré sa disponibilité soumise au cycle diurne et nocturne et aux conditions météorologiques, une voie d'avenir qu'on doit favoriser. On constate d'ailleurs que l'année 2015, malgré la période difficile en 2012, a vu une croissance importante dans ce secteur PV. La production d'électricité PV est passée de 40 GW en 2010 à 227 GW en 2015 soit 5,7 fois plus, ce qui représentait 1.2% de la production mondiale [8, p. 272]. Le cadre de cette maîtrise concerne justement une branche spécifique de la production photovoltaïque, la concentration PV (CPV) et plus spécifiquement la haute concentration PV (HCPV).

Comme tout produit destiné à la commercialisation, pour des applications industrielles, institutionnelles, résidentielles ou personnelles, les technologies PV et CPV doivent passer par des **étapes d'homologation**. Celles-ci assument plusieurs fins, telles la sécurité du public, la standardisation des modes d'utilisation et la comparaison des produits entre eux à partir de critères communs. Jusqu'à présent, les tests sont faits en majorité en laboratoire en fonctionnement avec des **conditions stabilisées** et des lampes donc le spectre est voisin du spectre solaire. Cependant, en pratique, les technologies de modules HCPV testées en laboratoire ne performant pas de la même manière en **conditions réelles à l'extérieur**. Les tests en laboratoires sont incontournables, mais tant les chercheurs que les industriels s'accordent à dire qu'il est **essentiel** d'approfondir nos connaissances sur le comportement des équipements CPV en conditions réelles, pour le développement de ce secteur de l'énergie. Des facteurs précis peuvent influencer grandement le rendement de modules CPV; les principaux sont le **spectre solaire** et la **distribution radiale de l'irradiance** du disque solaire, lesquels changent selon la composition de l'atmosphère (humidité, particules en suspension), la **température extérieure** qui modifie les propriétés des cellules CPV et des composants optiques et l'**erreur d'alignement** des modules avec le centre du disque solaire, liée à la fois **aux charges de vent** et à la **précision des mécanismes** de suivi du soleil. Comme tout système optique à concentration, les modules CPV ont une fonction de transfert de l'efficacité par rapport à cette erreur d'alignement et chaque technologie CPV a sa propre signature.

Afin de comparer les performances des dispositifs CPV, on utilise actuellement comme norme un angle de référence appelé **angle d'acceptance** (AA). Il s'agit de l'erreur d'alignement au-delà duquel le dispositif tombe sous un seuil d'efficacité de puissance ou de courant. Il est généralement fixé à **90 %** soit  $AA_{90\%}$ , bien que dans certains contextes on utilise d'autres seuils, par exemple 98%, pour des fins spécifiques de recherche [9]. À priori, on peut supposer qu'une installation solaire montée avec des modules CPV ayant un AA large aura une performance plus élevée, puisqu'ils capteront une partie de l'énergie, malgré des erreurs de tracking significatives.

La conception et la fabrication de dispositifs avec des AA larges, représente donc un enjeu important pour la communauté scientifique et industrielle CPV. **Un banc d'essai** pouvant caractériser en même temps **plusieurs dispositifs CPV différents** en incluant leur AA et ce, en des conditions **réelles très variables**, s'avère donc un outil fort utile. C'est le but de la présente maîtrise.

Opsun Technologies, une compagnie québécoise, développe des composantes optiques qui pourraient permettre d'obtenir des modules CPV à large AA. Cette compagnie s'est adressée à notre groupe de recherche pour caractériser ses dispositifs, lesquels ont été les premiers à être étudiés avec le banc d'essai, comme nous le verrons plus loin.

Il faut cependant garder à l'esprit que les conditions extérieures multiples complexifient la prise de données et l'extraction de résultats par paramètres. Les défis particuliers des tests extérieurs devront donc être identifiés dans la partie expérimentale.

## 1.2 Définition du projet de recherche

À la lumière de ce qui précède, on peut donc établir ce que sera ce projet de recherche, soit de concevoir et monter un banc d'essai pour vérifier en conditions réelles le comportement de modules HCPV.

### 1.2.1 Objectifs

Les objectifs du projet peuvent se définir par niveau de complexité.

- **L'objectif primaire** du projet, est de positionner de manière précise et connue dans l'espace, sous irradiance normale directe (DNI) et conditions météorologiques elles aussi connues, des dispositifs CPV pour tester leur réponse I-V, P-V.

- **À un deuxième niveau de complexité**, le banc d'essai doit permettre de répéter cette opération selon divers profils d'alignement en azimut et en élévation par rapport au soleil, pour ces mêmes dispositifs, en condition simultanée ou quasi simultanée, toujours en mesurant ces mêmes paramètres et d'en sauvegarder les résultats sur une base de données pour analyse ultérieure.
- **Troisièmement**, le projet doit extraire et traiter ces informations pour obtenir les fonctions de transfert  $F$  ( $\Delta_{\text{Azimut}}$ ,  $\Delta_{\text{Élévation}}$ , DNI) de modules CPV. Les paramètres à caractériser seront principalement le courant de court-circuit  $I_{sc}$ , le facteur de forme (FF) et la puissance produite  $P$ .

### 1.2.2 Contributions originales

Ce banc d'essai comporte des contraintes spécifiques. Les conditions météorologiques de Sherbrooke, comportent de l'humidité, de la neige, du givre et des températures variant dans une plage allant de  $-30^{\circ}\text{C}$  à plus  $30^{\circ}\text{C}$ . Les conditions fluctuantes d'irradiance solaire, les vibrations structurelles causées par le vent imposent de faire des mesures I-V rapides et complètes pour permettre la comparaison des dispositifs testés. Des instruments de mesure Keithley de dernière génération intelligente, permettent de faire de telles mesures, mais le type de mesure exige que la longueur des fils de mesures ne dépasse pas quelques mètres. Or, les Keithley utilisés ne sont pas faits pour des conditions extérieures. Il faut donc ajouter les boîtiers de protection nécessaires et assurer une stabilité en température des équipements.

Le positionnement du tracker en azimut et en élévation doit être connu avec une précision plus élevée que celle acceptée par l'industrie CPV. Le tracker utilisé n'était pas conçu au départ, pour ces critères. Il a donc fallu ajouter des lecteurs de position, développer des méthodes de lecture et protocoles de calibration spécifiques (zéro de l'azimut, ratio de l'encodeur et de l'angle azimutal, précision des inclinomètres) et gérer l'asynchronisme de la cueillette de donnée.

Pour générer davantage d'informations utiles lors d'un seul test, le banc d'essai doit pouvoir supporter quelques dispositifs ayant des caractéristiques différentes. La fonction de transfert de **plusieurs** paramètres ( $I_{sc}$ ,  $P_{max}$ , FF) des dispositifs selon le désalignement et sous divers ciels s'avérera un outil de diagnostic utile et pour l'instant, à notre connaissance, peu répandu dans

l'industrie, pour modéliser la production d'énergie des modules. Les dispositifs testés étaient montés en laboratoires et non pas d'origine industrielle. Ceci a ajouté un degré de complexité parce qu'ils n'étaient pas exactement dans le même plan d'enlignement. Les résultats du projet doivent également servir au partenaire industriel qui a fourni les dispositifs HCPV à tester.

La quantité d'information à traiter a donc nécessité l'implantation d'une base de données comportant les tables des données à l'état brut, celles des protocoles utilisés et celles des conditions au moment des tests pour assurer la traçabilité. Des programmes de post-traitements ont été aussi faits pour gérer l'énorme quantité de données et extraire les paramètres utiles tant à notre groupe de recherche, qu'au partenaire industriel.

Le projet dans son ensemble a impliqué des phases de conception, fabrication, installation, mesures, remise en question des méthodes, etc. Il a fallu souvent faire affaire avec des fournisseurs externes, des services de l'université, ou encore trouver de l'expertise pour aider à l'identification et la solution des problèmes tant matériel (électronique, équipements extérieurs) qu'information (logiciels, technologies de communication). L'expérience a donc dépassé le cadre du projet de laboratoire classique, pour s'étendre à une gestion de projet similaire à celle d'un contexte industriel.

### **1.3 Plan du document**

Ce document se divise comme suit :

D'abord, une synthèse des connaissances nécessaires à la production d'énergie photovoltaïque concentrée est présentée au CHAPITRE 2. Elle inclut la composition de l'irradiance solaire, sa transmission, sa disponibilité et sa composition lorsque l'irradiation parvient au module CPV, les méthodes de mesure de l'irradiance, les standards des tests d'homologation, la production photovoltaïque en comprenant les caractéristiques de base de la cellule photovoltaïque, les modes de concentrations, et le suivi du soleil au moyen de systèmes motorisés. Chacun de ses aspects a ses contraintes propres et avec différentes questions à explorer. Ce survol devrait permettre de situer le lecteur dans le contexte spécifique de ce projet de recherche.

Ensuite au CHAPITRE 3 le banc d'essai lui-même est expliqué, en incluant son schéma général, le cahier des charges, les composantes physiques et l'instrumentation, les modules CPV sous test et la base de donnée.

Le CHAPITRE 4 détaille les méthodes de mesures, c.-à-d. les protocoles de I-V et les protocoles de positions, ce qui correspond au premier et au deuxième objectifs du projet et résume le traitement de l'information brute sauvegardée dans la base de données et les résultats obtenus.

Le CHAPITRE 5 donne des résultats obtenus à partir de ce qui a été expliqué dans les chapitres précédents.

Enfin, la conclusion revient faire la synthèse des résultats obtenus. On y proposera des pistes de solutions face aux difficultés à résoudre pour l'obtention de conditions de tests à la fois plus pointues et plus riches en contenu.



# CHAPITRE 2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR HCPV, THÉORIE ET PROBLÉMATIQUES

## 2.1 Illumination solaire

L'irradiance solaire horizontale totale (global horizontal irradiance GHI) que reçoit une surface au sol se compose de deux composantes (Figure 1). La première est l'irradiance directe incidente, selon l'angle d'élévation du soleil par rapport au sol. La seconde est appelée l'irradiance indirecte ou diffuse horizontale (diffuse horizontal irradiance, DHI). Les capteurs solaires sont inclinés et il est plus pratique de considérer la composante normale de l'irradiance directe (direct normal irradiance DNI). Dans le cas des capteurs à concentrations, c'est même la seule composante captée. Ces notions sont approfondies dans ce chapitre.

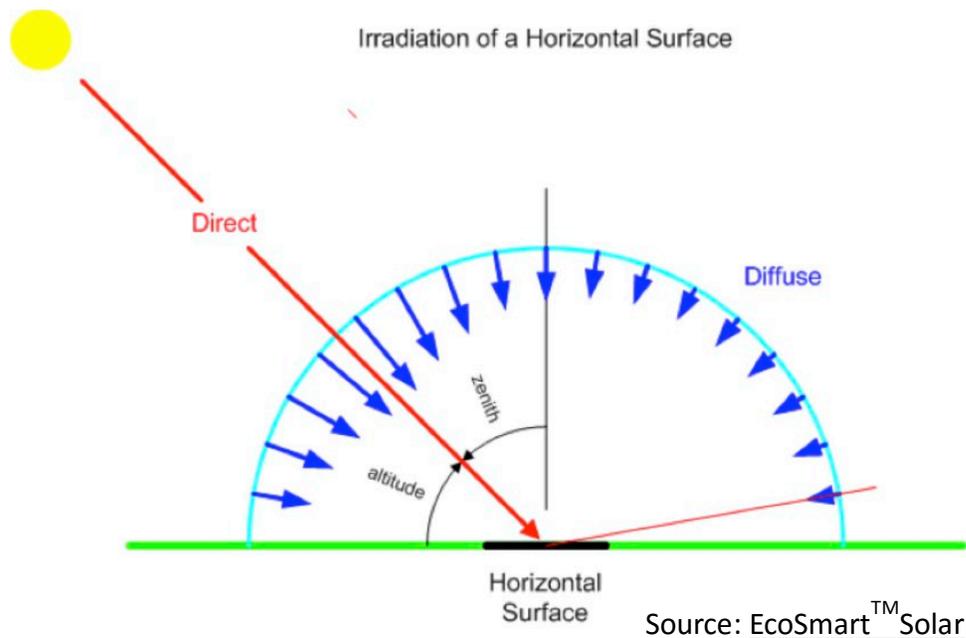


Figure 1 - L'irradiance horizontale totale est la somme de l'irradiance directe incidente et de l'irradiance diffuse horizontale

### 2.1.1 Le spectre solaire

Les longueurs d'onde du spectre solaire éventuellement convertibles en chaleur ou en électricité, varient de 200 nm environ à quelques 2600 nm, soit de l'ultraviolet à l'infrarouge. Lorsqu'elle

parvient à la Terre, juste avant de traverser l'atmosphère, l'irradiance est d'environ  $1360 \text{ W/m}^2$ . Hors de l'atmosphère, le disque solaire a un rayon formant un angle  $\delta_s$ , perçu de la Terre, égal à  $0.2666^\circ \pm 1.7\%$  [10]. En traversant les couches atmosphériques, le rayonnement subit une altération, il est partiellement absorbé et partiellement diffusé et l'angle  $\delta_s$  s'élargit.

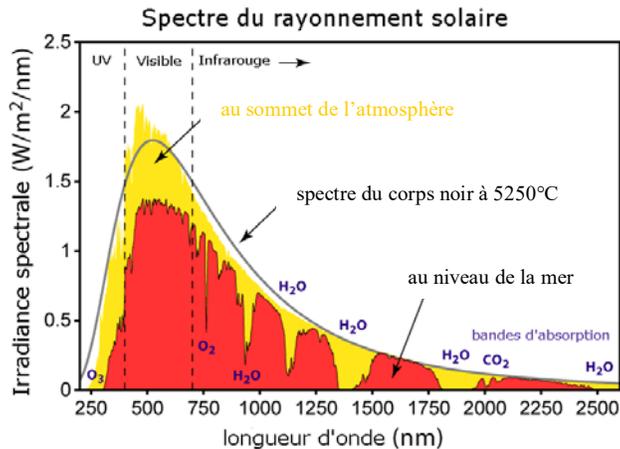


Figure 2 - Distribution du spectre solaire et influence de la composition de l'atmosphère

Une partie du rayonnement ultra-violet est absorbé par l'ozone présent dans la troposphère, puis une partie du rayonnement des bandes visibles et infrarouges l'est à son tour par les gaz qui composent l'atmosphère, l'azote, l'oxygène, les vapeurs d'eau et de gaz carbonique, de sorte qu'au niveau de la mer, le spectre initial est affaibli et atténué de raies profondes à des fréquences lui donnant une signature caractéristique, avec des bandes de fréquences riches ou pauvres en énergie (Figure 2) [11]. Ceci a concrètement des conséquences sur le choix des matériaux semi-conducteurs qui seront utilisés pour la conversion des photons en électricité.

À ces gaz s'ajoutent les poussières en suspension dans l'atmosphère, les aérosols et le smog conséquent à l'activité humaine, lesquels provoquent également une diffusion d'une partie du rayonnement. Les diverses tailles des particules dans l'atmosphère provoquent trois formes de diffusion [12]:

- La **diffusion de Rayleigh**, qui est l'effet de l'interaction entre des particules de taille inférieure ( $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ) aux longueurs d'onde. Elle concerne les ondes les plus courtes telles les UV et le bleu, elle se produit en haute atmosphère et explique le bleu du ciel.

- La **diffusion de Mie**, qui se produit en présence de particules de taille similaires aux longueurs d'onde. C'est le cas des poussières et de la vapeur d'eau, en basse atmosphère. On l'observe lors de ciels ennuagés.
- La **diffusion non sélective**, qui concerne toutes les fréquences en présence de grosses particules, telles les grosses poussières et les gouttes d'eau. L'œil perçoit alors un rayonnement blanc caractéristique des nuages.

Le rayonnement solaire après avoir traversé l'atmosphère est en partie absorbé par la morphologie au sol et en partie réfléchi par lui. La partie réfléchie se nomme l'albédo (mot latin signifiant blancheur), lequel est noté de 0 (réflexion nulle) jusqu'à 1 (réflexion totale). Par exemple un plan d'eau, de glace, ou de neige ou un mur de béton blanc peuvent avoir un indice d'albédo élevé, et offrir une réflexion non négligeable.

La réflexion au sol se conjugue avec les trois formes de diffusion décrites ci-dessus, pour former l'ensemble de **l'irradiance diffuse**.

Les phénomènes d'absorption et de diffusion du rayonnement par la couche atmosphérique sont variables; il est d'expérience commune, en tout point de la planète, que pour une même condition sans nuage, l'intensité perçue n'est pas la même le matin, le midi et le soir, comme le rayonnement traverse la couche atmosphérique avec des angles différents selon la latitude, la date et l'heure.

### 2.1.2 L'indice de masse d'air (AM)

Pour tenir compte de tous ces phénomènes et pouvoir comparer les spectres d'irradiance, ceux-ci sont conjugués avec un indice de masse d'air, en anglais « air mass » (AM).

L'indice AM 0.0 qualifie une irradiance avant d'entrer dans l'atmosphère. L'indice AM 1.0, une irradiance au niveau de la mer, en passant par le zénith, c.-à-d. la couche la plus mince.

En première approximation, en prenant comme modèle une Terre plate, où l'atmosphère est considérée homogène et concentrée dans les premiers 9 km au-dessus du niveau de la mer, on peut évaluer que l'indice AM comme suit [13] :

$$AM = \frac{L}{L_0} \approx \frac{1}{\cos z} \quad (2.1)$$

Où  $L$  est la distance parcourue,  $L_0$  la distance au zénith et  $z$  l'angle par rapport au zénith.

En seconde approximation, suffisante pour tous les angles, on peut considérer la Terre comme une sphère enveloppée de l'atmosphère elle-même considérée comme une couche sphérique homogène. Soit  $R_e$  le rayon de la Terre et l'épaisseur de l'atmosphère  $\gamma_a = 9$  km, leur rapport est alors

$$r = \frac{R_e}{\gamma_a} \approx 708 \quad (2.2)$$

Pour un observateur au niveau de la mer, on peut alors approximer l'indice AM ainsi :

$$AM = \sqrt{(r \cos z)^2 + 2r + 1} - r \cos z \quad (2.3)$$

Un modèle rigoureux tiendrait compte de l'altitude, mais le parc solaire au 3IT étant situé à environ 300 m, cette dernière approximation est suffisante pour notre projet. Enfin, une bonne approximation de la variation d'irradiance (normale) totale selon l'AM est la suivante.

$$I = 1.1 \times I_0 \times 0.7^{(AM)^{0.678}} \quad (2.4)$$

Dans cette équation,  $I_0 = 1.353$  kW/m<sup>2</sup>, pour des conditions où la composante diffuse vaut 10% de la composante directe, c.-à-d. par une journée très claire et sèche [13]. À cela, une marge d'incertitude serait à ajouter en tenant compte des polluants et aérosols, surtout près de l'horizon.

Le Tableau 1 résume l'ensemble pour les angles de zénith principaux.

Tableau 1 - Indice Air Mass (AM) en fonction de l'angle de zénith : AM 1.5, très utilisé en recherche, est mis évidence.

Zénith (°)	Élévation (°)	Indice AM (Terre plate)	Indice AM (Terre sphérique)	Irradiance (kW/m <sup>2</sup> ) suivant AM modèle terre sphérique
<b>0</b>	90	1.0	<b>1.0</b>	1.04
25	65	1.1	1.1	1.02
<b>48.2</b>	<b>41.8</b>	1.5	<b>1.5</b>	0.93
60	30	2.0	2.0	0.84
70	20	2.9	2.9	0.71
75	15	3.9	3.8	0.62
80	10	5.8	5.6	0.47
85	5	11.5	10.6	0.25
88	2	28.7	20.3	0.10
90	0	∞	37.6	0.02

Ces résultats montrent d'une part que le premier modèle suit le second entre 90° et 20° d'élévation et suffit pour les sites situés entre les capricornes, où le soleil passe peu de temps sous les 20° d'élévation. Pour les autres et c'est le cas de Sherbrooke, il est préférable de prendre le modèle sphérique. On constate également que l'irradiance décroît très rapidement sous 15° d'élévation, mais que par une journée claire, le potentiel est néanmoins significatif (0.47 kW/m<sup>2</sup>) au-dessus de 10° d'élévation.

Concrètement, on utilise les indices **AM 1.0** et AM1.1 pour les zones sous les tropiques. Mais l'indice le plus utilisé reste l'indice **AM 1.5** (environ 42° d'élévation) choisi dans les années 1970 à des fins de standardisation. En effet, une partie importante de la population mondiale, dont les États-Unis qui furent à l'origine du standard, vit à des latitudes moyennes, sous une irradiation fluctuant autour de cet angle de réception, tant durant la journée que selon les fluctuations saisonnières. Ceci a conduit les industries PV et CPV à regrouper leurs tests sous des standards AM 1.5 dont les versions les plus récentes sont les normes ASTM G-173 [14] et IEC 60904. Elles ont été élaborées à partir de simulations SMARTS, acronyme de « Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine », développé initialement, par le Dr Gueymard, du Florida Solar Energy Center et toujours offert actuellement par NREL [15].

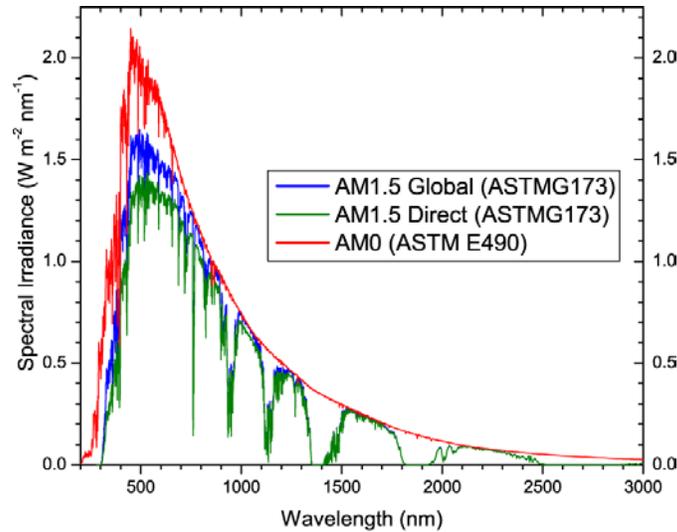


Figure 3 - Spectres solaires standards [30]

L'énergie perçue en un point spécifique au sol, sera donc caractérisée par la latitude, la longitude, le moment du jour, la composition atmosphérique, etc. Puisque l'irradiance globale a une composante directe et une composante diffuse et que le type d'application photovoltaïque est soit simple ou par concentration ([chap. 2.4](#)), il est cohérent de spécifier le spectre AM, selon l'irradiance que peuvent recevoir les modules, c.-à-d. soit globale (totale) ou directe, distinguée alors selon l'indice  $AM_G$  ou  $AM_D$  (Figure 3).

### 2.1.3 L'auréole circumsolaire

Le soleil perçu par un observateur au sol est entouré d'une couronne, l'auréole circumsolaire causée par la diffusion par les aérosols, et dont le diamètre et la densité énergétique varie selon les conditions météorologiques. L'angle  $\delta_s$ , du centre soleil à la périphérie de l'auréole, peut

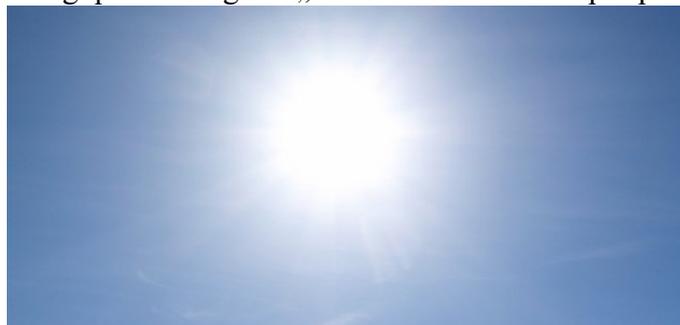


Figure 4 - Disque solaire avec auréole circumsolaire étendue

s'étendre à plus de 5° [10, p. 564], par exemple dès qu'un voile d'humidité ou des polluants seront présents dans l'air (Figure 4).

## 2.2 La mesure de l'irradiance solaire

La définition actuelle du DNI, repose toujours sur une vision initiale plus théorique que concrète du disque solaire. La **norme ISO-9488** définit le DNI comme suit [10, p. 563] :

« L'irradiance directe est le quotient du flux radiant sur la surface d'un récepteur plan donné, reçu d'un angle solide petit centré sur le disque du soleil, sur l'aire de cette surface. Si le plan est perpendiculaire à l'axe de l'angle solide, l'irradiance normale directe est reçue » (NdIA : traduit par nous).

Dans les faits, cette définition générale est comprise différemment si on l'applique à un appareil de mesure d'irradiance reçue, ou à un capteur destiné à la production d'énergie.

La MMO définit ainsi la **mesure** du DNI [10, p. 566 ] :

« La radiation solaire directe est mesurée au moyen de pyréliomètres dont la surface de réception est arrangée pour être normale au parcours du soleil. Grâce à des orifices, seule la radiation du soleil et d'un anneau voisin du ciel est mesurée, la radiation de cette dernière composante étant parfois appelée la radiation circumsolaire ou la radiation d'auréole » (NdIA : traduit par nous).

La majorité des pyréliomètres actuels, pour suivre cette norme, sont composés d'un tube noir servant de cavité, au fond duquel est fixée une thermopile sous un corps noir, lequel absorbe les fréquences et les réémet en chaleur, convertie en signal électrique par la thermopile. La lecture fournie par ces appareils correspond à une fonction « porte » légèrement déformée, dont les bords sont causés par l'effet de pénombre existant lorsque le désalignement passe par des valeurs situées entre les demi-angles  $\alpha_s$  (demi-angle de pente) et  $\alpha_l$  (demi-angle limite) tel que sur la Figure 5 [10].

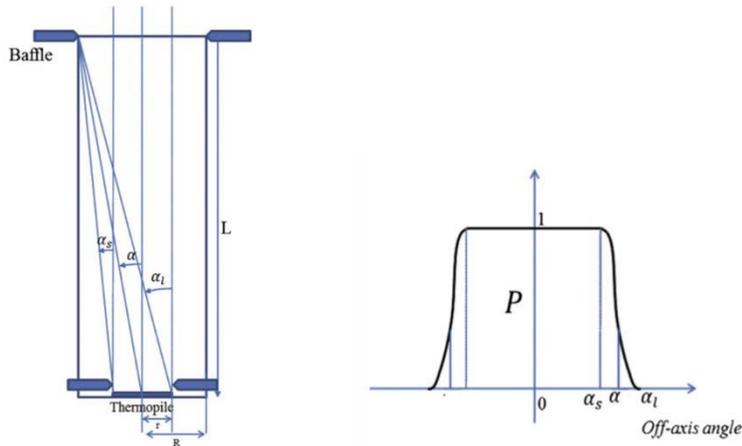


Figure 5 - Pyrhéliomètre circulaire. Gauche : ouverture et angles de caractérisation, droite : courbe de réponse normalisé et pénombre entre  $\alpha_s$  et  $\alpha_1$  [10]

Comme la majeure partie de cette pénombre se comporte presque comme une droite, il est fréquent de caractériser celle-ci par le demi-angle  $\alpha$ , celui-ci étant situé environ à mi-chemin de la fonction de pénombre. L'angle de vision propre à un pyrhéliomètre, peut alors se définir comme l'angle solide  $\Omega$  d'un cône ayant un angle apex ou angle d'ouverture de  $2\alpha$  selon la relation:

$$\Omega = 2\pi(1 - \cos \alpha) \quad (2.5)$$



Figure 6 - Pyrhéliomètre monté sur un tracker EKO

Les trois fabricants principaux, Eppley, Kipp & Zonen et Eko, offrent des pyranomètres (irradiance globale) et pyrhéliomètres (irradiance directe normale), fonctionnant avec des thermopiles simples (Figure 6). D'autres approches innovatrices sont aussi apparues depuis une

dizaine d'années. Par exemple les irradiomètres à bande ombragée rotative (rotation shadowband irradiator) [10] et les irradiomètres à spectre solaire, tel le Solar Spectral Irradiance Meter (SSIM) de Cofovo [16].

Un autre design, celui de Delta-T device, combine 7 thermopiles, c.-à-d. 6 disposées en hexagone et 1 au centre de celles-ci. Un ombrageur découpé suivant un patron précis, associé avec un processeur de traitement, permet d'avoir en tout temps à la fois l'irradiance totale et l'irradiance diffuse, que l'appareil soit fixe, pointant vers le zénith, ou qu'il suive le parcours solaire. Le DNI, sur tout plan d'incliné, peut alors être déduit par calcul en tout temps. Les tests de validations indépendantes du modèle SPN1 de Delta-T ont montré que sa réponse suit de manière cohérente et précise les réponses des 3 marques servant d'étalons (Figure 7) [17]. Le SPN1 a cependant un angle d'ouverture très grand : de **10° à 11°**.



Figure 7 - Pyrhéliomètre SPN1, de Delta-T Device

Chaque fabricant de pyrhéliomètres y étant allé selon ses propres critères, il y a sur le marché - et donc sur les sites de mesures- une variété d'appareils dont les demi-angles d'ouverture  $\alpha$  varient considérablement. Ainsi pour les principales compagnies, Eko, Eppley, Kipp & Zonen, les demi-angles  $\alpha$  peuvent aller de **2.5° à 5.1°** et l'angle solide de vision  $\Omega$ , de **6 x 10<sup>-3</sup>sr à 25 x 10<sup>-3</sup>sr**. Les résultats obtenus pour la mesure du DNI peuvent donc varier d'un instrument à l'autre, parce le contenu circumsolaire, inclus par définition dans le DNI, peut s'évaser, spécialement en présence d'un ciel voilé de cirrus. Il n'est donc pas nécessairement entièrement capté selon l'angle solide  $\Omega$  du pyrhéliomètre utilisé. Pour uniformiser les mesures, le guide 2010 de la MMO recommande un demi-angle  $\alpha$  d'ouverture de **2.5°** et un demi-angle de pente de **1°** [10]. Notons que les nouvelles approches technologiques qui ont indéniablement des qualités (temps-réponse des sondes beaucoup plus court, contenu spectral chez certains

modèles), ne cadrent pas toujours avec de telles normes, pensées pour des dispositifs tubulaires à simple thermopiles.

### 2.2.1 Ratio circumsolaire

À partir de cette norme, il devient possible de définir le contenu de l'auréole solaire. Il s'agit de l'énergie, ou l'irradiance comprise entre l'angle du disque solaire avant dispersion et l'angle d'ouverture des pyrhéliomètres, défini par la norme, soit l'anneau d'énergie entre  $0.27^\circ$  et  $2.5^\circ$ . Le ratio circumsolaire (circumsolar ratio, CSR), nombre sans dimension, est le rapport entre cette irradiance et le DNI complet; il varie typiquement entre 0.1 et 0.4.

Blanc *et al* [10] ont effectué des analyses de simulations d'irradiance combinées à des relevés pour étudier les variations du CSR et qu'ils ont exprimées tel que sur la Figure 8 . La ligne pointillée représente la transition entre les conditions claires et celles nuageuses. Les valeurs ayant un bas CSR sous la ligne sont celles en conditions claires avec des particules aérosols petites. Pour un même DNI, on constate également que l'importance du CSR peut varier considérablement selon la composition de l'atmosphère. Même pour les DNI les plus importants ( $> 600 \text{ W/m}^2$ ), le CSR peut être supérieur à 10 % du DNI.

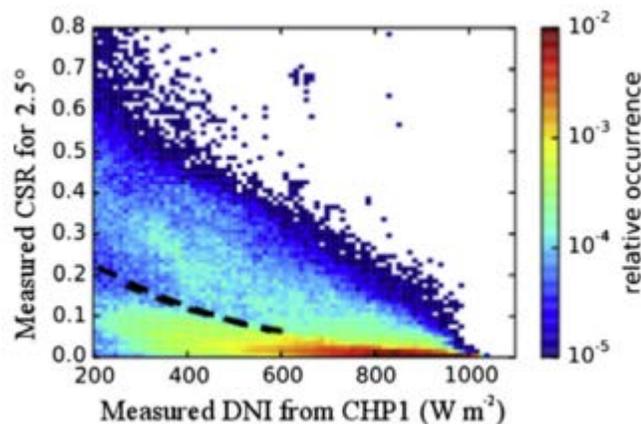


Figure 8 - Histogramme 2D comprenant 337 701 mesures du CSR ( $2.5^\circ$ ) et du DNI expérimental correspondant entre avril 2011 et décembre 2012 (Almería Espagne) [10]

La simple lecture du DNI pour l'estimation du potentiel d'un site, peut donc éventuellement fausser les prédictions d'énergie, pour les raisons suivantes :

La concentration lumineuse, par miroir ou par lentille, tout comme le tube des pyrhéliomètres, a un effet semblable à celui d'un collimateur en filtrant le rayonnement solaire diffus : seul le

rayonnement parallèle à l'axe de symétrie du système de concentration est concentré au foyer. La concentration ajoute cependant une difficulté. Une déviation par rapport à l'axe de symétrie, reproduit l'image à côté du foyer de manière déformée, la déformation augmentant avec la grandeur de la déviation. Plus le rapport de concentration est élevé, plus la tolérance à une erreur d'enlignement par rapport à la source –ici le soleil– diminue. Le disque solaire n'étant pas un point, mais une surface de densité énergétique variable, le rayonnement périphérique sera davantage soumis à cet effet.

Donc concrètement, il y a **deux tendances** divergentes et qu'il faut pourtant concilier : vouloir une bonne connaissance du DNI pousse les **fabricants d'instruments de mesure** à lire avec un angle d'ouverture large pour ne pas perdre d'information, d'où la norme spécifiant 5° d'ouverture au pyréliomètre. Mais les **producteurs d'énergie CPV** sont portés à concentrer le plus possible pour réduire les coûts, ce qui réduit la tolérance à l'erreur à des fractions de degrés, au risque de perdre cependant une partie de l'énergie disponible.

La conséquence est qu'avec un angle d'ouverture de 5° pour lire le DNI, il est impossible de caractériser l'impact des erreurs de tracking sur la perte du contenu circumsolaire sur des modules à 1000 soleils par exemple. Également, même pour un suivi sans erreur du soleil, il n'est pas possible de caractériser l'impact de la fluctuation du disque solaire, parce que leur angle d'ouverture est 2 à 5 fois plus grand que la plupart des AA des modules HCPV actuels, qui ont des AA variant à environ 1° en industrie et 2° en recherche.

Selon les circonstances –erreur de tracking, vibrations structurelles du système, taux de concentration élevée- cette énergie de l'auréole risque de ne pas être captée, d'où une perte de rendement.

Il y a donc bien une variété des scénarii possibles, qu'illustrent bien Blanc *et al* [10] par l'exemple suivant :

“A very practical analysis of these simulations or measurement-based figures shows situations or conditions with high experimental DNI together with high circumsolar ratios. For example, for an experimental DNI around 600W/m<sup>2</sup>, for approximately **7%** of the situations, the circumsolar ratios reach **20–30%**, due to the effect of thin clouds. This implies that a solar energy conversion system with a narrow acceptance angle—just slightly greater than  $\delta_s$ —would be able to convert **only 70–80%** of the experimental DNI under such circumstances.”

Wilbert *et al* [18] pour pallier à ces carences ont proposé et testé des protocoles de mesure utilisant in situ deux pyréliomètres ayant deux fonctions de pénombres différentes pour, à partir des résultats obtenus, corrélérer le contenu de l'aurole solaire, avec les conditions climatiques. Ces recherches ont permis l'apparition de nouvelles générations de dispositifs spécialisés dans la lecture du contenu de l'aurole solaire commercialisés par la compagnie Black Photon [19].

### 2.2.2 Les standards des tests pour l'homologation

La réflexion conjointe entre les centres de recherches et l'industrie en général, a permis d'établir différents standards de test CPV. Ce processus a tiré profit de l'expérience similaire acquise en PV dont la principale norme utilisée pour la conception et l'homologation - tant en conditions intérieures qu'extérieures- des **modules** et **assemblages** est la norme **IEC 62108**.

La concentration et l'utilisation de cellules multi-jonctions - décrites ci-dessous en 2.3.2 - ajoutent des degrés de complexité. Les **cellules** et modules CPV sont surtout caractérisés à l'aide de bancs de tests **intérieurs** qui permettent d'obtenir plusieurs informations précises, dans des conditions spécifiques et reproductibles (température, humidité, spectre et puissance des lampes, filtres) et ainsi de comparer les différentes technologies sous tests. Par exemple, selon le spectre de la lampe et au moyen de filtres, on peut étudier le comportement de chaque jonction de la cellule CPV et de la projection incidente des optiques sur les cellules CPV.

Pour la standardisation des tests en concentration, deux références de base sont fréquemment utilisées (Tableau 2), lesquelles utilisent toutes le spectre standard AM 1.5 direct.

Tableau 2 - Conditions de référence standard des systèmes à concentration définies par la norme IEC 626270-1:2013

Paramètre	CSOC	CSTC
Irradiance	900 W·m <sup>-2</sup>	1000 W·m <sup>-2</sup>
Température	20°C (ambient)	25°C (cellule)
Vitesse du vent	2 m·s <sup>-1</sup>	N/A
Spectre	AM 1.5 d	AM1.5 d

Les conditions de test standard des concentrateurs (Concentrator Standard Tests Conditions, **CSTC**) s'appliquent davantage aux tests intérieurs, avec lampe et sans vent, pour la

caractérisation des **cellules**. Les conditions d'opération standard de concentrateur (Concentrator Standard Operating Conditions, **CSOC**) précisent les critères à employer en conditions extérieures d'homologation, conçues pour répondre surtout aux questions d'efficacité et de rendement global du **système**.

Évidemment, des tests sont aussi faits dans des conditions extérieures plus larges. Mais Muller *et al* [20] ont bien souligné le problème que cela engendre sur la consistance des puissances nominales obtenues. Et pour minimiser les influences extérieures et permettre la comparaison des résultats en homologation, ils ont donc fait les recommandations suivantes :

- Éliminer les données prises dans des conditions avec  $AM > 2$  et  $PWV_2 < 0.5$  cm
- $DNI \geq 750$  W/m<sup>2</sup>
- Irradiance diffuse  $\leq 140$  W/m<sup>2</sup>
- $10^\circ\text{C} \leq$  température ambiante  $\leq 30^\circ\text{C}$
- Déviation de DNI sur 5 minutes  $\leq 2\%$  (c.-à-d. conditions nuageuses réduites)
- Tracking Error  $\leq 0.15^\circ$
- Vitesse instantanée du vent  $\leq 5$  m/s

Ces normes assez strictes, permettent de comparer des technologies dans des conditions similaires, mais du coup cela met en évidence la complexité d'homologuer des systèmes destinés à fonctionner dans des conditions très variables. Par exemple, il est difficile de projeter et de comparer la performance des produits qui seront destinés à fonctionner dans la ceinture du soleil, sous un climat chaud et sec versus d'autres qui opéreront en conditions continentales nordiques avec des variations annuelles de  $60^\circ\text{C}$ , et des variations nuageuses importantes comme à Sherbrooke. Sur ce thème, Núñez *et al* [21] ont cependant apporté en 2016 une contribution originale en commençant à développer des modèles de prédiction d'installation CPV et de différentes technologies multi-jonctions adaptées selon les conditions propres à chaque zone géographique.

---

<sup>2</sup> PWV : Precipitable water vapeur, vapeur d'eau précipitable. Indice de quantité d'eau dans une colonne d'air mesurée en cm équivalent d'eau précipitée dans cette même colonne.

À ces questions complexes, s'ajoute le fait que l'industrie en général, pour caractériser les dispositifs CPV (Figure 14), utilise régulièrement la fonction de transfert du courant de court-circuit plutôt que celle de la puissance générée - la première étant plus simple et moins coûteuse que la seconde - et à tenir l'une et l'autre équivalente. Mais Kurtz *et al* [9] ont montré que ce n'est pas le cas, la différence étant en bonne partie causée par les désalignements internes entre les optiques et les cellules CPV dans les modules CPV, pouvant causer une anisotropie de la réponse des modules. Si elle est utilisée sans facteur de correction, cette méthode induit alors une estimation trop haute du potentiel de production d'un système CPV.

Sur le terrain, il faut enfin tenir d'une autre source d'erreur, commune à tous, soit le ternissement des dispositifs de mesures par les contaminants et poussières aérosols. Des études ont montré qu'une perte de qualité de lecture s'ensuit et qu'elle varie selon les technologies utilisées. À la suite à ce constat, Kurtz *et al* ont fait des recommandations, pour assurer un suivi du nettoyage des équipements et un historique de celui-ci pour corrélérer la perte d'exactitude de lecture avec l'entretien des équipements [9].

Aussi les normes CSOC et CSTC sont-elles nécessaires, mais la communauté CPV est consciente de la nécessité d'ajouter de nouvelles façons de caractériser et homologuer en conditions extérieures. C'est pourquoi l'élaboration des standards de test d'homologation extérieure fait encore l'objet de réflexions.

## 2.3 La production photovoltaïques

La recherche et le développement des cellules PV se font sur plusieurs axes, entre autres : les matériaux (silicium, III-V, organique, CdTe, CIGS, etc.), le nombre de jonctions (mono versus multi jonctions), la cristallinité (monocristallin, polycristallin, amorphe), le type et la concentration des dopants dans la jonction PN, l'utilisation sous concentration lumineuse ou non. Voyons-en bref le principe de fonctionnement de la cellule PV.

---

<sup>3</sup> Cette section ne fait que survoler les principes à la base de la production photovoltaïque. L'excellent site [PVEDUCATION.ORG](http://PVEDUCATION.ORG) traite toute la théorie en profondeur.

### 2.3.1 La cellule mono jonction

Un matériau semi-conducteur soumis à un rayonnement absorbe des photons qui excitent des électrons de la bande de valences. Ceux-ci passent dans la bande de conduction, ce qui forme de ce fait des paires électron-trou donc une tension électrique. Si l'on considère ce même semi-conducteur auquel on ajoute des impuretés de type P pour une partie du semi-conducteur et de type N pour l'autre partie, à la jonction de ces deux couches, la proximité des impuretés P et des impuretés N engendre un champ bipolaire provoquant une zone de déplétion laquelle favorisera la circulation des électrons dans un sens et les bloquera dans l'autre sens. Il s'agit de l'effet diode (du grec « di odos » : deux chemins). Une cellule photovoltaïque est une diode qui sous exposition lumineuse absorbe des photons. L'énergie captée excite des électrons lesquels peuvent se retrouver alors dans la bande de conduction du semi-conducteur. On se retrouve en présence des paires électrons-trous, aptes à générer un courant. Si cette cellule est correctement branchée à un dispositif de consommation, les électrons sont libres de circuler et la cellule peut alors fournir de l'électricité à ce dispositif. La cellule photovoltaïque se comporte alors comme

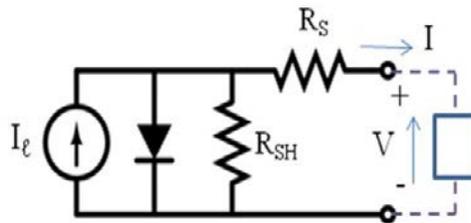


Figure 9 - Schéma simplifiée d'une cellule PV [22]

une source courant, proportionnelle à l'intensité lumineuse reçue, combinée à une diode et des résistances série et parallèle (Figure 9), dont le modèle s'exprime selon l'équation (2.6) [22].

$$I = I_l - I_0 \left( e^{\frac{q(V+I \cdot R_s)}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (2.6)$$

Graphiquement, celle-ci s'exprime en I-V dans le premier cadran sous la forme d'une exponentielle inverse (Figure 10). On note que l'exponentielle dépend de constantes, la charge électronique  $q$  et la constante de Boltzmann et de variables, un facteur d'idéalité variant de 1 à 2, la température  $T$  d'opération, et la tension, le courant et la résistance série  $R_s$ . Les paramètres intéressants à extraire de la courbe I-V sont le courant de court-circuit  $I_{sc}$ , la tension de circuit

ouvert  $V_{oc}$ , la puissance maximale  $P_{max}$  ainsi que sa tension d'opération  $V_{mp}$ , et son courant  $I_{mp}$ , le facteur de forme ou de remplissage FF, la résistance série  $R_s$ , la résistance shunt  $R_{sh}$  et l'efficacité  $\eta$ . Les paramètres  $I_{sc}$  et  $V_{oc}$  bornent le comportement utile de la cellule. Dans le premier quadrant, tout courant sera inférieur à  $I_{sc}$  et toute tension sera inférieure à  $V_{oc}$ . La puissance d'opération sera à son maximum, en un point intermédiaire ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ) de la courbe (Figure 10).

La résistance série  $R_s$  influence la pente inverse de la courbe I-V à  $V_{oc}$ . La résistance shunt  $R_{sh}$  influence surtout la pente inverse à  $I_{sc}$ . Si l'on suppose une cellule PV idéale dont la diode serait elle aussi idéale et se résumerait à un interrupteur avec une résistance série nulle et une résistance shunt infinie, le dispositif aurait alors une expression graphique rectangulaire et délimitée par les droites  $I_{sc}$  et  $V_{oc}$  avec une puissance produite égale l'aire de ce rectangle :

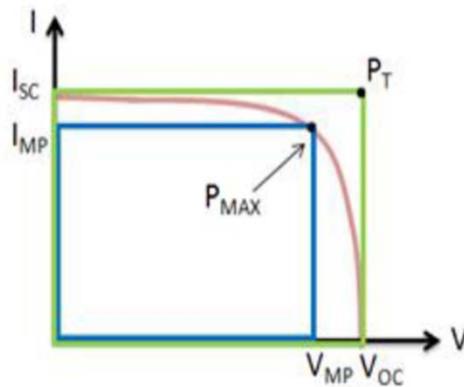


Figure 10 - Cellule PV, courbe d'opération I-V avec les paramètres  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ ,  $P_{max}$  et  $P_T$  [22].

$$P_T = V_{oc} \cdot I_{sc} \quad (2.7)$$

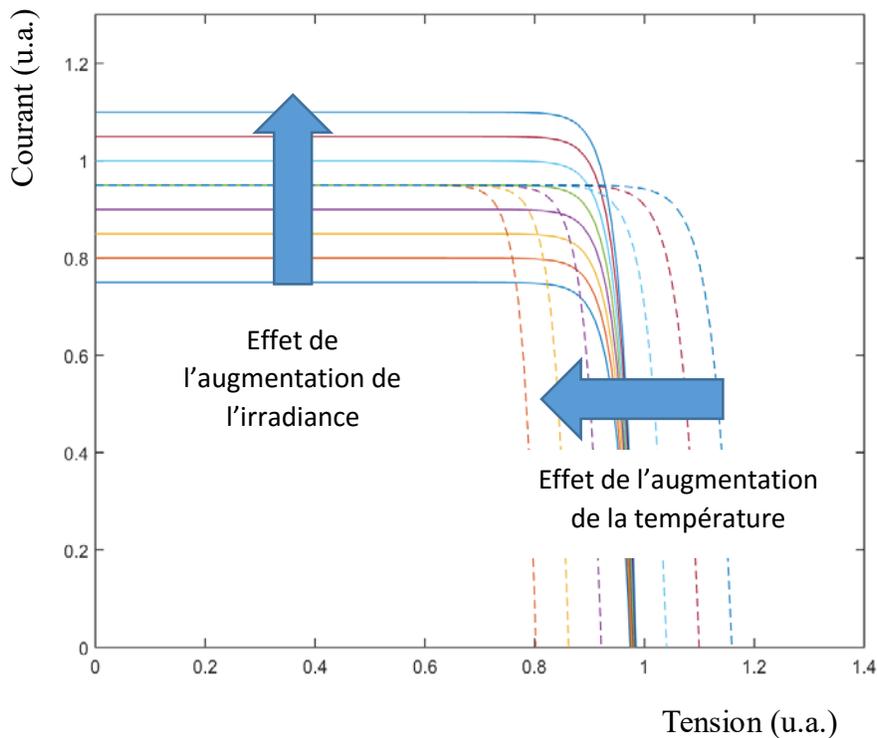
Plus une cellule réelle est parfaite, plus sa courbe I-V ressemble à ce rectangle. Au contraire, une cellule imparfaite, par exemple soumise au vieillissement, subit davantage de perte résistive selon que  $R_s$  augmente et/ou  $R_{sh}$  diminue; la courbe résultante s'affaisse. On peut donc avoir un indice de l'idéalité de la cellule en calculant le facteur de forme (FF) lequel se définit comme l'équation (2.8) :

$$FF = \frac{P_{\max}}{P_T} = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.8)$$

Plus ce ratio tend vers 1 plus le comportement de la cellule sera près de l'idéal. L'efficacité de la cellule, quant à elle, se définit par le rapport de la puissance produite sur la puissance reçue. Pour obtenir une efficacité maximale, il faudra donc opérer au point  $P_{\max}$ .

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \text{ et } n_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_{in}} \quad (2.9)$$

Enfin, notons que la source courant  $I_l$  varie de façon proportionnelle à l'intensité lumineuse, alors que la température influence de façon inversement proportionnelle la production de courant, tel que l'illustre la Figure 11.



On comprend donc qu'il y a avantage à augmenter l'intensité lumineuse (par concentration), à condition de maintenir la température d'opération basse.

Historiquement, et entre autres à cause des coûts initiaux élevés de R et D, la production de cellules PV fut faite en majorité à partir d'un matériau de base abondant, le silicium et/ou pour

des applications où le soleil était la seule source d'énergie fiable, c.-à-d. pour les applications dans l'espace.

Cependant le silicium, comme tout autre matériau, ne peut absorber qu'une partie du spectre solaire. On a donc dû trouver des moyens de capter davantage d'irradiance perçue par la cellule.

### 2.3.2 La cellule multi-jonction

Pour augmenter le rendement de conversion énergétique du dispositif, une solution possible est d'empiler les jonctions p-n, chacune composée de semi-conducteurs différents, pour couvrir chacune une bande spécifique du spectre solaire. On optimise l'ensemble en y ajoutant des couches spécialisées, de sorte qu'une cellule multi-jonction contiendra en général les diverses couches suivantes : les jonctions pn, productrices de courant électrons-trous, une couche de revêtement antireflet, les contacts métalliques en surface et au dos du composant, des couches fenêtres et des couches de champs de surface arrière, et des jonctions tunnels pour optimiser la transmission des photons et électrons-trous entre les jonctions pn.

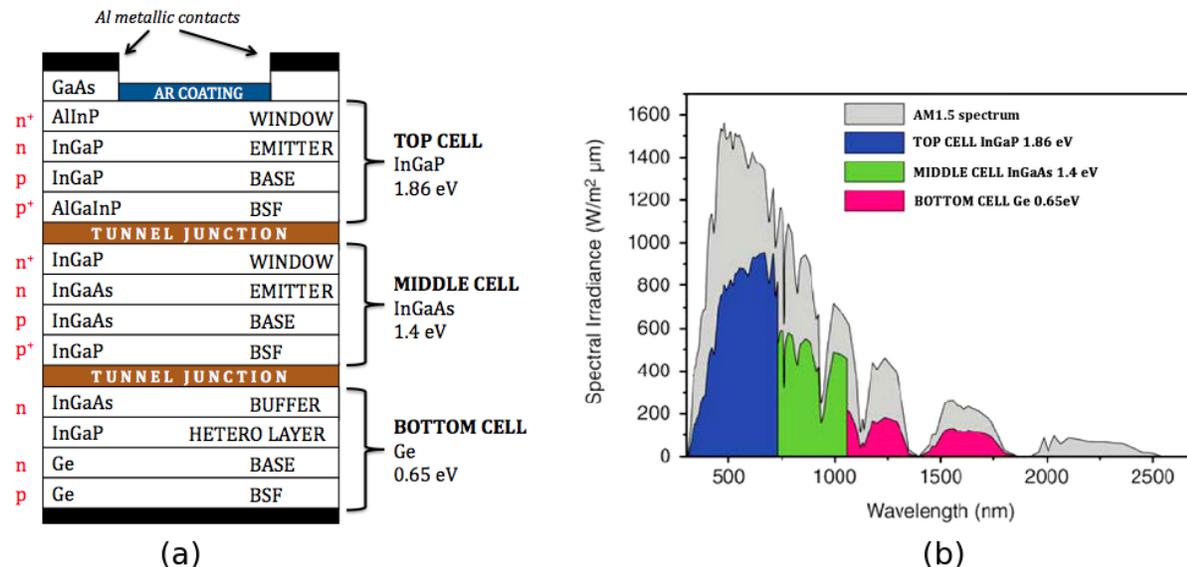


Figure 12 - Exemple de cellule triple-jonction InGaP, InGaAs, Ge (a) composition (b) bandes spectrales (AM1.5) absorbées par chaque jonction. (Source wiki Commons)

Des cellules à triples jonctions sont déjà produites en industrie depuis quelques années, mais les recherches se poursuivent pour améliorer le rendement de cellules à doubles, triples et quadruples jonctions. La Figure 12 illustre un cas à triple-jonction. La cellule supérieure absorbe les fréquences UV et visibles, elle est transparente aux fréquences IR ; la cellule moyenne

absorbe les IR voisins du visible, mais laisse passer les IR de basses fréquences, lesquelles sont partiellement récupérées par la cellule inférieure. Il s'agit d'un montage en série : la tension aux contacts de la cellule est la somme des 3 tensions de chaque jonction PN et le courant est le même dans chaque jonction. Vue de l'extérieur, la cellule triple jonctions se comporte donc comme une cellule mono-jonction, et c'est ainsi qu'elle est perçue par le banc d'essai.

## **2.4 Les concentrateurs optiques**

Les modules les plus répandus sur le marché actuellement sont constitués d'assemblage série-parallèle de cellules mono-jonction en silicium, sans concentration.

Les cellules à haut rendement, telles les cellules à triple jonction décrites au paragraphe précédent, sont très chères, le prix croît de manière géométrique par rapport au rendement. Il est donc nécessaire de procéder à une concentration lumineuse pour réduire le nombre de cellules à utiliser. On exprime alors le facteur  $x$  de concentration des systèmes CPV et HCPV en nombre équivalent de soleils. Parmi les systèmes installés dans le monde, une bonne partie des installations couvrent une plage de facteurs variant entre 300 soleils et 1500 soleils.

Deux grandes familles de concentration sont utilisées. Dans les deux cas, les lois de l'optique impliquent de suivre le parcours du soleil, par une motorisation, pour concentrer l'irradiance directe vers la cible réceptrice. Seuls les principes de base sont brièvement décrits ci-dessous. Il existe cependant de nombreuses variantes et des systèmes hybrides aux deux familles.

### **2.4.1 La concentration par miroir**

Le concentrateur peut être constitué d'un seul miroir mono pièce et d'une cible. Il peut aussi être composé de plusieurs miroirs, redirigeant chacun leur irradiation reçue vers la cible, par exemple des héliostats ou des miroirs de Fresnel. La réflexion lumineuse constitue le principal phénomène optique exploité. Elle n'entraîne pas de déformation du spectre solaire réfléchi sur la cible, toutes les longueurs d'onde réfléchies en un point particulier du miroir étant réfléchies au même endroit sur un point particulier de la cible. Cependant, la cible est généralement constituée d'une cellule ou d'un ensemble de cellules CPV disposées sur un plan. Or, la surface des miroirs de concentration est une surface courbe et l'irradiance réfléchie qui est homogène

pour une surface (paraboloïdale) de projection orthogonale au parcours des rayons, ne l'est donc plus lorsqu'elle frappe le plan de la cible. L'irradiance sur la cible n'est pas uniforme, avec pour conséquence une inégalité de densité de puissance générée et de la distribution de la température de la cellule HCPV. Pour atténuer ce phénomène, on ajoute parfois à l'optique primaire, une optique secondaire (Secondary Optic Element, SOE), laquelle peut être composée de miroirs et/ou de lentilles.

### 2.4.2 La concentration par lentille

Comme il est physiquement difficile de construire de grandes lentilles, les modules CPV par lentilles sont constitués d'assemblage de lentilles solidaires chacune montée avec une cellule CPV de petite dimension, les cellules CPV étant reliées électriquement en montage série-parallèles. La réfraction étant le phénomène physique exploité, il se produit une déformation de l'enveloppe spectrale, les ondes UV étant les plus réfractées et les ondes IR, les moins réfractés, la distance focale est donc plus courte pour les UV que pour les IR. Ceci entraîne une disparité de l'intensité spectrale tant en fonction de la longueur d'onde que de la position sur la cible.

C'est pourquoi, dans ce cas aussi, à l'optique primaire, on ajoute souvent un SOE pour uniformiser l'irradiance et son spectre sur la cible (Figure 13).

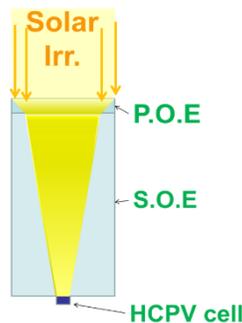


Figure 13 - Schéma d'un modèle de module HCPV, avec un élément optique primaire (POE), un élément optique secondaire et une cellule CPV

Les optiques secondaires sont aussi utilisées pour une autre raison importante : jusqu'aux années récentes, les angles d'acceptance ont été étroits, typiquement inférieurs à  $\pm 0.5^\circ$ , ce qui impose une précision de tracking très fine, et une rigidité structurelle du tracker élevée. Or, certaines

technologies de SOE permettent d'élargir l'angle d'acceptance, une qualité recherchée par l'industrie CPV. C'est pourquoi le banc d'essai doit permettre de fournir une information pertinente sur des modules dotés de SOE.

### 2.4.3 Isotropie / Anisotropie des dispositifs

Tout système à concentration a une plage de fonctionnement optimale et peut être caractérisé par une fonction d'irradiance reçue par rapport à l'alignement du dispositif par rapport au soleil, de manière similaire aux pyréliomètres. On souhaite idéalement obtenir une forme symétrique, plate en son sommet et avec un angle d'acceptance  $AA_{90\%}$  le plus large possible, tel que la courbe rouge de la Figure 14. Ce graphique montre l'influence de la largeur de la fonction de transfert en utilisant comme les AA à 90% et à 50%. Du coup, comme dans le cas des pyréliomètres, une information sur la pente est également disponible, laquelle est fixée dans cet exemple, à une valeur constante  $\Delta = 0.3^\circ$ .

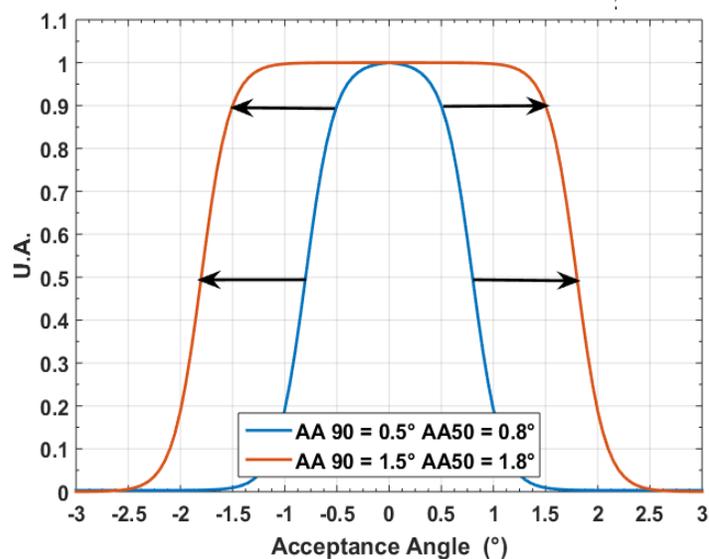


Figure 14 - Simulation de fonction de transfert de module CPV

Cependant, dans les cas concrets, une standardisation en 2D peut donner une vision partielle de la réalité. Que l'on utilise la concentration par miroir, ou par lentille, ou même une combinaison des deux, la performance du dispositif à convertir un flux lumineux en électricité est fonction d'une cascade de coefficients propres à la technologie utilisée et la qualité de l'assemblage. Par exemple, pour le dispositif de la Figure 13, l'efficacité de la cellule sera fonction et de la

géométrie de la cellule HCPV et d'une cascade de coefficients : celui de transmission optique du POE, d'enlignement entre le POE et le SOE, de transmission optique du SOE, d'enlignement entre le SOE et la cellule HCPV.

Suivant la technologie utilisée, on constate donc que la courbe d'efficacité de puissance en fonction de l'angle d'enlignement en azimut ou élévation peut être plus ou moins anisotrope. Les normes actuelles statuent seulement en fonction d'un seul critère : l'angle d'acceptance. Il s'agit d'un critère de caractérisation simplifié car implicitement il suppose une symétrie radiale de la réponse. Or, dans certaines conditions, ceci induira une erreur sur la prévision d'énergie produite par un système, car elle sera influencée par la précision effective de tracking du tracker utilisé, conditionnée par les charges de vent de la région où il est installé. **Des chercheurs insistent donc pour que l'homologation des modules tienne compte de la réponse bidimensionnelle des dispositifs, en azimut et en élévation.**

Riley et Hansen [23], des Laboratoires Sandia, ont proposé une méthode originale pour caractériser en azimut et en élévation les dispositifs optoélectriques CPV. Les positions du tracker sont présentées avec un angle d'incidence du dispositif par rapport au soleil et avec la direction ce même angle, il s'agit donc d'une caractérisation vectorielle. Cette approche est similaire à celle utilisée pour le banc d'essai, qui utilise une représentation dans le même plan, mais en x-y ou azimut-élévation, de l'angle d'incidence par rapport au centre du soleil. 4

## 2.5 Théorie du tracking

### 2.5.1 Parcours du soleil

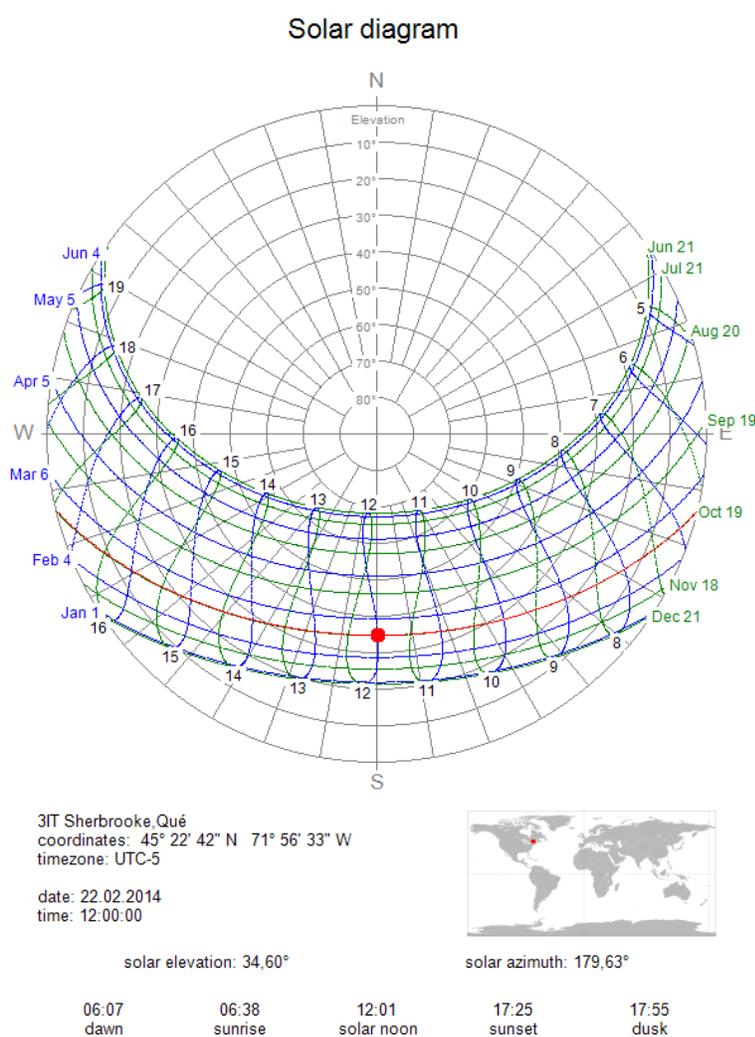
L'inclinaison de l'axe terrestre et le parcours elliptique de la Terre autour du soleil donnent au soleil son parcours caractéristique, vu par un observateur selon sa position géographique et le moment il observe. Il faut connaître les fluctuations cette trajectoire annuelle pour s'assurer qu'il n'y aura pas d'obstacle majeur projetant de l'ombre sur le tracker. Des logiciels, tel SolarBeam [24], permettent de tracer un abaque de la position du soleil à tout endroit dans le

---

<sup>4</sup> L'auteur a connu le chercheur Riley et ses travaux en avril 2015 alors que le banc d'essai était déjà en cours. Il est intéressant de constater que des études indépendantes ont identifiées des problématiques voisines et convergées vers des solutions similaires.

monde pour les 12 mois de l'année en l'appliquant aux coordonnées du site de son choix. SolarBeam présente les informations ainsi :

- Les cercles donnent les élévations.
- Les lignes radiales correspondent aux azimuts.
- Les courbes bleues vont du solstice d'hiver au solstice d'été.
- Les courbes vertes vont du solstice d'été au solstice d'hiver.
- Les heures du jour correspondent aux analemmes solaires; la portion bleue de l'analemme s'utilise pour les mois en bleus et la portion verte pour les mois en vert.<sup>5</sup>



**Figure 15 - Abaque solaire annuelle de l'emplacement de recherche extérieur du 3IT. Exemple de la journée du 22 février 2014 en rouge avec l'apogée à 12h01**

<sup>5</sup> L'[analemme](#) est un tracé obtenu sur le cycle annuel à partir des coordonnées de déclinaison et de la différence entre l'heure solaire apparente et l'heure solaire moyenne (celle du fuseau horaire).

Ainsi sur la Figure 15, à titre d'exemple, la ligne rouge donne la trajectoire du soleil en coordonnées horizontales pour le 22 février 2014. La pire situation se produit au solstice d'hiver. En incluant les pertes dues au paysage à l'horizon (non représentées sur le diagramme) correspondant à environ  $10^\circ$  d'élévation, l'irradiance observable dure de 9 h à 15 h. Le zénith du soleil vaut alors à peine  $23^\circ$ . À l'opposé, le 21 juin des mesures sont possibles de 5 h à 18h30, avec une élévation maximale d'environ  $67^\circ$ .

Cet abaque illustre bien que pour la majorité des heures d'ensoleillement, l'indice AM 1.5 permet d'avoir une bonne approximation de l'irradiance d'un site, puisque le soleil passe peu de temps sous une élévation inférieure à  $10^\circ$ , là où l'indice AM est élevé (Figure 15) .

### **2.5.2 Le suivi du soleil ou tracking**

L'utilisation de la concentration lumineuse implique forcément de faire le suivi du soleil pour maintenir le flux concentré sur la cible.

Ce suivi peut être mono ou bi-axial. Les systèmes à axe simple sont davantage utilisés en production CSP (thermique) avec des miroirs paraboliques longitudinaux ou des miroirs de Fresnel. Des installations PV utilisent ce type de suivi pour augmenter le rendement quotidien.

Les systèmes bi-axiaux classiques sont pour la plupart en monture à coordonnées horizontales, laquelle s'avère souvent plus aisée de réalisation. Le tracker utilisé pour le banc d'essai fonctionne avec une telle monture constituée d'un axe de rotation vertical et portant un axe de rotation horizontal, tous deux étant motorisés (Figure 17). Les coordonnées horizontales prennent comme références celles d'un observateur au sol, pour localiser un objet dans le ciel. Une lecture d'azimut -avec le plus souvent le nord comme repère - et une lecture de zénith, sont suffisantes pour localiser le soleil, d'une part et la position du tracker lui-même d'autre part. C'est ce qu'illustre l'abaque de la Figure 15.

Deux approches sont possibles pour suivre le soleil : en boucle fermée, par photométrie différentielle, ou en boucle ouverte par algorithme de calcul astronomique.

### 2.5.3 La photométrie différentielle

Elle utilise des capteurs de lumière, partiellement ombragés par un dispositif local, tant dans l'axe d'azimut que l'axe d'élévation. En condition centrée sur le soleil, l'irradiance est également distribuée sur les capteurs. Le déplacement du tracker par rapport au soleil, ou vice-versa, induit un différentiel de lumière lequel est converti en signal envoyé au contrôleur, qui peut à son tour lancer une commande de correction au moteur.

Les photomètres différentiels peuvent capter soit une grande partie du ciel (angle solide large), ou soit être restreints par un ombrageur périphérique pour ne conserver que quelques stéradians de lecture. Le premier suffit par lui-même pour localiser le soleil par compensation différentielle. Cependant, par un ciel chargé d'humidité, ou nuageux où l'albédo varie selon les quadrants du ciel, cela est suffisant pour fausser la lecture différentielle et du coup l'exactitude du suivi. Le second, parce que la couverture du ciel est étroite, ne peut à lui seul fournir l'information pour aller chercher le soleil. Par contre il n'est pas influencé par les fluctuations d'albédo.

### 2.5.4 Le calcul de la position astronomique du soleil

NREL a mis à la disposition du public un algorithme de position du Soleil (Solar Position Algorithm, S.P.A.). Il permet de calculer l'azimut et le zénith du soleil pour la période couvrant les années -2000 à 6000, avec une incertitude de  $\pm 0.0003^\circ$  [25]. Le S.P.A. introduit également des facteurs de correction qui tiennent compte de l'humidité moyenne dans l'air pour la région où les tests sont faits. En pratique, à moins d'avoir un ciel très pur et un taux d'humidité très bas, pour les lectures près de l'horizon, il est difficile d'obtenir une telle précision, à cause des effets de diffraction<sup>6</sup>. Cependant pour la majorité des heures de la journée, le S.P.A. permet d'avoir une erreur de position du soleil comprise dans  $\pm 0.01^\circ$ , ce qui est suffisant tant pour les applications industrielles que pour les critères de précisions du banc d'essai.

---

<sup>6</sup> Le service technique de Black Photon, parlait d'une imprécision allant jusqu'à  $0.15^\circ$  à l'horizon. Nous n'avons pas retracé d'autres sources dans la littérature.

### 2.5.5 Correspondance des systèmes de coordonnées.

La position du tracker et la position du soleil donnée par le S.P.A. sont données dans le système de coordonnées horizontales. Comme le suivi du soleil n'est pas parfait, le tracker a toujours une erreur variable tant en azimut qu'en élévation par rapport au soleil. Cette erreur est lue en azimut sur le plan horizontal, comme étant la différence entre l'angle azimutal du soleil et celui du dispositif. Mais ces deux angles ne sont eux-mêmes que la projection sur le plan azimutal, de la position du soleil et du dispositif, en coordonnées sphériques. Pour obtenir, l'erreur de position angulaire dans le plan tangentiel à l'irradiation solaire, il faut donc transposer les lectures d'azimut et de zénith (ou d'élévation) dans ce plan. La norme IEC 62817 [26] utilise les formules suivantes pour faire la transposition.<sup>7</sup>

$$\Delta \acute{E}lévation_{Tan} = \acute{E}lévation_{Solpos} - \acute{E}lévation_{DUTpos} \quad (2.10)$$

$$\Delta Azimut_{tan} = (Azimut_{Solpos} - Azimut_{DUTpos}) * \sin(90^\circ - \acute{E}lévation_{Solpos}) \quad (2.11)$$

L'indice Tan fait référence au plan tangentiel, l'indice Solpos réfère à la position du soleil et l'indice DUTpos réfère à la position du dispositif sous test. Si les deux conditions suivantes sont respectées,

$$\left| Azimut_{Solpos} - Azimut_{DUTpos} \right| < 5^\circ \quad (2.12)$$

$$\acute{E}lévation_{Solpos} < 87^\circ \quad (2.13)$$

alors, l'erreur d'approximation est  $< 0.0001^\circ$ .

Par exemple pour des sites compris entre les deux capricornes, cette norme est insuffisante car la condition (2.13) n'est pas remplie toute l'année. À Sherbrooke, l'élévation maximale est de  $68^\circ$  (21 juin vers midi), elle respecte la condition de l'équation (2.13).

Les conditions (2.12) et (2.13) combinées, appliqués à l'équation (2.11) imposent la condition

$$\left| \Delta Azimut_{Tan} \right| \leq 1.87 \quad (2.14)$$

---

<sup>7</sup> Les expressions « true azimuth » et « true elevation », de cette norme sont rendues ici par les expressions azimut tangentiel et élévation tangentielle, pour signifier qu'il s'agit de positions vues dans le plan tangentiel au rayonnement solaire

Un tel écart est suffisant pour caractériser des dispositifs HCPV. Après 1.7 degré d'écart, la fonction de transfert des dispositifs les plus larges, chute près de zéro. Pour les besoins du banc d'essai, les formules de cette norme permettent donc de transposer avec la précision requise les lectures prises dans le ciel de Sherbrooke et pour toute l'année.

## 2.6 Rendement d'un système CPV

Il y a souvent une inadéquation entre la demande d'électricité et la source d'énergie. On veut tirer le maximum d'énergie d'une source variable tout en ayant une consommation elle aussi variable. Pour ajuster ensemble ces réalités conflictuelles, on ajoute des intermédiaires entre la sortie des cellules CPV et le point de consommation.

Sur les panneaux CPV, puisque les cellules doivent être montées en assemblage série et parallèle pour obtenir une tension et une puissance utile, on ajoute des diodes by-pass aux cellules ou groupe de cellules pour limiter les pertes de rendement causé par la défaillance locale de cellules ou l'ombrage partiel du système CPV. Ensuite, ces modules sont branchés à un contrôleur de charge dynamique de suivi du point maximal de puissance (SPMP), en anglais Maximum Power Point Tracking (**MPPT**), lequel veille à faire fonctionner le module solaire dans une plage d'opération étroite, autour du point  $P_{\max}$ . La performance du MPPT est essentielle parce que la courbe I-V des modules fluctue régulièrement en suivant l'irradiance solaire. L'énergie est ensuite acheminée par un régulateur de charge (lequel peut être intégré au MPPT) vers des accumulateurs. Elle est libérée à la consommation, via un régulateur de tension DC, en passant par un onduleur, lorsque la consommation se fait en alternatif. Le rendement global d'un système CPV est directement lié au rendement individuel de ces composantes, mis en cascades et à l'efficacité combinée de la qualité du tracking et la fonction de transfert (liée à l'angle d'acceptance) des optiques utilisées dans les modules.

À titre d'exemple, en 2015, selon les résultats publiés en 2016 à la Conférence internationale CPV, les efficacités les plus **élevées** obtenues étaient de [22, p. 14] :

- **46.0 %** pour les **cellules** (Soitec),
- **38.9 %** pour les **modules** (Soitec),
- **29.5 %** pour les **systèmes** (Soitec)

Comme on le voit dans cet exemple, le système ne récolte que 29.5% / 46.0%, soit 64 % de l'énergie fournie par les cellules. Il y a donc encore beaucoup de travail à faire pour augmenter le rendement global tout en abaissant le coût des systèmes CPV.

## CHAPITRE 3 Le banc d'essai extérieur

### 3.1 Cahier des charges

À partir des objectifs décrits en introduction, un cahier des charges a été établi lors de l'étude préliminaire de conception. Il a été retenu que le banc d'essai extérieur devrait répondre aux critères suivants :

Tableau 3 - Cahier de charge du projet

Résister aux conditions climatiques
Avoir une assise insensible aux effets des gels et dégels du sol
Utiliser un tracker commercial
Positionner le tracker par l'algorithme de position du soleil SPA de la NREL
Positionner le tracker par photométrie différentielle du soleil
Pouvoir reproduire les tests
Comparer les résultats à l'intérieur d'une même plage de test
Comparer des résultats, peu importe le moment durant le jour, l'année et les conditions climatiques.
Tester plusieurs dispositifs HCPV simples en même temps
Mesurer les performances I-V des dispositifs avec un nombre suffisant de point pour extraire les courbes I-V ou P-V dans le quadrant 1, d'une cellule CPV éclairée (diode inverse agissant en source de courant), dans des plages <b>Isc &lt; 0.150 mA</b> et <b>Voc &lt; 3 VDC</b>
Mesurer la température des DUT
Protéger les DUT contre des surtensions ou surcourants inverses (quadrant IV) typiques de tests en faible irradiance.
Lire le DNI lors des tests
Mesurer la position instantanée des DUT par rapport au soleil au moment des mesures I-V
Lire avec une précision plus élevée ( $0.01^\circ$ ) que les trackers commerciaux courants ( $0.1^\circ$ à $0.5^\circ$ ) pour réduire les inconnus et la plage statistique des lectures.
Lire des conditions climatiques et les conditions d'équipements lors des tests
Sauvegarder les résultats sur une base de données avec des tables pour les mesures « brutes »
Sauvegarder dans cette base de données, les protocoles de tracking, les protocoles de mesures, le type d'équipement utilisé, et informations pertinentes telle que les calibrations ceux-ci, pour assurer la traçabilité.
Avoir une interface accessible à distance, pour le lancement de test, la programmation, le suivi en temps réel.
Fonctionner en mode automatique et en mode manuel.
Avoir une interface simple et transparente d'utilisation, sans connaissances techniques supplémentaires, pour un utilisateur l'utilisant essentiellement pour faire des tests IV
Être visible par caméra
Prendre et archiver des clichés de ciel pour avoir une information visuelle complémentaire.

Concrètement, la réalisation du banc d'essai s'est échelonnée sur plusieurs mois et fut l'objet de modifications successives. Certaines étapes ont été réalisées en un temps relativement court et ont fonctionné bien dès le début, d'autres ont été beaucoup plus complexes. Suivant les difficultés rencontrées, les retards, les échéances, le budget, les ressources matérielles et humaines, il a fallu procéder à des changements de matériel, des ajustements aux grilles de projet et aux méthodes de travail. On ne présentera pas ces itérations mais plutôt le fonctionnement concret et les résultats obtenus pour ne pas alourdir le texte. Un bilan du cahier des charges au CHAPITRE 5 évalue dans quelle mesure les objectifs ont été atteints.

### 3.2 Schéma général

Le tracker, le contrôleur et le système de mesure I-V sont physiquement voisins les uns des autres, alors que le serveur et la base de données sont à distance. L'ensemble est également accessible par PC, en bureau à distance (Figure 16). Le banc d'essai a été soumis aux conditions chaudes des étés 2014 à 2016 et à celles particulières rigoureuses et froides de l'hiver 2014-2015 et humides de l'hiver 2015-2016 (Figure 17).

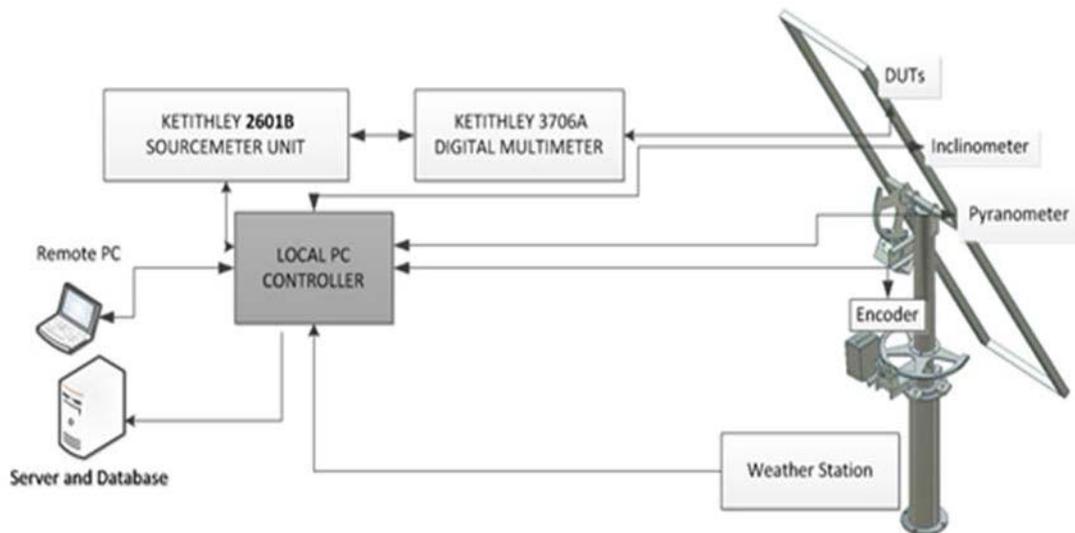


Figure 16 - Représentation schématique du banc de test

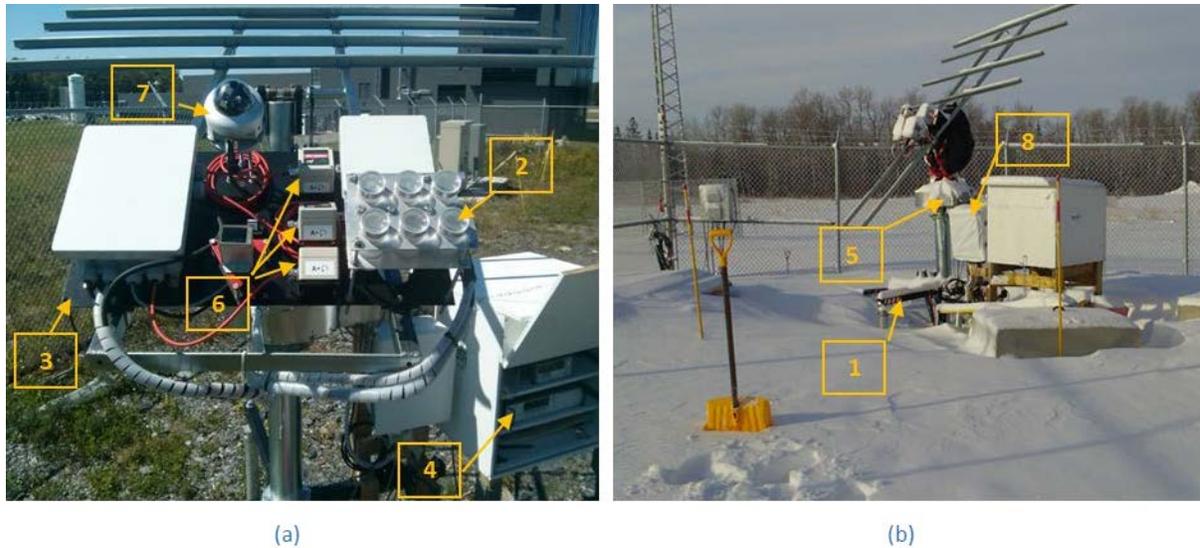


Figure 17 - Le banc de test en conditions estivales (a) et hivernales (b) : 1) assise en acier, 2) dispositifs CPV testés, 3) plaque d'acier inclinée recevant le montage, 4) SMU et DMM, 5) localisation de l'encodeur, 6) cascade de 3 inclinomètres de précision, 7) pyranomètre de génération intelligente SPN1, 8) contrôleur principal sous boîtier isolé, avec chauffage et ventilation thermostatique.

### 3.3 Emplacement

Sherbrooke se situe dans la moyenne pour l'irradiation totale annuelle reçue au sol, soit environ 1400 kWh/m<sup>2</sup>, alors qu'elle atteint 2500 kWh/m<sup>2</sup> dans les pays à fort potentiel [28]. Cependant, le lieu connaît une grande variation de conditions de température (-30°C à 30°C), d'humidité, de nuages, de type de ciel. De plus le département de géomatique de l'université de Sherbrooke fait partie du réseau mondial Aerosol Robotic Network (AeRoNet) [29], lequel collecte des données d'irradiance, d'albédo et de taux de particules en suspension dans l'atmosphère. Le 3IT est donc un site avec un riche potentiel pour la recherche en conditions extérieures.

L'institut est doté de terrains réservés à la recherche solaire et d'un enclos grillagé de 29 m x 32 m, pour y recevoir des équipements de recherche et localisé de sorte que les 4 coins correspondent approximativement aux 4 points cardinaux.

Lorsque cette étude fut lancée, un imposant tracker de 100 m<sup>2</sup> occupait déjà le centre de cet enclos. C'est pourquoi, pour le banc d'essai SF09, l'emplacement le plus dégagé s'est avéré être le coin sud. Le tracker a été installé à 6 m du coin, suivant la diagonale *nord-sud*.

L'abaque solaire du site de Sherbrooke présenté à la section 2.5.1 montre le parcours du soleil pendant l'année. Vue du coin *sud*, la ligne d'horizon suit un profil d'élévation variant entre  $0^\circ$  et  $10^\circ$  ; la colline universitaire située à l'*est* constitue la principale interférence au lever du soleil, pour la période de septembre à octobre. Mais comme le contenu spectral est faible pendant la première heure du lever, c'est sans impact significatif sur le potentiel utile du site. Enfin, le dégagement obtenu en hauteur avec l'assise en acier est suffisant pour éviter la projection d'ombrage causée par les grilles de l'enclos.

### 3.4 L'assise en acier

Le sol de Sherbrooke est soumis à du mouvement de surface, causé par le cycle de gel et dégel. Afin de comparer les tests, peu importe les saisons, il fallait réduire au minimum l'influence du sol sur la déviation de l'axe vertical par rapport au zénith.

La solution retenue pour contourner cette difficulté fut d'utiliser des pieux vissés. Un collègue du département de génie mécanique a conçu une assise en acier, en forme de croix, fixée à 5 pieux ancrés à une profondeur de près de 2 m. La longueur des pieux a été choisie pour surélever le tracker de 0.6m (Figure 17). Depuis l'installation du banc d'essai, cette base n'a pas bougé alors que des pieux de béton de la clôture de l'enclos sont ressortis de quelques cm. Donc une base de béton posée à même le sol aurait été d'autant plus à risque de bouger. De plus, les pieux sont amovibles de sorte que le banc peut être relocalisé ailleurs si nécessaire.

### 3.5 Le tracker Feina SF09

Le tracker Feina SF09 que nous avons acquis devait permettre de suivre le soleil en mode continu (automatique) et manuel. Dans les faits, le modèle livré s'est avéré avoir des vices de fabrication majeurs aux deux axes de rotation vertical et horizontal. De plus, malgré les affirmations du fabricant, plusieurs composants ne sont pas conçus pour résister aux rigueurs d'un climat nordique. La compagnie étant distante (Espagne), il s'est avéré plus simple, moins cher et plus rapide de faire les corrections par les services du département de génie mécanique, et de faire fabriquer des composants par des compagnies locales. Nous avons également ajouté des enveloppes et des boîtiers de protection. L'ensemble des modifications est résumé au

Tableau 4. Le contrôleur ne disposant pas d'un mode de positionnement souple, il a été complètement remplacé, comme décrit à la section 3.14.

Tableau 4 - Tracker SF09, caractéristiques d'origine et changements apportés

Composant	Caractéristique de compagnie ou d'origine	Modification/correctif apporté
Tracker	Feina SF09, conçu pour 9 m <sup>2</sup> de modules CPV	
Base	Conçue pour être boulonnée à un socle	Boulonnée à l'assise en acier, ajustement fait avec les inclinomètres du banc en position horizontale et balayage <i>est-ouest</i>
<b>Rotation verticale (azimut)</b>		
Axe	2 tubes, c.-à-d. une base fixe, chapeautée d'un rotor déposé sur celle-ci. La soudure de la butée d'appui de rotation frottait contre le rotor empêchant sa rotation. La concentricité des axes manquait de précision (ballotement latéral)	Correction à la butée. Usinage de la surface extérieure du stator, excellente concentricité obtenue, ballotement quasi nul.
Mécanisme	Motorisation avec réducteur de vitesse (fixé au stator) et arc denté sur rotor, ajustable en pression. Ratio N/D	Conservé tel quel
Plage de rotation	105° <i>est</i> , 105° <i>ouest</i>	
Interrupteurs de fin de course <i>est</i> et <i>ouest</i>	Aucun interrupteur physique, seulement logiciel. Une erreur de logiciel peut causer un non-arrêt du moteur, avec comme conséquence le décrochage de l'arc denté lié à la vis sans fin.	Ajout d'interrupteurs <i>est</i> et <i>ouest</i> avec inversion de rotation possible par diode.
moteur	12 Vcc, marque et spécifications non disponibles	12 VDC, 3A FLA (d'après nos tests)
Lecture de position	Compteur intégré au réducteur de vitesse, erreur > 0.4°, hystérésis sur changement de direction	Ajout d'un <a href="#">encodeur</a> et d'un arc concentrique à l'axe vertical (précision de l'ensemble 0.002°)
Protection aux intempéries	Couvercle non étanche pour le moteur et le réducteur de vitesse, exposition totale de l'arc denté et de la vis sans fin, connecteurs non étanches aux intempéries	Fabrication et installation d'un boîtier circulaire enserrant complètement ces composants ainsi que les interrupteurs de fin de course

---

**Rotation horizontale (élévation)**


---

Axe	Déposé sur le rotor et enserré dans des paliers de rotation. Vice de fabrication des paliers, diamètre trop grand (ballotements)	Usinage de paliers neufs
Mécanisme	<p>Motorisation avec réducteur de vitesse (sur rotor vertical) et arc denté fixé au châssis porteur des modules CPV.</p> <p>Ajustable en pression. Ratio du réducteur de vitesse N/D. Jeu avec retard dans l'inversion de rotation <i>haut-bas</i>.</p> <p>Irrégularité de l'arc denté causant un changement de torque pendant la rotation.</p>	Ajout d'un déséquilibre volontaire, d'environ 1 kg sur le côté bas du pivot, pour que la gravité limite le phénomène.
Plage de rotation	20° à 110° d'élévation, inapte aux mesures d'horizon	<p>Ajout de supports inclinés à la plaque porteuse des DUT et sondes de lectures.</p> <p>Nouvelle plage : 0° à 90°</p>
Interrupteurs de fin de course <i>haute</i> et <i>basse</i>	Aucun.	Ajout d'interrupteurs de fin course <i>haute</i> et <i>basse</i> avec inversion de rotation.
Moteur	12 Vcc, marque et spécifications non disponibles	12 Vcc, 3A FLA (d'après nos tests)
Lecture de position	Compteur intégré au réducteur de vitesse, erreur > 0.4°, hystérésis sur changement de direction, donc lecture de position entachée par les défaut interne du mécanisme de position	Ajout de 3 <a href="#">inclinomètres</a> à haute précision (0.002°, X-Y), mis en série. Le mécanisme de positionnement conserve ses limites de précision pour atteindre le point de consigne, mais la lecture de position sera très précise.
Protection aux intempéries	Couvercle non étanche pour le moteur et le réducteur de vitesse, exposition totale de l'arc denté et de la vis sans fin, connecteurs non étanches aux intempéries	En hiver, ajout d'une toile de protection protégeant l'ensemble et les paliers de rotation contre les intempéries.

---

### 3.6 Les dispositifs sous test

Les dispositifs sous test (device under test, « DUT ») ont été fournis par la compagnie québécoise Opsun Technologies, mentionnée lors de la mise en contexte. Elle veut offrir des SOE permettant d'obtenir des modules CPV à angle d'acceptance plus large que ceux offerts par les autres industriels, d'où l'intérêt pour celle-ci de confier au groupe CPV du 3IT le mandat de caractériser des dispositifs intégrant leur SOE. La compagnie a fourni un module de 6 DUT, ayant tous le même type de lentille primaire et le même modèle de cellule HCPV<sup>8</sup>. Les SOE sont cependant différents pour chaque DUT, lesquels sous fort DNI, seront bornés à environ à **130 mA en  $I_{sc}$  et 3.35V en  $V_{oc}$** . Des thermocouples, à raison d'un par DUT, sont fixés aux cellules HCPV, pour la lecture des températures pendant les tests I-V. Des recherches ont aussi été faites pour obtenir des modules HCPV aux caractéristiques connues, en provenance d'autres compagnies, afin d'avoir des points de comparaison. Mais les démarches ont été infructueuses. Ce secteur de la recherche étant jeune et les gros fournisseurs peu nombreux, ceux-ci semblent réticents à partager leurs données techniques autres que les spécifications commerciales.

### 3.7 La plaque de montage

Le tracker SF09 n'est pas conçu pour fonctionner à des élévations inférieures à 20°, parce que l'irradiance y est de peu de valeur commerciale, aux latitudes -entre 45° *sud* et 45° *nord*- où ce tracker est vendu en général. Or, les tests à Sherbrooke doivent couvrir une plage suffisante, pour fournir une information utile aux latitudes supérieures à cette plage. En hiver, de novembre à février, de nombreuses heures de lecture tombent sous les 20° d'élévation. Pour contourner la difficulté, les DUT, les inclinomètres et le pyréliomètre sont fixés sur une plaque de montage, inclinée sur le châssis d'élévation du tracker et corrigeant ce manque. De cette façon, les DUT et les sondes de lecture couvrent toute la plage annuelle d'élévation de Sherbrooke, qui va de 0° à 68° et peuvent même aller au-delà, par exemple lors d'intempérie ou de périodes d'entretien.

---

<sup>8</sup> SpecLaB 3CMJ, en GaInP/GaInAs/Ge de la compagnie SpectroLab.

### 3.8 La lecture d'élévation

À 1000x, la caractérisation des fonctions de transfert des AA, nécessite des lectures de déviation d'élévation à  $0.01^\circ$ . Un seul inclinomètre ne permet pas de lire avec cette précision sur  $90^\circ$  de plage, aussi 3 inclinomètres à 2 axes, plage  $\pm 15^\circ$ , précision  $0.002^\circ$  ont mis en série et montés sur des plaques, inclinées à  $75^\circ$  pour le premier, à  $45^\circ$  pour le second et à  $15^\circ$  le troisième, pour couvrir les plages d'élévation de  $0^\circ$  à  $30^\circ$ ,  $30^\circ$  à  $60^\circ$ ,  $60^\circ$  à  $90^\circ$ . En pratique, chaque inclinomètre couvre un peu plus que la plage  $\pm 15^\circ$ . Ceci permet de calibrer le point de passage d'une plage à l'autre. L'inclinomètre central ( $30^\circ$  à  $60^\circ$ ) a été choisi comme référence, pour ne pas avoir d'erreur additive possible (comme cela aurait été le cas en prenant les inclinomètres des autres plages). Les températures dans le boîtier d'inclinomètre et la température à la carte de contrôle sont prises, pour ajouter les facteurs de corrections nécessaires. Par précaution, les 3 inclinomètres ont tous été pris à 2 axes. Théoriquement seul l'axe parallèle à l'axe horizontal du tracker bouge durant une variation d'élévation, le second axe étant orthogonal, il devrait rester insensible. En pratique, si l'axe d'élévation du tracker est biaisé par rapport à l'horizontale, l'angle réel d'élévation peut être obtenu, par l'addition vectorielle des composantes de chaque axe. Le dispositif interne étant un accéléromètre (avec un bruit de fond) plusieurs lectures de signal analogique (4) sont prises par la carte d'échantillonnage et moyennées pour filtrer les hautes fréquences et lisser l'échantillon.

La stabilité des lectures a été vérifiée in situ. Des relevés ont été effectués en mode statique par une journée calme et ensoleillée (Figure 18), avec les résultats donnés au Tableau 1 Tableau 5.

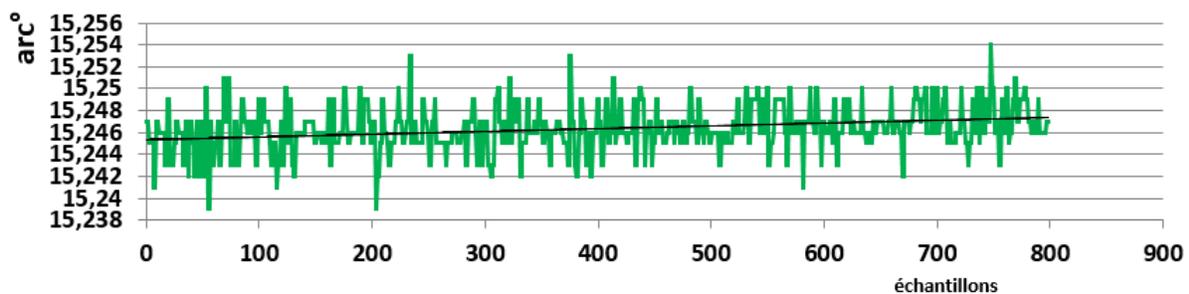


Figure 18 - Inclinomètre RST IC6552, bruit d'élévation en mode statique, par vent quasi nul le 2015-03-19 au matin

Tableau 5 - Inclinomètre, conditions d'échantillonnage

Paramètre	Résultat
Inclinomètre, spécification du fabricant	RST IC6652, +/- 15°, résolution : +/- 0.0014° (@ 10Hz BW)
Début du test	2015-03-25 09:06:55
Fin du test	2015-03-25 09:14:10
Nombre d'échantillons	798
Fréquence d'échantillonnage moyenne	1,83 Hz
Régression linéaire du premier degré	$y = 2 \times 10^{-6}x + 15,245$
Différence entre le début et la fin du test à partir de la régression linéaire	0,0016°
Écart-type sur la régression linéaire	0,00216°
Intervalle de confiance à 95%	+/- 0,0042°

Le signal demeure dans une plage de  $\pm 0.0042^\circ$  à 95% d'intervalle. La faible pente observée de  $0,0016^\circ$  pendant le test peut être due à l'expansion mécanique du tracker exposé au soleil<sup>9</sup>. Le bruit observé inclut celui du signal électrique. Il serait pertinent de répéter ce test à différents moments de l'année et pour vérifier le vieillissement des composantes, ou l'influence possible d'autres phénomènes. L'échantillonnage de l'inclinomètre pouvant être répéter aux 50 ms, il serait intéressant par ailleurs de vérifier l'impact du vent sur la structure et les fréquences de résonnances engendrées (tel que la signature de position du tracker le montre pendant les déplacements horizontaux du test matriciel, cf. Figure 28).

<sup>9</sup> Les arpenteurs-géomètre sont familiers avec les phénomènes de déformation thermiques des colonnes métalliques. Lorsqu'ils utilisent des cibles miroirs à distance comme repères trigonométriques, ils choisissent les repères en conséquences.

### 3.9 La lecture d'azimut

Pour connaître la position azimutale du tracker, un arc usiné, concentrique au rotor vertical a été fixé sous l'arc denté. Un encodeur incrémenteur à pulse a été ajouté et fixé au socle. Il lit mécaniquement la rotation de cet axe. La précision obtenue est inférieure à  $0.002^\circ$ , pour une plage d'environ  $210^\circ$ . Cette limite physique de  $210^\circ$  est imposée par la roue d'engrenage du design du manufacturier.

La qualité des lectures d'azimut est liée à plusieurs critères :

- D'abord, les microcontrôleurs possèdent des compteurs strictement dédiés à ce type de tâche (détection de changement d'état, ou pulse) et le tracker solaire même activé à pleine vitesse, se déplace très lentement par rapport au cycle d'horloge du microcontrôleur.
- Deuxièmement, **l'absence de glissement** entre le rotor de l'encodeur et l'arc concentrique est vérifiée à l'aide de marqueurs visuels sur la roue de l'encodeur.
- Un 3e critère nécessaire est le passage par un **zéro de référence**. Pour ce faire, un détecteur de position (par contact sec) a été fixé au stator près du centre physique de l'azimut. Par une lecture visuelle de projection d'ombre du soleil sur le tracker et en connaissant par le SPA de NREL, les coordonnées du soleil au même moment, ce zéro a été associé à l'angle d'azimut fourni par le SPA. Ensuite, chaque fois que c'est nécessaire, -typiquement en début de chaque journée- le contrôleur, utilisé en mode manuel, active le tracker préalablement positionné très près du détecteur, en rotation d'azimut, à vitesse **très lente**. Lorsqu'il détecte ce passage par zéro, il calibre la lecture d'encodeur en conséquence.
- La calibration du ratio de l'encodeur par rapport à l'axe vertical est le dernier point. N'ayant aucun repère d'usine sur le tracker, après divers tâtonnements, un protocole de calibration par des repères absolus a été mis au point. D'abord, avec un théodolite placé à côté du tracker, deux points d'horizon lointains, stables, et situés en des points cardinaux opposés ont été mesurés<sup>10</sup>. Les mesures ont été répétées plusieurs fois pour

---

<sup>10</sup> Une tour d'éclairage du complexe sportif de l'université et un réservoir du 3IT. Pour les résultats expérimentaux

s'assurer de la fiabilité des lectures, grâce aux moyennes et écarts-types obtenus ( $0,0534^\circ$  et  $0,0232^\circ$ , respectivement). Ceci a permis de connaître avec précision l'angle ( $169,770^\circ$ ) entre les deux repères. Ensuite, la même méthode a été appliquée, mais avec une caméra avec zoom (Nikon, Coolpix) fixée au tracker, avec image visible sur écran à distance et munie d'une référence visuelle. Les moyennes des angles des balayages *est-ouest* et *ouest-est* ont été calculées pour déterminer le ratio pas d'encodeur / degré de rotation. Comme on le voit au Tableau 6, les résultats sont presque identiques. Il a cependant été constaté systématiquement –sans avoir trouvé d'explication–, que les balayages *est-ouest*, ont toujours moins de pas d'encodeurs, que les balayages *ouest-est*. Ceci implique que le compte est légèrement biaisé quand le tracker revient en position nord-est en début de journée. Pour contourner ce problème, c'est le ratio en balayage *est-ouest* qui est utilisé dans le logiciel, puisque c'est dans cette direction que le tracker doit essentiellement se déplacer. De plus, la calibration d'index zéro est faite au moins une fois chaque matin pour prévenir des erreurs cumulatives.

Tableau 6 - Caractéristiques des lectures d'azimut.

Lecteur	Encodeur RST IC6552
Signaux	2 signaux en quadrature + 1 index de rotation (permet de compter les cycles)
Pas par cycle	10 000 (soit un peu moins de 13 cycles sur $180^\circ$ , voir ci-dessous)
Tension	0-5 Vcc
Compteur	Relatif, la perte d'alimentation fait perdre le comptage (d'où la calibration du zéro du compteur)
Calibration du zéro du compteur	Passage à $195.646^\circ$ d'azimut.
rotation est-ouest	124 498 pas / $180^\circ$ ou 691,7 pas / $^\circ$ (écart-type : 0.03%) ou <b>0,0014°/pas</b> (précision retenue : <b>0,002°</b> )
rotation ouest-est	124 779 pas / $180^\circ$ ou 693,2 pas / $^\circ$ (écart-type : 0.03% )

La précision retenue,  $0,002^\circ$  est supérieure aux besoins fixés par le cahier des charges ( $0,01^\circ$ ). Il est clair que ces tests ont été faits dans des conditions de température uniforme (même journée). Il serait pertinent de relancer les mêmes protocoles à diverses températures, pour étudier l'impact de celles-ci sur les résultats, à cause de l'expansion thermiques des composants.

### 3.10 Le suivi à distance de la position en coordonnées tangentielles au soleil

Lors de nos recherches en début de projet, aucun photomètre différentiel de précision n'a été trouvé sur le marché, c'est pourquoi la méthode par encodeur et inclinomètre a été retenue. Néanmoins, pour permettre un suivi de position dans le plan tangentiel au parcours solaire, un lecteur oculaire classique a été fixé à la plaque des DUT. Ce dispositif, fixé à la plaque de montage des DUT, est composé d'un axe porteur parallèle aux rayons solaires, supportant un diaphragme agissant comme collimateur et d'une plaquette quadrillée recevant l'irradiance collimée (Figure 19). Ce montage permet d'avoir un visuel utile du déplacement du soleil, et sert de repère pour une calibration approximative des dispositifs sur la plaque. Une caméra installée sur le tracker et pointant sur la plaquette permet de voir à distance les déplacements. Bien qu'il transmette une information trop imprécise ( $0.1^\circ$ ), qualitative et dépendante de l'observateur, ce mécanisme simple, s'est avéré fort utile pour avoir un suivi en temps réel des tests, tant pour la phase d'élaboration que pour les tests eux-mêmes.



Figure 19 - Capture d'écran d'une vue à distance par la caméra d'observation, de la projection de l'ombre du diaphragme et de l'irradiation collimée.

### 3.11 La pyréliométrie

Après une analyse comparative des produits des 3 fabricants principaux de pyréliomètres (Eppley, Kipp & Sonnen et Eko) et du pyranomètre **SPN1** de **Delta T Devices**, ce dernier a été choisi pour les raisons suivantes :

- Temps réponse  $TR_{95\%} < 200$  ms. Les fiches techniques des autres compagnies ont des  $TR_{95\%} > 5$  s, et même jusqu'à 18s, conformément bien sûr aux normes de l'OMM, mais sont trop lents et introduisent une incertitude, pour la lecture du DNI en temps réel pour répondre à la question de recherche du projet<sup>11</sup>.
- Coût inférieur à un duo classique pyranomètre – pyréliomètre.
- Simplicité d'installation, la calibration se fait à l'aide d'un niveau à bulle concentrique intégré, possibilité d'installation horizontale fixe (vers le zénith) ou sur le tracker en position suivant le soleil pour lire le DNI.
- Lecture de deux signaux avec le même appareil, l'irradiance globale et l'irradiance diffuse, pour obtenir le DNI par soustraction. Si le dispositif est installé sur le tracker et suit le soleil, la soustraction est directe. S'il est fixe à l'horizontale, la différence du GHI moins le DHI doit être corrigée par le cosinus de l'angle du soleil pris au zénith au moment de la lecture. Un signal de nombre d'heures d'ensoleillement, selon le seuil minimal de  $120 \text{ W/m}^2$ , fixé par la MMO, est aussi disponible, mais non utilisé ici.

Les deux signaux sont transmis en tension analogique à un convertisseur analogique-numérique en mode différentiel pour éliminer le bruit de ligne. Le convertisseur communique par port USB avec le contrôleur principal, lequel archive l'information sur la base de données. La collecte et l'archivage de l'irradiance sont indépendants du tracking et des tests IV ; cette fonction peut être lancée en mode manuel, que les autres applications soient ou ne soient pas activées.

---

<sup>11</sup> Ces nouveaux produits ont peut-être engendré une saine compétition. En 2016, les fiches techniques d'un des principaux fournisseurs indiquent maintenant un temps-réponse similaire.

### 3.12 La météo

Trois tours anémométriques installées à proximité du banc d'essai, par des chercheurs du département de génie civil, relèvent les données anémométriques. Il est prévu d'utiliser ces données pour corrélérer l'impact des charges de vent sur le rendement du système complet -tracker et DUT- lors de tests de longue durée.

La température extérieure et celle des DUT sont lues par des thermocouples.

### 3.13 Le code

La programmation représente une partie importante du projet en temps de conception et d'implémentation ; elle se divise en plusieurs blocs distincts :

Le contrôleur et l'interface graphique générale en **C#**

Le microcontrôleur en **C (Arduino)**

Le duo Keithley SMU 2601B et DMM 3706A, le code étant embarqué dans la mémoire du SMU, en langage **TestScript** propre à la compagnie

Pour des questions de stabilité électronique, l'acquisition de la pyrhéliométrie, d'abord faite via la carte d'acquisition esclave par le programme C# principal, a été délesté sur un programme indépendant, lui aussi en **C#** et faite via une carte d'acquisition secondaire de la famille NI.

La base de donnée **MySQL**

Le post-traitement des données pour produire un condensé de résultats (table Points\_pmax) a lui aussi été écrit en **C#**.

Des explications brèves sur chaque bloc de code sont fournies en leur paragraphe respectif.

À cause de leur taille, il est impossible d'inclure le contenu de ces programmes et leur diagramme UML en annexe. Ils ont été mis en disponibilité pour consultation sur le serveur du 3IT, à l'adresse.

[Groupe\Projet\\_CPV\Gestion des bancs de mesures CPV\Banc de test du parc solaire\Code](#)

### 3.14 Le contrôleur principal

Le contrôleur principal est constitué d'un PC (ASUS Eeebox) et d'un microcontrôleur de type grand public (Arduino Yun) embarqué sur une carte d'acquisition de données et de commande du tracker. Le duo Eeebox – Yun est configuré en maître-esclave de sorte que le contrôleur puisse faire les tâches suivantes :

- Il gère avec la communication avec l'extérieur.
- Il gère la position du tracker via la carte esclave.
- Il recueille les données de position et d'irradiance via cette même carte.
- Il commande le lancement de tests I-V au SMU Keithley qui lui retourne ensuite les résultats.
- Il archive par Ethernet les résultats bruts et les divers protocoles sur une base de données du serveur crn2mysql du 3IT.
- Il assure, en parallèle aux tests, une première étape de traitement de données pour l'analyse des résultats, en faisant une synthèse des données essentielles, dans une table de cette même base.

Le logiciel de contrôle principal a été développé en C#, sous Visual Studio. Il est structuré en classe et objets, en partant d'objets élémentaires, appelés par des méthodes (fonctions) simples, elles-mêmes sont appelées par des fonctions plus complexes. Une interface graphique, en Windows Forms, permet de voir en temps réel les lectures des diverses sondes, du positionnement du tracker et des tests I-V en cours. Elle permet également de lancer les commandes de positionnement à distance, d'élaborer, sauvegarder et choisir des protocoles de test I-V et de protocole de position spatiale.

Le microcontrôleur est programmé en une variante du langage C adapté pour la famille Arduino.

### 3.15 L'instrumentation I-V : le SMU et le DMM Keithley

Une unité de source et de mesure (source measurement unit, SMU), un SMU 2601A est utilisée en configuration **maître-esclave** avec un multimètre numérique (digital multimeter, DMM), un DMM 3706B. Rappelons qu'un module CPV sous éclairage (Figure 9) se comporte comme une source courant, ayant une courbe I-V (Figure 10) propre à chaque DUT et à chaque DNI. Du point de vue électrique, il s'agit d'un circuit Thévenin. Brancher une charge sur ce circuit ou contraindre extérieurement l'un de ses paramètres, **I** ou **V**, **impose** un point de fonctionnement sur la courbe I-V du dispositif. En modifiant le paramètre, on peut ainsi connaître cette courbe. Dans le présent contexte, la tâche du SMU est d'effectuer le test I-V en forçant une tension sur le DUT, laquelle par échelons progressifs couvre la plage allant de  $V=0$  à  $V_{oc}$  du DUT. Des points  $(V, I)$  ainsi mesurés, avec leur temps d'échantillonnage, permettent d'obtenir la courbe complète du dispositif et de la corrélérer avec d'autres paramètres lus par le banc d'essai, comme la position par rapport au soleil.

Pour des raisons budgétaires, il coûte trop cher d'avoir un SMU par DUT et c'est aussi une approche sans souplesse, puisqu'elle fixe le nombre de DUT. C'est là où la combinaison SMU-DMM s'avère pertinente (Figure 20). Le DMM est équipé d'une carte relais 3731 (6 x 16 canaux « 2 form A ») pour aiguillonner les DUT au SMU et d'une carte relais 3724 (1 x 30 canaux FET) pour mesurer la température des DUT. Lors d'un test I-V, le SMU commande au DMM



Figure 20 - Le SMU 2601A (haut) et le DMM 3706B (centre) dans leur boîtier extérieur chauffé et ventilé. Photo de gauche, vue avant. Photo de droite, vue arrière. Le DMM lit par les thermocouples (connecteurs jaunes) la température des cellules CPV. Le DMM fait le pont entre les DUT et le SMU.

de brancher le DUT à tester, tandis que les autres DUT sont branchés à une charge résistive, pour limiter leur échauffement éventuel. L'ensemble des branchements est représenté à la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Dès qu'un DUT a été testé, on passe au suivant. Ceci permet de caractériser très rapidement chaque dispositif, l'un après l'autre, avec un temps d'environ 0.37 s par DUT. Le tandem SMU-

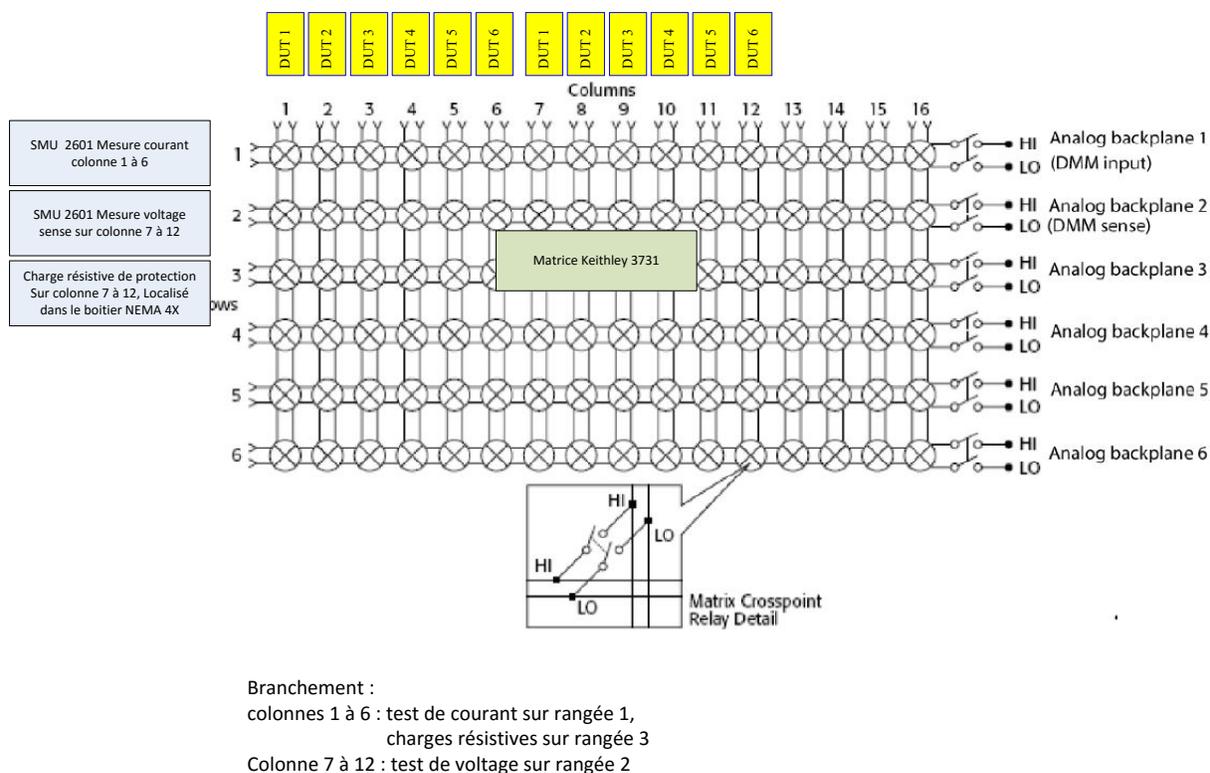


Figure 21 -Branchements à la carte matrice 6 x 16 Keithley 3731, gérée par le DMM 3706A.

DMM Keithley et les cartes relais permettent une bonne variété de tests. Les plages d'opérations vont de  $\pm 6$  V à  $\pm 40$  V (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Il est donc possible de caractériser des assemblages CPV à 1 A ayant jusqu'à près de 40 V en  $V_{oc}$ , (environ 35 W) et même des assemblages à près de 35 V en  $V_{oc}$  et 3 A (soit environ 90 W) en mode pulse, en prenant une carte relai plus puissante (3721). Le courant de compliance est ajustable et permet de protéger les dispositifs testés contre les surcourants inverses lorsque le voltage imposé dépasse le  $V_{oc}$ , lequel fluctue selon le DNI reçu par le dispositif. Dans le cas présent la plage  $\pm 6$  V a été utilisée et le courant de compliance a été limité entre 110 ma et 130 ma selon les tests.

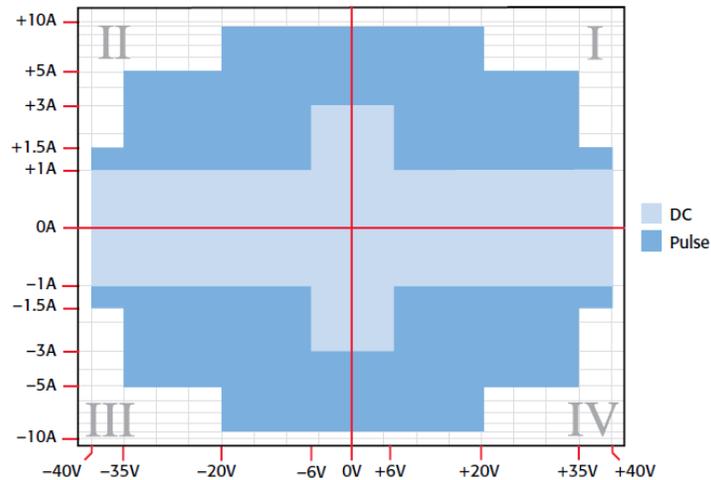


Figure 22 - SMU 20601B, plages d'opération

Le SMU et le DMM doivent être à proximité des modules testés pour que la longueur des fils de branchement ne perturbe pas les tests. Mais ces équipements ne sont pas faits pour des conditions extérieures. Aussi un boîtier, résistant aux intempéries, isolé et équipé d'un système de chauffage et de ventilation a été conçu sur mesure. Ceci a permis de maintenir les appareils dans des températures supérieures à 10°C, malgré les rigueurs de l'hiver à Sherbrooke. Une sonde de température a été ajoutée à la carte relais pour monitorer à distance la température du boîtier.<sup>12</sup>

### 3.16 La base de données

Les premiers résultats de test ont été sauvegardés sous forme de fichiers XML, ce qui a rendu la gestion des données rapidement fastidieuse. Aussi comme que prévu, une base de données MySQL a été développée pour archiver et faire le traitement ultérieur de l'information sur le serveur crn2mysql du 3IT. Elle contient des informations à deux niveaux. D'abord, elle est constituée de tables de données élémentaires :

- De chaque mesure élémentaire de position, d'irradiance et de météo

<sup>12</sup> Cette approche est inusitée. Le représentant de Tektronics-Keithley a même pris le montage en photo pour le faire connaître à sa compagnie.

- Des points de mesures I-V et paramètres associés
- Des protocoles de mesure I-V
- Des protocoles de positionnement
- Des types de tests effectués avec leur protocole de position et de test IV

Ensuite, elle contient également une table de synthèse régulièrement mise à jour où chaque test est résumé avec les valeurs pertinentes. Le paragraphe 3.17 développe ce sujet. Des schémas des tables sont aussi disponibles sur le serveur du 3IT au lien suivant :

[\\sonny.3it.usherbrooke.ca\CRN2\Groupe\Projet\\_CPV\Gestion des bancs de mesures CPV\Banc de test du parc solaire\Code\Schema Base de donnees Banc de test\\_ext.htm](\\sonny.3it.usherbrooke.ca\CRN2\Groupe\Projet_CPV\Gestion des bancs de mesures CPV\Banc de test du parc solaire\Code\Schema Base de donnees Banc de test_ext.htm)

### 3.17 Le traitement de l'information

**Dans un premier temps**, il est nécessaire de lire en temps réel l'état du système, pour le calibrer et/ou comprendre son comportement. C'est pourquoi l'interface de l'utilisateur a été développée pour afficher graphiquement les résultats des lectures des sondes, mais aussi les résultats des tests I-V et P-V. **Dans un second temps**, les informations primaires, ou « brutes » cueillies par le contrôleur sont archivées dans la base de données. Pendant que le tracker fait une batterie de tests selon les protocoles choisis, un logiciel (**CPV\_Analyse**) que nous avons développé en C#, procède à un premier traitement de l'information. Il remplit au fur et à mesure que des tests I-V sont complétés, une table de synthèse contenant les paramètres pertinents à chaque test, les protocoles utilisés, les résultats obtenus et le type de test dans lequel s'inscrit le test I-V.

Les tests I-V **élémentaires** sont structurés pour obtenir les points  $P_{\max}$  pour chaque DUT et les conditions d'opérations des résultats. Puisque l'acquisition des paramètres est **asynchrone**, des **calculs d'interpolation linéaire** sont faits avoir pour avoir la correspondance des valeurs de positions et d'irradiance avec **l'instant d'échantillonnage** (time stamp) de la puissance maximale. La table est aussi complétée avec les autres valeurs pertinentes,  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ , **FF** et  $P_{\max}$  normalisées par rapport au **DNI**. Notons que parce que le SMU est utilisé en échelon de tension, de 0 à une valeur X prédéfinie, le  $V_{oc}$  ne peut pas être lu directement, c'est pourquoi il est lui aussi obtenu par interpolation linéaire, en utilisant les points les plus près de  $I = 0$  mA.

Après chaque série de tests I-V, les résultats sont pondérés en valeur unitaire par rapport au maximum obtenu (toujours avec CPV\_Analyse) et ajoutés à la table de résultats qui contient alors les résultats pertinents pour une représentation graphique.

## CHAPITRE 4 Les méthodes de mesures

### 4.1 Protocoles I-V

Le SMU Keithley 2601A peut enregistrer en mémoire interne de nombreux scripts différents, lesquels peuvent être lancés par commande externe via le protocole Ethernet LXI (Local Area Network-base eXtensions for Instrumentation). Cette approche est utilisée pour ce banc et un

seul script a été développé, suffisant pour couvrir la question de recherche, bien que d'autres scripts puissent être ajoutés au banc d'essai. La programmation se fait en TestScript, un langage Keithley qui est en fait une variante du langage LUA. On a accès aux paramètres des appareils soit directement, avec l'interface graphique réelle, ou virtuelle, disponible en JAVA par internet.

Le SMU reçoit du contrôleur principal les paramètres nécessaires pour l'exécution du test I-V et l'ordre de lancement du test. Un test I-V constitue en l'application d'une tension  $V$  par échelon, pour un nombre choisi d'avance, entre une tension  $V_{initiale}$  et une tension  $V_{finale}$ . Chaque DUT est testé l'un après l'autre. Les températures des DUT sont également lues en fin de test.

L'utilisateur peut ajuster et sauvegarder de nouveaux protocoles en jouant par exemple sur les tensions de tests, le nombre de points et le temps d'échantillonnage. Les protocoles actuels sont choisis pour concentrer un nombre suffisant de points autour du point de puissance maximum  $P_{max}$ , pour faciliter l'extraction de celui-ci.

## 4.2 Protocoles de positionnement

### 4.2.1 Modes de positionnement

Deux formes de positionnement élémentaires sont implantées, le **déplacement en boucle ouverte** et le **déplacement en boucle fermée** de type PID avec point de consigne en position.

Ces modes sont disponibles tant azimut qu'en élévation, et ont été exploités de diverses manières selon les tests désirés.

Le déplacement en boucle ouverte consiste en l'application simple d'une commande PWM, durant un intervalle de temps, sur le moteur de l'axe à faire tourner, le vertical ou l'horizontal.

Où  $C_{min(hor)} \leq PWM_{hor} \leq 100\%$ , pour l'axe horizontal et  $C_{min(ver)} \leq PWM_{ver} \leq 100\%$ , pour l'axe vertical.

Les valeurs minimales doivent être ajustées selon les saisons (Tableau 7). En effet, le coefficient de viscosité du lubrifiant des mécanismes de rotation est influencé par la température.

Tableau 7 - Ajustement des limites basses de vitesse des moteurs en fonction de la température extérieure

Temp. (°C)	C <sub>min(hor)</sub> (%)	C <sub>min(ver)</sub> (%)
30	17	12
-30	22	15

Le déplacement en boucle fermée, ou asservi, utilise comme point de consigne la position du tracker dans son référentiel d'azimut et son référentiel d'élévation. On utilise une commande avec un facteur de correction proportionnel, intégral et différentiel PID classique. Le facteur P module la commande en proportion inverse du delta entre l'état actuel et le point de consigne. Le facteur I module la commande en intégrant ce même delta. En régime permanent, ce delta correspond au biais effectif entre le résultat et le point de consigne. Le facteur I tient donc compte de l'erreur passée. Le facteur D module le taux de variation (la vitesse) de la commande, en fonction du delta entre l'état actuel et le point de consigne.

Concrètement, chaque type de déplacement a été utilisé pour permettre l'optimisation de la cueillette de donnée. Ainsi le **mode PID** est typiquement utilisé pour placer le tracker en une **position précise dans l'espace** (Az, Él), avant de lancer un protocole de tests. Le **positionnement en boucle ouverte** s'est avéré efficace pour des **tests I-V en chaîne**, à l'intérieur d'un même protocole, chaque test I-V étant précédé d'un saut bref de position.

Les tests en série ont été développés avec trois protocoles principaux de positions.

#### 4.2.2 Obtention du centre des DUT

Durée du test < 5 min

- Après avoir trouvé une zone spatiale où les DUT répondent bien à l'irradiation solaire, le tracker est reculé de quelques degrés (contrôle à distance manuel).
- Le tracker fait des déplacements, en azimut seulement, en séquence de saut-arrêt-test I-V, répétés sur environ 6°, pour couvrir tous les DUT. Les tests I-V, sont faits réduits à lecture seule de l'I<sub>sc</sub>, pour réduire au minimum la durée des tests.
- La même procédure est répétée en élévation.
- Les courbes de résultats sont tracées pour en obtenir les centres approximatifs, en azimut et en élévation pour chaque DUT.

### 4.2.3 Obtention de la fonction de transfert des DUT

Il est préférable de faire ce test, par vent faible ou nul et sous un DNI régulier et si possible haut ( $>500\text{W/m}^2$ ), durée du test : de 30 min à 2 h environ.

- Grâce au test précédent, on sait où se trouve la plage optimale de chaque DUT, c.-à-d. son offset par rapport au centre du système de coordonnées du tracker. Un offset commun à tous les DUT est choisi pour être le plus représentatif par rapport aux centres des DUT.
- Un balayage spatial est effectué de façon à couvrir toute la zone où les DUT offrent une réponse au soleil. Concrètement, divers tests ont été faits pour des plages couvrant entre  $\pm 2.5^\circ$  et  $\pm 3.0^\circ$  autour du centre de référence commun. Le balayage consiste en des séquences de sauts courts, suivis d'un arrêt et d'un test I-V pour chaque DUT, séquences répétées pour couvrir en zigzag tout l'espace autour de l'offset commun.
- Une représentation graphique - par point puis par surface interpolée- de la réponse de chaque DUT, par rapport aux deltas en azimut et en élévation, permet de caractériser les DUT. Ceci peut être fait pour chaque paramètre pertinent :  $I_{sc}$ ,  $P_{max}/\text{DNI}$  et FF.

### 4.2.4 Réponse des DUT, par tracking continu

Durée du test : plusieurs heures, selon les paramètres initiaux.

- Un offset commun aux DUT est choisi ainsi que la durée totale du tracking continu (hh :mm)
- Le tracker est positionné sur le soleil
- Il est lancé pour être en avance d'un temps  $x$  par rapport au soleil, puis mis en pause pendant un temps  $2x$ . Pendant que le soleil se déplace et des tests IV sont effectués à des intervalles  $y$ , avec  $y < x$ .
- Ce test permet de voir le comportement du tracker, de simuler un tracker commercial et de voir l'efficacité des DUT sur une longue période de temps, si l'offset choisi est celui d'un des DUT. Dans le cas d'offset commun aux DUT, aucun DUT ne peut être vraiment centré, il faut donc tenir compte du biais introduit dans les réponses obtenues.

## CHAPITRE 5 Résultats

### 5.1 Retour sur le cahier des charges

Voici un bilan sur les capacités du tracker en se référant au cahier de charge initial.

Requis	Résultats/Réussite	Modification/correctif apporté
Robustesse aux conditions climatiques	Réussi pour la majorité des composants	Amélioration apportée aux connecteurs externes.
Stabilité en gel et dégel	Réussi	-
Utiliser un tracker commercial	Réussi	En pratique, la caractérisation en prenant un tracker conçu pour la pyréliométrie simplifierait la tâche, cet appareil étant insensible au vent
Positionner le tracker par l'algorithme de position du soleil SPA de la NREL	Réussi	-
Positionner le tracker par photométrie différentielle du soleil	Échec. La carte d'acquisition ayant occasionnée des problèmes, cette partie a été abandonnée, de plus, le photomètre Feina manquait de précision pour un système CPV	Deux compagnies ont été trouvées depuis, dont les photomètres sont éprouvés et pourraient s'intégrer dans une version 2.
Reproductibilité des tests	Réussi	-
Comparaison des résultats à l'intérieur d'une même plage de test	Oui, parce qu'on utilise la position relative par des DUT par rapport au soleil et donc que la marge d'erreur est faible	-
Comparaison des résultats, peu importe le moment durant le jour, l'année et les conditions climatiques.	Pour la position spatiale absolue, la fiabilité n'est pas acquise à cette étape. La correspondance entre le système de coordonnées réel du tracker et les coordonnées sphériques n'est pas faite	À faire, une solution viable serait d'ajouter un photomètre différentiel de précision, pour comparer le suivi par les deux méthodes obtenir la matrice de transfert entre celles-ci.
Tester plusieurs dispositifs HCPV simples en même temps	Réussi. Les courbes IV sont obtenues en 0.75s pour un total de 4,5 s pour les 6 DUT.	Pour tester davantage de modules, il faudrait assouplir le programme C# et le programme TestScript. Avec le tracker actuel, il faudrait lire la position plus souvent pour raffiner les lectures lors de vibrations causées par le vent.
Mesurer les performances I-V des dispositifs avec un nombre suffisant	Réussi.	-

de point pour extraire les courbes I-V ou P-V dans le quadrant 1, d'une cellule CPV éclairée (diode inverse agissant en source de courant), dans des plages $I_{sc} < 0.150$ ma et $V_{oc} < 3$ Vcc		
Mesurer la température des DUT	Réussi.	-
Protéger les DUT contre des surtensions ou surcourants inverses (quadrant IV) typiques de tests en faible irradiance.	Réussi. Avec le SMU 2601B, les tests en tension imposée incluent une protection ajustable de tolérance de courant (compliance current)	-
Lire le DNI lors des tests	Réussi, fiable rapide, cependant, l'angle d'ouverture ( $11^\circ$ ) ne donne pas d'information sur le contenu circumsolaire	Alléger le code d'acquisition. Le mode actuel suréchantillonne et alourdit la base de données. Ajouter un spectromètre circumsolaire
Mesurer la position instantanée des DUT par rapport au soleil au moment des mesures I-V	Partiellement réussi, à améliorer, lors des jours de vents l'échantillonnage doit être plus rapide	La méthode d'acquisition actuelle est séquentielle, à cause du mode de communication entre le contrôleur et le SMU. Une solution asynchrone a été trouvée et serait à implanter.
Lire avec une précision (objectif $0.001^\circ$ ) plus élevée que les trackers commerciaux courants pour réduire les inconnus et la plage statistique des lectures	Réussi (à vent faible) Azimut : erreur $< 0.002^\circ$ Élévation : erreur $< 0.01^\circ$ Perte de précision à évaluer en élévation si le vent est fort	La carte d'acquisition peut adresser les inclinomètres aux 20ms. Mais la communication entre le contrôleur et ses dépendants doit être asynchrone
Lire des conditions climatiques et les conditions d'équipements lors des tests	Partiellement réussi (température-humidité, des boîtiers)	Les données de météo de génie civil doivent être mises sur la base de données. La calibration des inclinomètres en température n'est pas faite.
Sauvegarder les résultats sur une base de données avec des tables pour les mesures « brutes »	Réussi	-
Sauvegarder dans cette base de données, les protocoles de tracking, les protocoles de mesures, le type d'équipement utilisé, et informations pertinentes comme les calibrations de ceux-ci, pour assurer la traçabilité.	Réussi	Il faut raffiner les tables, certains paramètres sont moins pertinents avec l'évolution du projet.
Avoir une interface accessible à distance, pour le lancement de test, la programmation, le suivi en temps réel.	Réussi. Le GUI du contrôleur local est accessible par l'application "bureau à distance". Le SMU Keithley est accessible en HTML, via un fureteur.	Le GUI du contrôleur pourrait être transféré sur une page web, bien que le Asus Eeebox faisant office de contrôleur soit assez puissant pour gérer la demande.
Fonctionner en mode automatique et en mode manuel.	Réussi.	Le mode manuel, bien que fonctionnel, serait plus souple en ajoutant un joystick physique, au lieu de réglettes virtuelles.

Avoir une interface simple et transparente d'utilisation, sans connaissances techniques supplémentaire, pour un utilisateur l'utilisant essentiellement pour faire des tests I-V.	Le lancement des tests automatiques est simple. Le choix des protocoles aussi. La calibration du tracker en azimut est encore manuelle.	Le visuel sur 4 onglets graphiques nécessiterait une refonte complète. Une forte portion de l'information affichée sert à garder une vue sur le comportement des sondes. Ces informations pourraient être masquées et accessibles sur requêtes ou fenêtres déroulantes.
Être visible par caméra	Réussi. Une vue de la cible quadrillée est accessible Des vues diverses du tracker sont disponibles	Optimiser la position des caméras.
Prendre et archiver des clichés de ciel pour avoir une information visuelle complémentaire.	La communication à distance fonctionne; le logiciel vendu avec les caméras installées permet des clichés à distance en mode manuel par une interface graphique distincte.	L'application de sauvegarde liée aux tests reste à développer, le code source n'est pas accessible au contrôleur

## 5.2 Test I-V simple pour 6 dispositifs

La Figure 24 illustre un exemple de courbes I-V et P-V obtenu par le duo SMU-DDM, selon le protocole présenté en Figure 23. On constate par ce test ponctuel dans l'espace, que les six dispositifs ont des réponses différentes et que d'ailleurs le dispositif n°2 ne répond pas. Après investigation, nous avons constaté qu'une faiblesse dans l'assemblage du module CPV a causé l'infiltration d'eau, puis la défaillance et la mort du dispositif.

Pour chaque courbe, le test effectue un point de mesure à un voltage initial, suivi de 5 points intermédiaires, puis 45 points dans la zone typique de  $P_{max}$ . Les temps d'échantillonnage pour chaque lecture, celui d'intégration du convertisseur analogique à numérique, la valeur de la protection en courant et le délai d'attente entre les mesures peuvent aussi être ajustés par l'utilisateur. Le protocole a été ajusté pour faire les points de lecture dans la zone utile, entre 2 volts et 3 volts (Figure 23).

IV parameters	
Voltage initial (V)	0
Voltage medium (V)	2
Voltage final (V)	3
Nombre de points	45
Nombre de points medium	5
Temps d'échantillonnage (s)	0.005
Temps d'intégration (1 NPLC = 1/60 s)	0.1
Limite de Courant (A)	0.110
Delai attente(ms)	0

Figure 23 - Protocole I-V utilisé lors du test illustré dans la figure précédente.  
Ici, chaque courbe comporte  $(1+5+45) = 51$  points de mesure

### 5.3 Tests I-V répétés en boucle

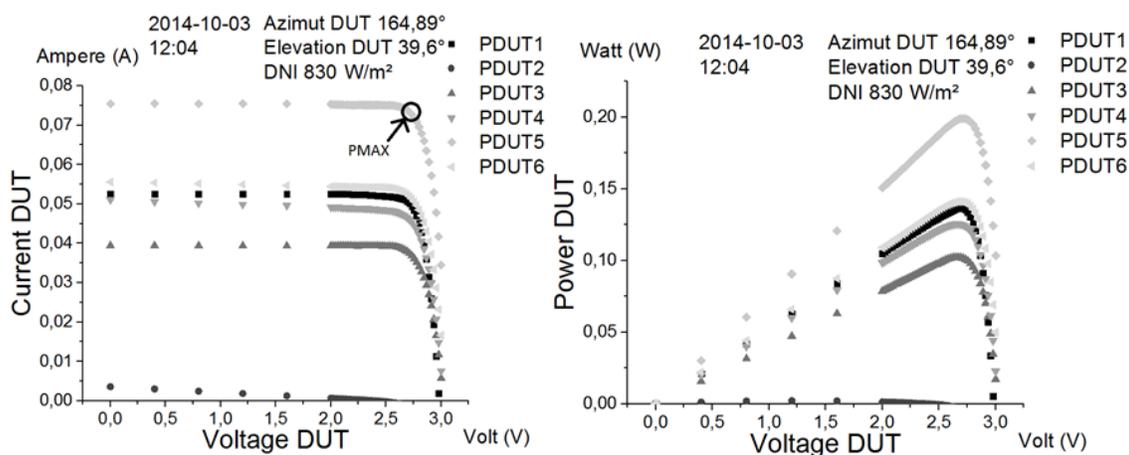


Figure 24 - Exemple de courbes I-V (gauche) et P-V (droite) tracés en conditions réelles.  
Le temps total d'échantillonnage des 6 courbes est de 4 s.

Ces tests simples, mais rapides sont répétables sur demande ou en boucle continue. Et comme le soleil poursuit sa course durant ce temps, il est donc possible d'avoir un indice du comportement des DUT. En utilisant le contrôleur en mode manuel, tant pour les déplacements d'azimut et d'élévation, que pour les tests I-V, on peut obtenir une estimation du point maximal.

Ensuite à l'aide SPA de NREL, on peut calculer à l'avance à quel endroit le tracker doit se positionner pour devancer le soleil de  $x$  degrés. Cette position obtenue, les protocoles I-V sont lancés en boucle, alors que le tracker demeure stationnaire. Le soleil en se déplaçant rattrape la position du tracker puis le devance, ce qui donne un résultat tel celui de la Figure 25.

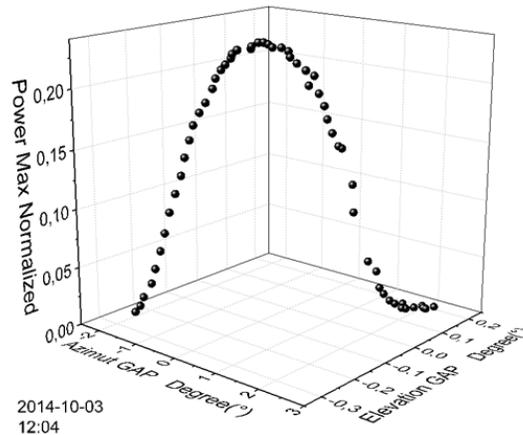


Figure 25 - Réponse du dispositif n°1: puissance normalisée vs l'angle d'incidence par rapport au soleil en azimut et en élévation.

## 5.4 Test simulant un tracker commercial en mode continu.

L'objectif principal de ce test est de permettre au chercheur d'utiliser le tracker pour simuler des profils de tracking. En effet les trackers commerciaux n'utilisent pas les mêmes intervalles

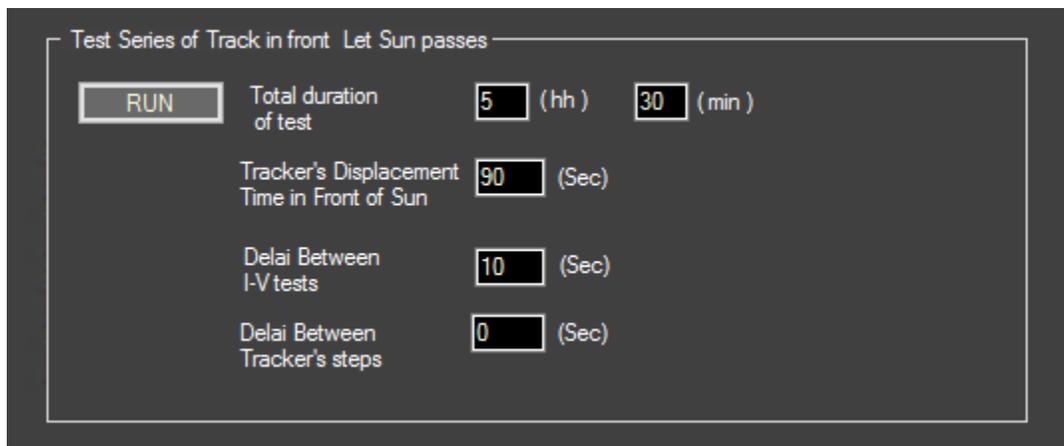


Figure 26 - Application du GUI simulant les trackers commerciaux

de temps pour suivre le soleil. L'interface d'utilisateur comporte donc un mode avec des paramètres ajustables. La Figure 26 illustre le cas d'un tracking d'une durée de 5h30 et où le tracker se déplace pour être 90 s devant le soleil et s'arrête le temps que le soleil fasse un parcours d'une durée de 2 x 90 s, avant le prochain déplacement du tracker. La collecte des données I-V, elle aussi ajustable, est dans l'exemple espacée de 10 s.

L'intérêt de ce type de test repose dans les profils statistiques obtenus dans la durée, en prenant un écart azimutal de dimension similaire à l'angle d'acceptance large comme ceux des dispositifs testés. L'accent est mis sur le **comportement du tracker**, et non pas sur la caractérisation des dispositifs CPV (bien que la collecte de résultats I-V puisse être faite). Par exemple dans la Figure 27, les signatures des variations en azimut et élévation sont significativement différentes, pour un repositionnement aux 120 s (environ  $0,5^\circ$  azimutal), versus un autre très large, étalé sur 480 s (environ  $2,75^\circ$  azimutal). Même sans faire de tests I-V, avec des résultats de ce genre, on peut obtenir des estimations de production d'énergie, en convoluant les distributions de tracking obtenues avec les fonctions de transfert de **puissance** de dispositifs CPV, avec différents AA (étroits, ou larges), que les fonctions soient obtenues de sources externes ou bien par le test décrit au paragraphe 4.2.3. Ceci permet de comparer l'impact de tracker, qu'ils soient des modèles précis et coûteux ou moins précis et moins cher à fabriquer,

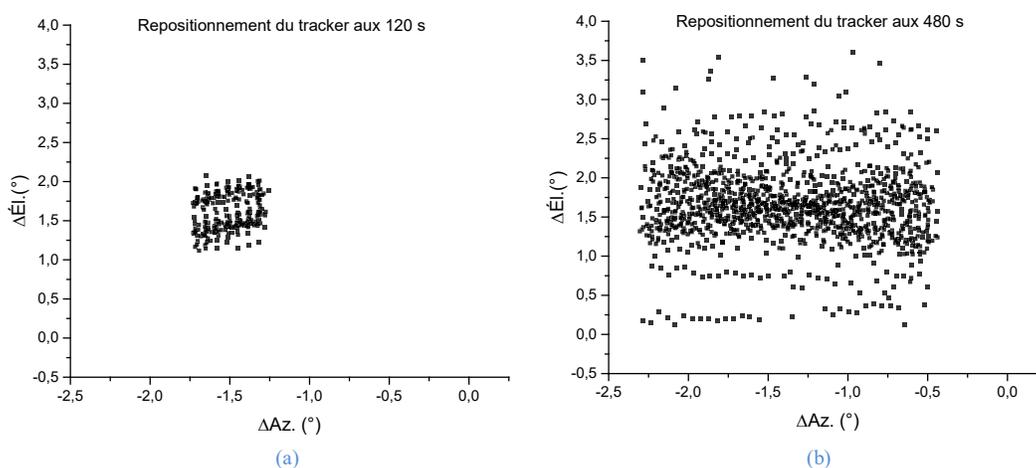


Figure 27 - Deux profils de tracking. Un offset de  $(-1.5, 1.5)$  est imposé en Az. et en El., pour tenir compte du module CPV. En (a) 2 x 60 s (2016-02-05, 9h17 à 10h35), en (b) 2 x 240 s un test étalé sur les heures hautes du jour (2016-02-13 de 9h42 à 15h56)

mais plus sensible aux charges de vents. Dans un tel contexte la contribution des dispositifs à AA large ( $\pm 1^\circ$ ) pourrait s'avérer cruciale. <sup>13</sup>

## 5.5 Test de caractérisation en azimut et élévation

Ce test correspond au protocole décrit au paragraphe 4.2.3. En voici un exemple au Tableau 8 , avec son protocole de tracking et son protocole I-V. Le tracker fait un balayage linéaire en *est-ouest*, *ouest-est*, et lors du changement de direction, avec une descente par saut du *haut* vers le *bas*, et l'ensemble du tracé suit le soleil dans sa course. Les résultats obtenus pour les dispositifs 1,3,4,5,6 sont illustrés à la Figure 28, excluant le dispositif 2 qui a grillé en cours de route. Ils illustrent à la fois plusieurs caractéristiques et du tracker et de l'information extraite sur les dispositifs.

---

<sup>13</sup> Notre groupe de recherche a présenté une étude au congrès CPV-12 (avril 2016, Frankfurt, Allemagne), utilisant cette méthode. Les résultats incluait, outre les profils de tracking tirés de la littérature, le banc d'essai avec des cas de tracking à 2 x 60s et 2 x 120s, sur plusieurs heures de tracking, dont les profils statistiques ont été convolués avec des fonctions de transfert de dispositifs CPV certaines simulées, les autres réelles, pour permettre de comparer et faire des projections de production d'énergie.

Tableau 8 - Test de caractérisation utilisant un protocole de tracking matriciel

Paramètre	Caractéristique
<b>Protocole de tracking</b>	<b>Matriciel autour du soleil</b>
Offset imposé au tracker	Azimut : -2.5°, élévation : +1.5°
Plage autour du soleil	±2.5° azimuth, ±2.5° élévation
Commande PWM au moteur d'azimut	50 %
Commande PWM au moteur d'élévation	50 %
Durée de la commande moteur	650 ms
<b>Type de Test I-V</b>	
Date / Début (hh:mm:ss) / Fin (hh:mm:ss)	2015-11-20 / 11:32:22 / 12:54:21
Durée totale (hh:mm:ss)	<b>1:21:59</b>
Dispositifs testés séquentiellement	1 à 6
Durée typique d'échantillonnage d'une courbe	<b>331 ms</b>
Temps moyen entre le début de test I-V consécutifs	<b>8.85 s</b>
Protocole I-V utilisé (nombre de points/ courbes I-V)	n°4, c.-à-d. : 4 points de 0 V à 2.2 V, 40 points de 2.2 V à 3.2 V = 44 points
Courbes I-V ( = nombre de points P <sub>max</sub> ) par DUT	<b>556</b>
Nombre de points corrompus (protocole de communication ou autre) sur le précédent	4
Nombre total de points de mesures effectués	6 DUT x 44 points X 556 Tests = <b>146 784</b> mesures

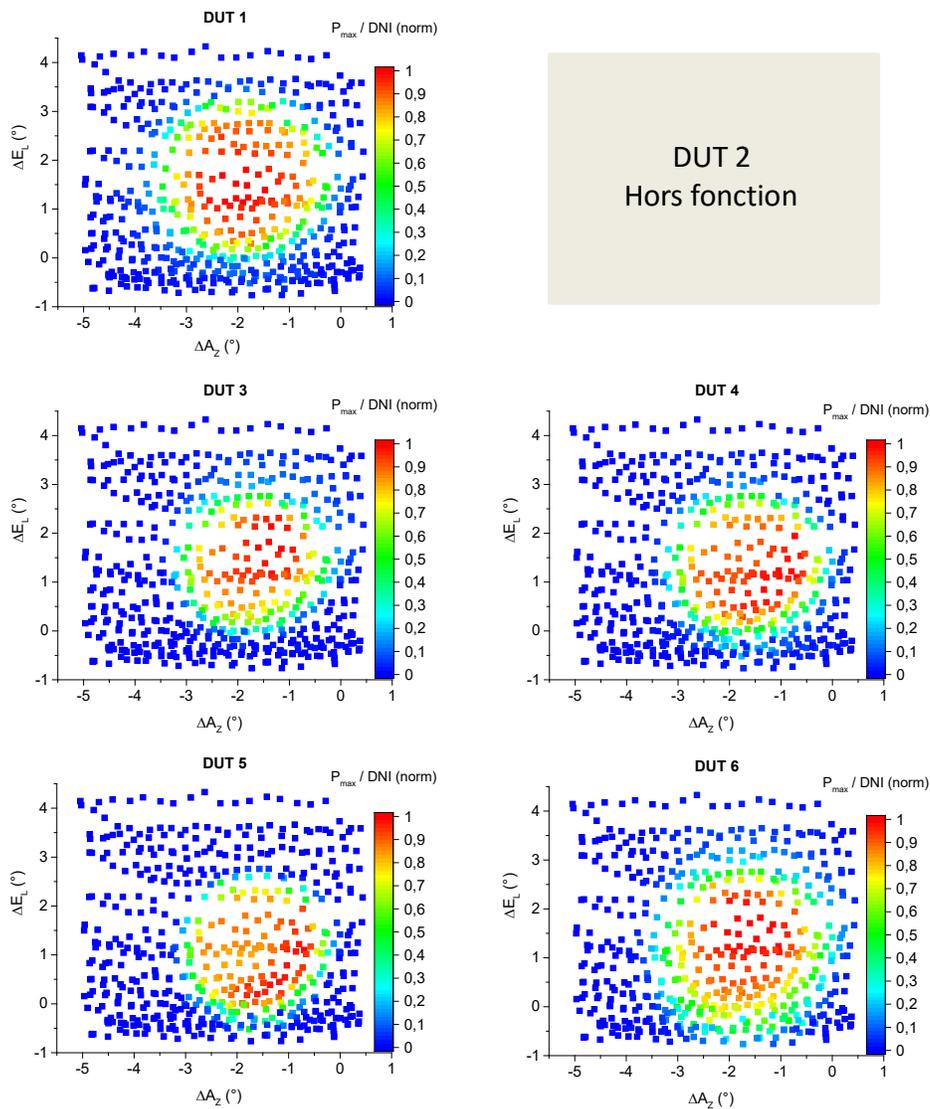


Figure 28 - Test matriciel. Le  $P_{\max}$  de chaque dispositif est pondéré par son DNI, et normalisé par rapport à la valeur maximale des  $P_{\max}$ .

### 5.5.1 Le banc d'essai

Au plan mécanique, la signature du **tracker commercial modifié** est bien visible en azimut et en élévation. Le vent était léger. L'espacement en azimut est très régulier, ce qui est perceptible sur la ligne du haut. Le tracker est donc très **peu sensible** aux vibrations et au vent dans l'axe **vertical**. Dans l'axe **horizontal**, il en va autrement. Bien que le moteur d'élévation soit au repos pendant les balayages *est-ouest* et vice-versa, les points oscillent de manière bruitée en élévation. Comme la calibration des inclinomètres a montré la fiabilité des lectures (Figure 18), et que le bruit observé est d'un ordre de grandeur plus élevé, il est probable qu'il s'agisse d'une

vibration mécanique causée par l'impulsion de déplacement motorisé en azimut combinée au vent léger sur la structure. Cet effet est sûrement plus important quand il s'agit d'une rotation d'élévation, l'impulsion imposée par le moteur étant dans le même sens que la faiblesse structurelle, mais c'est difficile à quantifier graphiquement. Cependant, ceci a peu de conséquences sur la qualité des lectures, puisque le moteur d'élévation n'est utilisé qu'aux extrémités du balayage, là où les résultats ont peu de valeur pour la caractérisation des dispositifs CPV. Ce test montre également qu'il a été possible de prendre plus de **140 000** points de lecture, par une combinaison de protocoles de déplacements et de tests I-V, pendant **plus d'une heure**. L'ensemble démontre donc une bonne fiabilité au niveau des protocoles de communications entre les équipements. Pour l'ensemble de ce test, sur 556 points / DUT, 4 points ont été rejetés ; ceci incluant le point de départ (le temps que le tracker se positionne) et les bits corrompus et les conditions de bas DNI [Tableau 8].

On constate également que le module à 6 dispositifs est un peu décentré par rapport au tracker. La fonction d'offset au tracking s'avère donc vraiment utile, pour simplifier la calibration mécanique. Mais de plus, les DUT ont par rapport au module lui-même des centres différents. Pour obtenir plus aisément leur centre respectif, les  $P_{\max}$  et  $I_{sc}$  ont chacun été divisés par le DNI pris au moment de chaque lecture, afin d'atténuer l'effet de sa fluctuation sur les résultats. Puis ceux-ci ont été normalisés par leur maximum respectif, pour chaque DUT. Ensuite une représentation en contour avec courbes de niveau permet de déterminer leurs centres respectifs. Des phénomènes d'asymétries étant visibles dans les zones supérieures à 80%, la courbe à 50% a été retenue comme repère pour identifier les centres respectifs des DUT. Un autre critère pourrait être utilisés pour d'autres signatures de dispositifs. Ce qu'il faut retenir, c'est que le banc d'essai permet de faire des tests précis et documentés, desquels les chercheurs peuvent extraire des informations claires et de bonne qualité, qu'ils peuvent ensuite interpréter de manière pertinente.

À titre d'exemple, les dispositifs 1 et 5 sont représentés en Figure 29 et sont analysés ci-dessous.

### 5.5.2 Les dispositifs testés

Les dispositifs affichent des angles d'acceptance larges, ce qui est surtout remarquable pour le DUT 1 avec  $\pm 1^\circ$  en demi-angle AA. Les signatures sont différentes tant par la forme, la pente et la largeur. Les dispositifs 4 et 5 sont anisotropes, leurs maximas forment un croissant dans le

quadrant 4 du plateau des dispositifs. La caractéristique, décelable sur la Figure 28, est bien visible chez le DUT 5, sur la Figure 29. La différence est significative par rapport à leur centre respectif, ceux-ci perdant 5% à 10% de l'efficacité maximale.

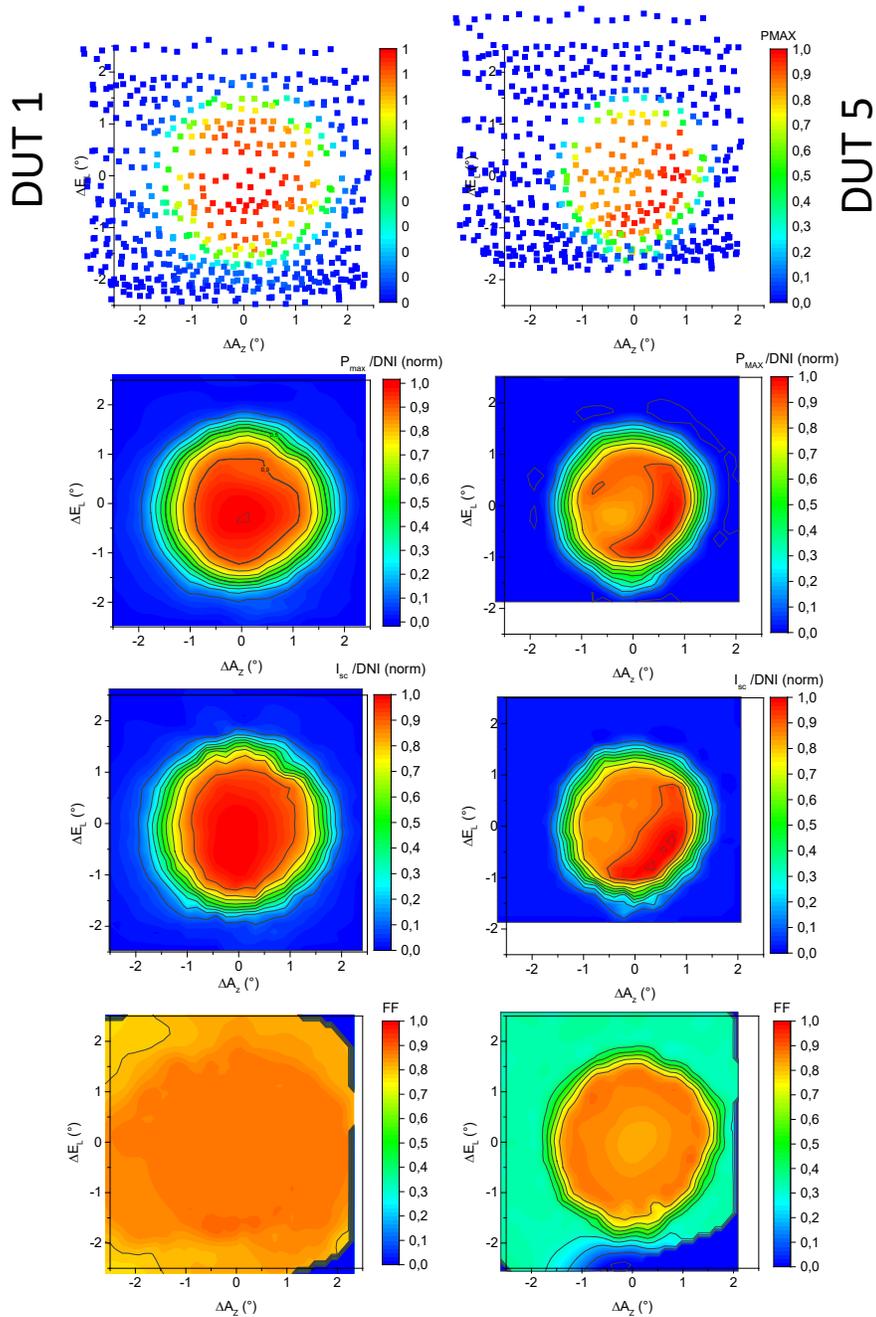


Figure 29 - Caractéristiques des dispositifs 1, à gauche et 5, à droite. Rangées 1 et 2, les valeurs normalisées et recentrées de  $P_{\max}/DNI$ , rangée 3, les  $I_{sc}$  normalisés et rangée 4, les FF. Les courbes de niveau sont espacées au 10%.

Les plateaux rouges des surfaces  $I_{sc}$  sont également plus larges que les plateaux des surfaces  $P_{max}$ . Ceci confirme les observations de Kurtz *et al* [9], exposées en 2.2.2 et montre du coup la pertinence des tests en  $P_{max}$ .

Enfin pour pousser le questionnement plus loin, les résultats ont été exprimés en FF, pour extraire une information supplémentaire. Il est flagrant pour le DUT 1 et c'est vrai pour le DUT 5, le FF fluctue très peu sur une large plage de désalignement. Peut-être y a-t-il une corrélation à établir entre le type de SOE et ce résultat ? Il y a sans doute une question de recherche à approfondir de ce côté.

Ces résultats mettent en évidence qu'un banc d'essai de ce type permet d'obtenir des informations pertinentes, sur des dispositifs testés en conditions réelles.

## CHAPITRE 6 CONCLUSION

### 6.1 Sommaire

La réalisation d'un banc d'essai extérieur pour caractériser des modules CPV ou HCPV, repose sur une compréhension suffisante de plusieurs facteurs, tels l'irradiance solaire, sa transmission à travers l'atmosphère, le parcours du soleil selon les heures de la journée, le fonctionnement des dispositifs opto-électriques CPV, le fonctionnement d'un tracker et les différentes étapes de la production d'énergie depuis le dispositif CPV jusqu'au point de consommation. Le banc d'essai arrive dans une phase où l'industrie CPV et les milieux de recherche tentent d'éclaircir plusieurs problématiques liées à ces facteurs. Il est de plus installé sur un site aux conditions très variables en température, en contenu spectral dû à la latitude du site, en type de ciel et enfin sous un climat aux conditions rigoureuses en hiver et chaudes en été. **Ce contexte permet d'obtenir des informations applicables aux technologies CPV les plus diverses et pour une vaste plage de sites géographiques.**

Un cahier des charges a permis d'établir les critères de projet à rencontrer pour que celui-ci puisse atteindre ses objectifs, lesquels ont été présentés par ordre croissant de complexité.

### 6.2 Bilan des objectifs

Les trois objectifs, tant **primaire**, de **second niveau** que de **troisième niveau** ont été atteints. Le **positionnement spatial** du tracker suivant des critères précis, les **tests I-V**, et des **combinaisons** de ces deux processus de base selon des **protocoles divers** ont été réalisés, incluant l'archivage et le **traitement des données**, avec des applications conçues pendant le projet. Les résultats obtenus permettent déjà de caractériser en fonction d'un biais d'enlignement simultanément et séparément plusieurs modules CPV. Ceci démontre la pertinence du projet pour la recherche scientifique.

### 6.3 Bilan du cahier des charges

Plusieurs requis ont été atteints et sont terminés. Avec l'expérience acquise, certaines améliorations pourront être apportées tant au niveau matériel que logiciel.

L'utilisation du duo **Keithley SMU-DDM** s'est avérée un excellent choix pour la **rapidité** et la **fiabilité** des équipements.

L'utilisation d'un PC grand public de type single box (ASUS Eeebox) avec l'IDE Visual Studio, le langage orienté objet C# et un serveur avec base de données a aussi été un choix fonctionnel. De simples boîtiers de protection isolés, chauffés/ventilés ont permis d'utiliser ces équipements d'intérieur, dans des conditions climatiques **variées et extrêmes** et plutôt que d'utiliser des équipements conçus pour les mêmes conditions, ce qui aurait multiplié les coûts du projet.<sup>14</sup>

La carte esclave d'acquisition de données et de contrôle du tracker, sur laquelle est monté un module Arduino, a eu des défaillances à répétitions qui ont entraîné des réparations multiples et une accumulation de retards dans la réalisation des autres aspects du projet. Des spécialistes d'électronique du 3IT ont analysé ce PCB sans parvenir à identifier les sources de problèmes. Des boucles de courants liés à des problèmes de masse pourraient être en cause.

Le remplacement de cette carte par une autre solution permettra d'améliorer plusieurs aspects laissés en plan parce que dépendant de cette carte. Tout cela a limité la quantité de tests effectués, lesquels permettent déjà d'obtenir des informations d'excellente qualité. Les résultats exposés aux paragraphes **5.4** et **5.5**, auraient donc été plus abondants et davantage de comparaison selon l'irradiance, la température des cellules, le vent et autres conditions, auraient été exploitées.

Toujours pour cette même raison, la caractérisation de la matrice de transfert entre le système de coordonnées du tracker et le parcours réel du soleil n'a pas été faite. Ceci a peu d'influence pour les résultats à l'intérieur d'une seule série de tests. Mais cela rend difficile la comparaison des résultats obtenus en des saisons différentes.

## 6.4 Propositions

Voici quelques propositions pour faire une version améliorée du banc d'essai :

---

<sup>14</sup> Le représentant de Tektronics-Keithley est même venu sur place prendre des photos de l'installation, ce qui souligne l'intérêt suscité par l'originalité de la solution.

- 1- Remplacer la carte d'acquisition esclave, par une carte FPGA (field-programmable gate array), pour séparer l'acquisition des données et le contrôle du tracker, cela donnera de la robustesse et rendra indépendantes les 2 tâches.
- 2- Acquérir d'un photomètre différentiel à **haute résolution et précision**.<sup>15</sup> Ceci permettrait de corréler les tests directement avec la position du soleil, lorsque le DNI est haut et de connaître avec précision la correspondance du système de coordonnées du tracker, avec le parcours réel du soleil dans le système de coordonnées horizontal terrestre.
- 3- Acquérir un inclinomètre fabriqué suivant nos requis, incluant les 3 inclinomètres sous un seul boîtier ; ceci simplifierait la calibration des inclinomètres les uns par rapport aux autres et le montage sur le tracker. Combiné au photomètre mentionné ci-haut, il permettrait de corréler la matrice de transfert entre le tracking par photométrie et le tracking par S.P.A. utilisant le système de coordonnées du tracker. Le tracker pourrait donc suivre le soleil même par **très bas DNI** et les résultats seraient comparables même s'ils étaient pris en des **temps différents** de l'année.<sup>16</sup>
- 4- Au plan graphique, l'interface graphique principale du banc d'essai pourra être allégée de la visibilité de toutes les lectures des sondes, qui est destinée davantage à la calibration matérielle. Ces lectures pourraient être mises dans un onglet distinct et des fenêtres déroulantes.
- 5- Il sera avantageux de donner plus de souplesse à l'appel des DUT lors des tests I-V. Une fonction de sélection des dispositifs pourrait être ajoutée plutôt que de tester les 6 dispositifs systématiquement, ce qui permettrait d'avoir plus de dispositifs installés sur le tracker, et d'avoir de nombreuses variantes dans les séquences de tests. Le DMM pouvant supporter six cartes relais, en principe quelques 40 dispositifs différents pourraient être déployés sur le banc d'essai. Cette amélioration et la précédente rendront l'utilisation plus conviviale pour tous les utilisateurs futurs.
- 6- L'utilitaire CPV\_Analyse en étant une bonne preuve de concept, il faut développer des outils d'extraction massif des données, pour la production de graphiques et de statistique.

---

<sup>15</sup> Tels les modèles proposés par SolarMems Technologies, une compagnie connue en fin de projet.

<sup>16</sup> Les trackers de photométrie (par exemple EKO) utilisent cette méthode, en utilisant les pas de rotation des moteurs axiaux, au lieu de passer par les inclinomètres et les encodeurs. Le mécanisme d'engrenage du Feina ne permet pas d'appliquer cette approche.

## 6.5 Travaux futurs, questions de recherche subséquentes.

Les résultats présentés au chapitre 5 ouvrent des perspectives très intéressantes. Une fois corrigées les faiblesses matérielles et logicielles, un tel banc d'essai ou une version similaire<sup>17</sup> devient un outil très puissant pour explorer plusieurs questions très pertinentes pour l'industrie CPV. En effet, le banc d'essai révèle déjà clairement que les dispositifs ont tous des signatures sensiblement différentes, sous les mêmes conditions d'opération. La forme générale des trois fonctions de transferts  $I_{sc}$ ,  $P_{max}$  et FF par rapport à l'alignement varie d'un dispositif à l'autre.

Une anisotropie significative de la fonction de transfert des dispositifs a pu être relevée avec la technologie de module HCPV étudiée sur le banc d'essai. Ce phénomène existe fort probablement chez d'autres technologies CPV. Selon le type de tracker utilisé et sa précision et sa robustesse aux charges de vent, ces dispositifs n'auront pas la même efficacité moyenne.

De plus les tests ont été faits par des conditions de ciel clair et pour des températures assez uniformes. Qu'en est-il lorsque les conditions changent en température, en humidité, en contenu spectral selon l'indice AM ou en rapport de forme (CSR) entre l'auréole circumsolaire et le DNI ? Quelle est l'influence de ces paramètres sur la signature en  $I_{sc}$  et en  $P_{max}$  ?

Cela soulève la nécessité de réfléchir à une approche dépassant le simple critère de l'angle d'acceptance pour comparer les technologies de module CPV entre elles. Peut-on envisager une certification pour module CPV incluant par exemple deux AA différents, pour quelques températures, quelques taux d'humidité et une classe sur la symétrie du dispositif ou un indice d'isotropie en  $P_{max}$  ? Avant d'en arriver à sélectionner ces critères, il faudra cumuler au minimum quelques centaines d'heures de tests sélectionnées avec un plan d'expérience soigné.

Enfin, il faut souligner que la production d'énergie CPV n'est pas la seule à utiliser des trackers biaxiaux. Il existe des approches à concentration de type hybride thermiques-PV, d'autres chimiques-PV etc.

Des chercheurs ont déjà manifesté de l'intérêt pour ce banc d'essai conçu, comme une **plateforme ouverte** apte à contribuer à l'avancement de plusieurs questions de recherche.

---

<sup>17</sup> Les trackers EKO pourraient être utilisés à cette fin, bien qu'ils soient d'un ordre de grandeur plus coûteux que le Feina. Le fabricant ne propose pas de logiciel et d'interface pour faire les essais propres à nos travaux de recherche, les trackers font suivi en continu. Mais cependant il serait possible de contourner le problème en les utilisant en mode manuel et en adaptant l'interface graphique développée dans ce projet.

## LISTE DES RÉFÉRENCES

- [1] WIKIPEDIA, « Solar energy ». [https://en.wikipedia.org/wiki/Solar\\_energy#cite\\_note-10](https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_energy#cite_note-10). (page consultée le 30-juill-2016).
- [2] International Energy Agency (IEA) (2014). *Key World Energy Statistics 2014*. OECD Publishing, Paris, France, 82 p.
- [3] WIKIPEDIA, « Énergie solaire ». [https://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie\\_solaire](https://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie_solaire). (page consultée le 30-juill-2016).
- [4] WIKIPEDIA, « Four solaire d'Odeillo ». [https://fr.wikipedia.org/wiki/Four\\_solaire\\_d'Odeillo](https://fr.wikipedia.org/wiki/Four_solaire_d'Odeillo). (page consultée le 30-juill-2016).
- [5] IRENA (2012). « Concentrating Solar Power », *Renewable ENERGY Technology COST Analysis Service*, vol. 1, n° 2/5, p. 41.
- [6] Mayer, N. J., Philipps, S., Saad Hussein, N., Schlegl, T. et Senkpiel, C. (2015) *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Bonn, Germany, 32 p.
- [7] International Energy Agency (IEA) (2012). *World Energy Outlook 2012*. OECD Publishing, Paris, France, 15 p.
- [8] REN 21 (2016) « Renewables 2016. Global status report », REN21 Secretariat, Paris, France, 272 p.
- [9] Kurtz S, Muller M, Jordan D, Ghosal K, Fisher B, Verlinden P, et al. (2015). Key parameters in determining energy generated by CPV modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23, 10, p. 1250-9.
- [10] Blanc P, Espinar B, Geuder N, Gueymard C, Meyer R, Pitz-Paal R, et al. (2014). Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue. *Solar Energy*, 110, p. 561-77.
- [11] W. COMMIONS, *File:Solar Spectrum.png*. [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solar\\_Spectrum.png](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solar_Spectrum.png). (page consultée le 18-juill-2016).
- [12] Ressources naturelles Canada, *Interactions avec l'atmosphère*. <http://www.rncan.gc.ca/sciences-terre/geomatique/imagerie-satellitaire-photos-aeriennes/imagerie-satellitaire-produits/ressources-educatives/14636>. (page consultée le 11-juill-2016).
- [13] WIKIPEDIA, *Air mass (solar energy)*. [https://en.wikipedia.org/wiki/Air\\_mass\\_\(solar\\_energy\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Air_mass_(solar_energy)). (page consultée le 15-juin-2016).
- [14] RREDC-NREL. *Reference Solar Spectral Irradiance: Air Mass 1.5*. <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/> (page consultée le 15 juin 2016).
- [15] NREL (2013). *SMARTS Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of*

- Sunshine*. <http://www.nrel.gov/rredc/smarts/> (page consultée le 31 juillet 2016).
- [16] COFOVO Energy Inc.. (2016). *Solar Spectral Irradiance Meter*. <http://www.cofovo.com/product/ssim/>. (page consultée le 01-août-2016).
- [17] Delta-T. Devices (2016). *SPN1 Sunshine Pyranometer Technical Notes, Application Notes, and Field Trial Reports*. <http://www.delta-t.co.uk/spn1-resources.asp>. (page consultée le 05-juin-2016).
- [18] Wilbert S, Pitz-Paal R, Jaus J. *Circumsolar Radiation and Beam Irradiance Measurements for Focusing Collectors*. Risö; , ES1002: Cost Wire Workshop, p. 9.
- [19] Black Photon (2016). *Circumsolar Radiation Sensor BPI CSR460*. <http://www.black-photon.de/products/circumsolar-radiation.html>. (page consultée le 10 juillet 2016).
- [20] Muller M, Marion B, Rodriguez J, Kurtz S, Dimroth F, Kurtz S, et al. (2011). Minimizing Variation In Outdoor CPV Power Ratings, *7th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems*, AIP Conference Proceedings p. 336-40.
- [21] Núñez R, Jin C, Antón I, Sala G. (2016). Spectral classification of worldwide locations using SMR indexes Scope – Local influence on spectrum. *12<sup>th</sup> International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems*, Freiburg, Allemagne; 20 p.
- [22] National Instruments( 2012). *T. I. Characterization, Part II – Photovoltaic Cell I-V Characterization Theory and LabVIEW Analysis Code*. <http://www.ni.com/white-paper/7230/en/> (page consultée le 21-juin-2013).
- [23] Riley D, Hansen C. (2015). Sun-Relative Pointing for Dual-Axis Solar Trackers Employing Azimuth and Elevation Rotations. *Journal of Solar Energy Engineering*, 137, 3, p. 31008.
- [24] Matusiak M, Matusiak B. (2009). *SolarBeam* <http://solarbeam.sourceforge.net/>. (page consultée le 09 janvier 2015).
- [25] Reda I, Andreas A. (2004). Solar position algorithm for solar radiation applications. *Solar Energy*, volume 76, numéro 5, p. 577-89.
- [26] International Electrotechnical Commission (IEC) (2016 nov). *Submitted Amendment to IEC 62817*. <https://webstore.iec.ch/publication/26198>, 84p.
- [27] Philipps SP, Bett AW, Horowitz K, Kurtz S. (2016). *Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE / National Renewable Energy Laboratory NREL Freiburg, Allemagne, 25p.
- [28] Green Rhino Energy (2013). *Annual Solar Irradiance, Intermittency and Annual Variations* <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/radiation/empiricalevidence.php>. (page consultée le 03 novembre 2016).
- [29] NASA Goddard Space Flight Center (Juillet 2016). *AeRoNet*. <http://aeronet.gsfc.nasa.gov/>. (page consultée le 03-nov-2016).
- [30] Honsberg, C. et Bowden,s. (2014), *Standard Solar Spectra*. <http://www.pveducation.org/pvcdrom/appendices/standard-solar-spectra>. (page consultée le 10-oct-2016).

- [1] WIKIPEDIA, “Solar energy.” [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Solar\\_energy#cite\\_note-10](https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_energy#cite_note-10). [Accessed: 30-Jul-2016].
- [2] *Key World Energy Statistics 2014*. Paris: OECD Publishing, 2014.
- [3] WIKIPEDIA, “Énergie solaire.” [Online]. Available: [https://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie\\_solaire](https://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie_solaire). [Accessed: 30-Jul-2016].
- [4] WIKIPEDIA, “Four solaire d’Odeillo.” [Online]. Available: [https://fr.wikipedia.org/wiki/Four\\_solaire\\_d%2527Odeillo](https://fr.wikipedia.org/wiki/Four_solaire_d%2527Odeillo). [Accessed: 30-Jul-2016].
- [5] IRENA, “Concentrating Solar Power,” *Renew. ENERGY Technol. COST Anal. Ser.*, vol. 1, no. 2/5, p. 41, 2012.
- [6] N. J. Mayer, S. Philipps, N. Saad Hussein, T. Schlegl, and C. Senkpiel, *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.*, no. March. Bonn, Germany, 2015, p. 32.
- [7] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2012*. Paris: OECD Publishing, 2012.
- [8] REN 21, “Renewables 2016. Global status report,” 2016.
- [9] S. Kurtz, M. Muller, D. Jordan, K. Ghosal, B. Fisher, P. Verlinden, J. Hashimoto, and D. Riley, “Key parameters in determining energy generated by CPV modules,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 23, no. 10, pp. 1250–1259, Oct. 2015.
- [10] P. Blanc, B. Espinar, N. Geuder, C. Gueymard, R. Meyer, R. Pitz-Paal, B. Reinhardt, D. Renné, M. Sengupta, L. Wald, and S. Wilbert, “Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue,” *Sol. Energy*, vol. 110, pp. 561–577, 2014.
- [11] W. COMMONS, “File:Solar Spectrum.png.” [Online]. Available: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solar\\_Spectrum.png](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solar_Spectrum.png). [Accessed: 18-Jul-2016].
- [12] Ressources naturelles Canada, “Interactions avec l’atmosphère.” [Online]. Available: <http://www.rncan.gc.ca/sciences-terre/geomatique/imagerie-satellitaire-photos-aeriennes/imagerie-satellitaire-produits/ressources-educatives/14636>. [Accessed: 11-Jul-2016].
- [13] WIKIPEDIA, “Air mass (solar energy).” [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Air\\_mass\\_\(solar\\_energy\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Air_mass_(solar_energy)). [Accessed: 15-Jun-2016].
- [14] “Reference Solar Spectral Irradiance: Air Mass 1.5.” [Online]. Available: <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>. [Accessed: 01-Sep-2016].
- [15] “SMARTS Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine,” 2013. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/rredc/smarts/>. [Accessed: 31-Jul-2016].
- [16] COFOVO Energy, “Solar Spectral Irradiance Meter,” 2016. [Online]. Available: <http://www.cofovo.com/product/ssim/>. [Accessed: 01-Aug-2016].
- [17] D.-T. Devices, “SPN1 Sunshine Pyranometer Technical Notes, Application Notes, and Field Trial Reports.” [Online]. Available: <http://www.delta-t.co.uk/spn1-resources.asp>.

- [Accessed: 05-Jun-2016].
- [18] S. Wilbert, R. Pitz-Paal, and J. Jaus, "Circumsolar Radiation and Beam Irradiance Measurements for Focusing Collectors," no. ES1002: Cost Wire Workshop, p. 9.
- [19] B. Photon, "Circumsolar Radiation Sensor BPI CSR460," 2016. [Online]. Available: <http://www.black-photon.de/products/circumsolar-radiation.html>. [Accessed: 10-Jul-2016].
- [20] M. Muller, B. Marion, J. Rodriguez, S. Kurtz, F. Dimroth, S. Kurtz, G. Sala, and A. W. Bett, "Minimizing Variation In Outdoor CPV Power Ratings," 2011, no. July, pp. 336–340.
- [21] R. Núñez, C. Jin, I. Antón, and G. Sala, "Spectral classification of worldwide locations using SMR indexes Scope – Local influence on spectrum," 2016, p. 20.
- [22] T. I. Characterization, "Part II – Photovoltaic Cell I-V Characterization Theory and LabVIEW Analysis Code - National Instruments," 2012. [Online]. Available: <http://www.ni.com/white-paper/7230/en/>. [Accessed: 21-Jun-2013].
- [23] D. Riley and C. Hansen, "Sun-Relative Pointing for Dual-Axis Solar Trackers Employing Azimuth and Elevation Rotations," *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 137, no. 3, p. 31008, Jun. 2015.
- [24] M. Matusiak and B. Matusiak, "SolarBeam," 2009. [Online]. Available: <http://solarbeam.sourceforge.net/>. [Accessed: 09-Jan-2015].
- [25] I. Reda and A. Andreas, "Solar position algorithm for solar radiation applications," *Sol. Energy*, vol. 76, no. 5, pp. 577–589, 2004.
- [26] "Submitted Amendment to IEC 62817," Nov. 2016.
- [27] S. P. Philipps, A. W. Bett, K. Horowitz, and S. Kurtz, "Current Status of Concentrator Photovoltaic ( CPV) Technology," Freiburg, 2016.
- [28] "Green Rhino Energy." [Online]. Available: <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/radiation/empiricalevidence.php>. [Accessed: 03-Nov-2016].
- [29] "AeRoNet." [Online]. Available: <http://aeronet.gsfc.nasa.gov/>. [Accessed: 03-Nov-2016].
- [30] C. Honsberg and S. Bowden, "Standard Solar Spectra," 2014. [Online]. Available: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/appendices/standard-solar-spectra>. [Accessed: 10-Oct-2016].



## ANNEXE B L'interfaces graphiques des tests

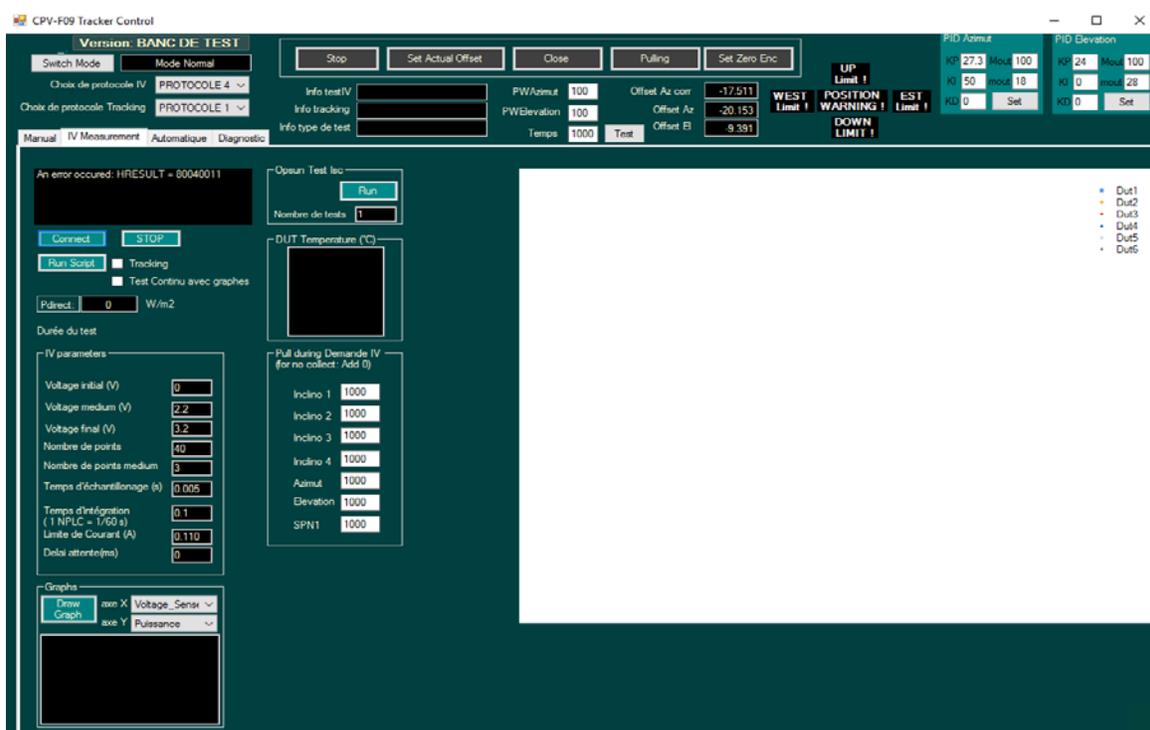


Figure 31 - Interface des tests I-V

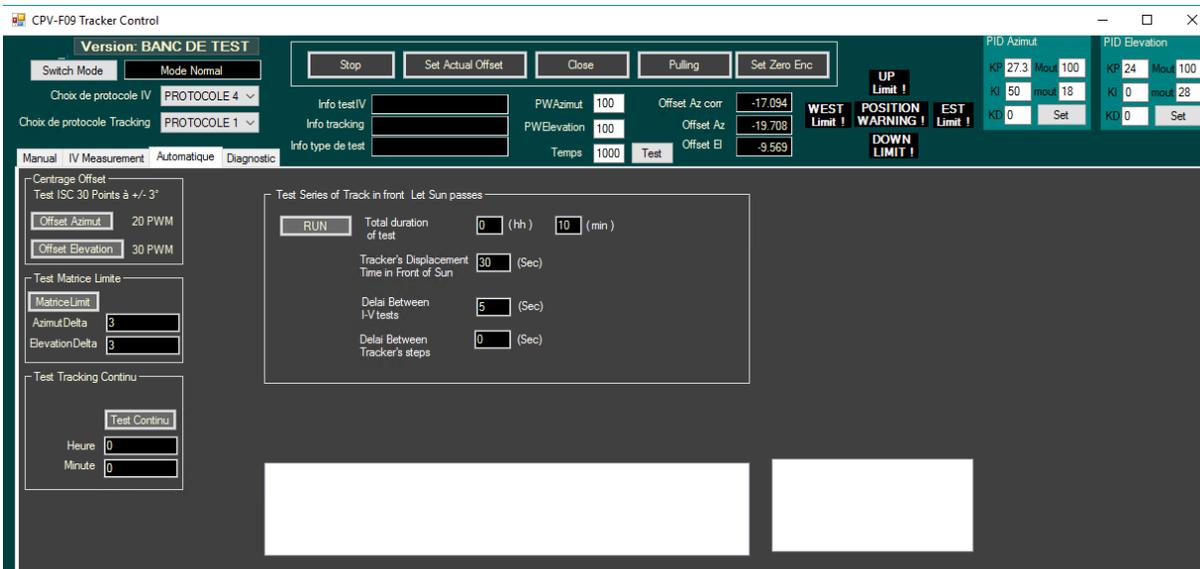


Figure 32 - Interface des protocoles de position pour les tests I-V

## **ANNEXE C Posters présentés au colloque CPV-11 (Aix-les-Bains) et CPV-12 (Frankfurt)**

Le premier concerne le banc d'essai lui-même. Le second présente des résultats de caractérisation obtenus et des prédictions de production d'énergie avec l'utilisation de dispositifs réels et de dispositifs simulés, utilisés dans diverses conditions de tracking. Les posters sont disponibles sur le serveur du 3IT, au dossier suivant :

[\\sonny.3it.usherbrooke.ca\CRN2\Groupe\Parc\\_Solaire\ALUMNI\Dominic\\_Larkin\\_2012\\_16](\\sonny.3it.usherbrooke.ca\CRN2\Groupe\Parc_Solaire\ALUMNI\Dominic_Larkin_2012_16)