

Rapport de stage de fin d'études

Autoconsommation d'une installation photovoltaïque

Adrián CASADO MERINERO
Département GEA - Option Eco-Energie

16/03/2015 - 30/09/2015

Responsables

Stéphan Astier
Eric Bru
Henri Schneider



Remerciements

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué au correct développement de mon stage et à la rédaction de ce rapport.

Tout d'abord je veux remercier mes tuteurs de stage : **Stéphan Astier** (Professeur de l'INPT), **Eric Bru** (Ingénieur d'études et essais) et **Henri Schneider** (Maître de conférences à l'ENSEEIH), pour son encadrement, ses conseils et m'avoir donné la possibilité de faire partie d'une équipe de recherche tel que le GENESYS. En plus de **Carlos Martín** (co-équipier pendant le stage et humoriste frustré à temps complet).

Je voudrais remercier aussi l'équipe pédagogique de l'option Eco-Energie de l'Institut National Polytechnique de Toulouse et celle du Degré en Ingénierie Electrique de l'Ecole d'Ingénierie et Architecture de Saragosse pour m'avoir apporté toutes les connaissances théoriques nécessaires.

Finalement, je remercie de tout cœur ma famille et mes amis pour avoir rendu plus agréable tout le chemin parcouru pour arriver jusqu'ici.

English Summary

After the starting up of the photovoltaic installation on the roof of the E building at the ENSEEIHT and the one in the Labège hydrogen vector research place, a long project has been done allowing to start the data shaping of the first installation. This data will help to create precise models of the installation and develop a photovoltaic generator emulator that will be integrated in a local network at the LAPLACE laboratory, gathering some other research fields of the GENESYS group. In the INP installation, we need to study the possibility of modifying the system to achieve to a site totally dedicated to the auto-consumption of the produced power.

Afterward the research of different devices that, in theory, were able to manage the photovoltaic energy, in order to equalize instantaneously the production to the consumption, the Courant Naturel Company offered us the possibility of trying a product to perform some tests with it. We checked that this device (henceforth also called CDP-0) fulfilled all the functions we needed.

The ENSEEIHT site counts with a five shed installation of four different technologies (Si-c, Si- μ c, CdS/CdTe and CIS). This variety of technologies and powers will allow us to adapt the experimentations to various needs and constraints. This plant will help us to perform tests that will allow us to know the functioning of the CDP-0 (on which the project is based), the configuration needed to work with the rest of the components of the installation (inverters, loads and meters), his possible limits and the way he communicates and manage the inverters to execute its tasks. Knowing that we have the solar panel models in Matlab Simulink format already, we will take the opportunity to check the results of the real tests by simulations through models of the entire system that we will also need to develop.

The INP site is composed of three sections with two different technologies, which correspond with two of the first site (Si-c and Si- μ c). Knowing that the components are the same, we will not work on this installation until being sure that the device is functional and correctly configured, according to the results obtained in the ENSEEIHT site. The final objective is to integrate the CDP-0 on this installation for its continuous running because the production supplied by the solar panels is, on standard conditions, higher than the consumption of the hydrogen platform and we don't want to pour energy to the public network.

The MPPT (Maximum Power Point Tracking) is a function integrated in the inverter that adapts instantaneously, depending on the weather conditions (sunlight and temperature), the operating point of the panels to the one that gives the maximal power following the P-V graph. This searching is done through the sign of the curve slope. When the inverter starts to run and it synchronise with the AC side, it starts browsing over the curve until the sign changes, then he comes back searching the point where this sign change corresponding with the operating point. What we will need to determine through the experimentation is if the start-up of the scan is done with no voltage or no current, and that will let know us what kind of control uses the inverter (voltage or current control).

In some types of photovoltaic installations, we are not able to inject power to the public network. Thereby, we will need to adjust the solar panels production at the inverter output to the instantaneous requires of the local network connected to it. One way of doing it, it's to compare with sensors the power of both sides and modify the operating point, by adjusting the inverter MPPT function, so that

instead of seeking the maximum power, it seeks a specific value of power corresponding to the one is being consumed. As we said before, we don't know if the inverter permits a voltage or current control. We will then have, for each value of power, two different available operating points depending on the control type.

The two control types are easily differentiated by the fact that, when we are in a current control, the voltage has a limited range of variation and vice versa.

Even if the main objective is to recreate the CDP-0 behaviour, to arrive to that we first need the other components of the installation. The solar panels models were given to us, from a past project, so that we can use them in our simulations. I decided to start with the inverter model.

As a common inverter, the model presents a DC (direct current) input and an AC (alternative current) output, in this case three-phase. Internally, it's divided in two parts: power and control. The power part is composed of six IGBT (insulated-gate bipolar transistor) converters distributed in three branches corresponding to the three output phases.

The control part is a SPWN (Sinusoidal Pulse Width Modulation) that compares, for each phase, a sinus wave with a triangular wave. The amplitude of the inverter output variables will depend on the relation between the amplitudes of that compared waves. That relation is called amplitude modulation (m_a) and it will allow us to adapt the solar production to the consumption to model the principle of degradable MPPT.

Knowing that the panel model output is a signal, I decided to directly treat that signal to make the tracking of every possible operating point, according to the fixed weather conditions, and give as output the suitable point.

The panel model receive three different inputs: direct solar radiation, solar cell junction temperature and output voltage (an output is also an input, so it's a loop). Through different equations that correspond to the one diode model (type of solar cell mathematic model that includes three kinds of power loses), we obtain as output the current instantly corresponding with the input voltage. As the operating point scanning inputs we are going to use the voltage and the product of it with the current: the power.

The MPPT model bloc contains a Matlab Simulink coded function allowing to limit de output power in order to simulate the operating point degradation. What he will do at any moment is to seek the point of maximum power according to the imposed limit and give us the voltage associated with it. Since each power value can be achieved through two voltage values, we will have to decide to start scanning through the zero voltage value to reach the point of operation with high current value close to I_{cc} or start with open circuit voltage (V_{oc}) and reach the point corresponding to a high value close to V_{oc} .

As the temperature and solar radiation conditions, and even the load power may change, the scan must be restarted at every modification due to the curve in which the scan is done, that also changes. Thereby, the bloc includes a Reset function that sets to zero the operating point search whenever the conditions change.

We tested the model of the maximum power point tracker with a Buck converter. This new model will be divided in two parts. On the one hand we will have the scan with MPPT (signal part) and on the

other hand, the panel's model connected to the Buck converter and a resistive load (power part). The only link between those two parts will be the control of the Duty cycle of the converter switch, that takes as the reference value the voltage output of the signal part and, modifying the Duty cycle, the output voltage of the panels will be adapted to the MPPT one. It is a comparison between the reference value coming out of the research block of the MPPT and the real value that comes out of panel's model in the power part. It is a comparison between the reference value coming out of the research block of the MPPT and the real value that comes out of panel's model in the power part. We tested the model to reach the maximum power point of the panels, that correspond to a voltage of 328V and a current of 23.9A and the results were positive, having an error of 0.027% and 0.025% on the voltage and the current respectively, comparing to the reference value.

Otherwise, there is the device charged of the regulation of the output energy production towards the public electrical network. This device operates under the principle of the degradation of the MPPT, that is to say he modifies the operating point (curve I-V) to adapt the generated power to the power required by the load connected to the inverters output.

It is first necessary to introduce the specific configuration of the device that will allow us to access to it from a computer station.

Once the network information is introduced into the configuration, we can connect the device to the computer through the RJ45 connection and access the website configuration (<https://147.127.21.3/setup>). On this interface we can change the same settings as on the device, in addition to the information concerning the system in which the device is going to be integrated:

- The brand, number and power inverters
- The type of connection (single / three phase or three separate phases)
- The percentage of power which can be send to the network and a permittivity margin
- The channel of communication with the network analyzer and its rated current

The device has also a web interface were we can see at any moment, when it's connected to an installation, the solar power production, the load power consumption and the public network power. As in our case we don't have a grid analyser in the AC side of the inverter, the value of solar production is automatically given by the next equation: $P_{pv} = P_{load} - P_{network}$. The other values are given through different voltage and current sensors.

For the proper functioning of CDP-0, he needs power information (voltage and current) of the load and the network. The first through a current transformer (terminals 21, 22, 23 and 24) and direct connections to the network (terminals 1, 3, 5 and 6). Network information is collected and transferred by a network analyser (CVM-Mini in this case) connected to the terminals 5, 6 and 7 of the communication connector. Finally, with regard to the information part, it will be connected to the head inverter, that is to say the last inverter of the series chain of inverters, based on the connections of RJ45 communication cables, in the terminals 1, 2, 3 and 4 of the communication connector.

To start testing the CDP-0 we decided to observe its behaviour face to a variable resistive load supplied by the output of a single inverter. In this way, with the retrieved data we could separately compare each technology with its model.

For all the necessary measures for the subsequent analysis of the results, we used the device DAS1400 Sefram, which records the values measured by 12 different sensors.

During the tests we used only 9 of the 12 tracks, which correspond to the following parameters:

- Voltage and current of the DC input of the inverter.
- Single Voltage AC at the output of the inverter.
- Phase currents at the input of the load.
- Phase currents on the network side.

We did four different tests to understand the behaviour of the CDP-0 and its limits:

- Verification of a minimum load power
- Verification of no network power injection
- Verification of network power injection flexibility
- Working with unbalanced load

Our method to know if the device was correctly doing its function, was to compare the parameters values obtained with the sensors with the theoretical ones and the values showed in the web interface of the CDP-0. The first way to compare that values is taking the current values of the load phases and multiplying them by the AC voltage, which is always constant. The result gives us the total load power that we can compare to the value of the load switches. Another way to do it, it's to measure the resistance of each phase in the load, and then calculate the theoretical current dividing the AC voltage by the resistances. These currents can be compared to the ones we obtain with the sensors.

The results indicate that the device works better when the load connected to the inverter output needs the same amount of power per phase. But in the case that some of the phases is unbalanced, it's better if at least it asks some power and it is not cancelled. In any case, it is necessary to work with a minimum load total power of 1200W.

According to tests conducted on the installation of the site ENSEEIHT with the device that manage the auto-consumption, we came to several conclusions. First, it allowed us to know the type of control through which the inverters adjust the operating point of the panels and achieves the maximum power point. We also determined the limits that the device imposes, for the conditions of our tests, which will be used to develop a more accurate model that will include the actual limitations of the CDP-0. Knowing that, to achieve this, future tests are planned, outwards the project, to understand these limits and trying to reduce them when it will be possible (case of the load minimum power).

The model, also stays in development phase even if it has already been tested and it correctly answered, because the objective of the research group is to have a model of the complete installation. However, the type of control that has been done is to integrate a Buck converter, and it is not exactly the same as the needed with an inverter, which remains a model more complicated to manage.

Finally, the installation of the device in the photovoltaic production site INP remains undone. Pending the realization of some tests on the site ENSEEIHT, the CDP-0 will then be integrated into the INP site for its continuous running.

Sommaire

Table des illustrations.....	8
Abréviations	9
I - Présentation du LAPLACE	10
1.1. Structuration	10
1.2. Organisation	11
1.3. Présentation du groupe de recherches GENESYS	12
II – Contexte et objectifs du projet.....	13
2.1. Site ENSEEIHT	13
2.2. Site INP	14
2.3. MPPT et autoconsommation de la production	15
III – Modèles de simulation de l’installation	17
3.1. Onduleur.....	18
3.2. Maximum Power Point Tracker	19
3.2.1. Contrôle en tension	21
3.2.2. Contrôle en courant	21
3.3. MPPT avec Convertisseur Buck	21
IV – Contrôleur d’autoconsommation CDP-0.....	24
4.1. Configuration.....	24
4.1.1. Configuration depuis le dispositif.....	24
4.1.2. Configuration depuis le PC	24
4.2. Interface web	24
4.3. Connexion.....	26
4.4. Préparation essais avec un onduleur	26
4.4.1. Matériel utilisé et connexions	26
4.4.2. Configuration de l’onduleur et du CDP-0	27
4.5. Essais avec charge équilibrée	28
4.5.1. Vérification du minimum en puissance de la charge	28
4.5.2. Vérification de la non injection de puissance au réseau.....	31
4.5.3. Vérification de la flexibilité d’injection de puissance au réseau	33
4.6. Essai avec charge déséquilibrée	36
Conclusion générale	40
Conclusion personnelle	40
Annexes	41

Table des illustrations

Figure 1 - Diagramme de l'organisation du laboratoire LAPLACE	11
Figure 2 - Installation photovoltaïque site ENSEEIHT.....	13
Figure 3 - Sections Sun Power	13
Figure 4 - Section Panasonic.....	14
Figure 5 - Section First Solar	14
Figure 6 - Section Avancis.....	14
Figure 7 - Sections Sun Power et Panasonic fixes	15
Figure 8 - Section Sun Power avec suiveur.....	15
Figure 9 - Caractéristique P-V de Sun Power en conditions standards	16
Figure 10 - Caractéristiques P-V et P-I de Sun Power en conditions standards	17
Figure 11 - Caractéristique I-V de Sun Power en conditions standards	17
Figure 12 - Modèle de l'onduleur sur Matlab Simulink.....	18
Figure 13 - Modèle de l'onduleur: Partie puissance.....	18
Figure 14 - Modèle de l'onduleur: Partie commande	19
Figure 15 - Modèle des panneaux sur Matlab Simulink	19
Figure 16 - Modèle du balayage du point de fonctionnement maximal sur Matlab Simulink.....	20
Figure 17 - Intérieur du modèle du balayage du point de fonctionnement maximal.....	20
Figure 18 - Partie de puissance du modèle MPPT avec convertisseur Buck	21
Figure 19 - Bloc de calcul de la période de découpage et son intérieur	22
Figure 20 - Tension et courant en sortie des panneaux.....	23
Figure 21 - Contrôleur Dynamique de Puissance (CDP-0)	24
Figure 22 - Interface web du CDP-0.....	25
Figure 23 - Schéma des flux de puissance	25
Figure 24 - Connexion du CDP-0 avec les onduleurs.....	26
Figure 25 - Connexions de la mesure de puissance sur la charge	27
Figure 26 - Schéma de principe d'essai avec un onduleur	27
Figure 27 - Configuration de l'onduleur lors des essais	28
Figure 28 - Captures d'écran de l'interface web du CDP-0 : Essai 1.....	29
Figure 29 - Graphique des grandeurs DC et de la charge.....	30
Figure 30 - Tension et courant du côté DC lors du démarrage de l'onduleur.....	31
Figure 31 - Captures d'écran de l'interface web du CDP-0: Essai 2.....	32
Figure 32 - Calcul de la puissance totale de la charge.....	32
Figure 33 - Calcul des erreurs entre puissance théorique et pratique.....	32
Figure 34 - Graphique des courants du réseau	33
Figure 35 - Captures d'écran de l'interface web du CDP-0: Essai 3.....	34
Figure 36 - Graphique des grandeurs côté DC et onduleur.....	34
Figure 37 - Graphique des grandeurs DC et côté charge (partie 1).....	37
Figure 38 - Calcul des puissances totales obtenues par pratique	37
Figure 39 - Calcul des puissances totales théoriques de la charge	37
Figure 40 - Graphique des grandeurs DC et côté charge (partie 2).....	38
Figure 41 - Captures d'écran de l'interface web du CDP-0	39
Figure 42 – Courants de phase côté charge	39

Abréviations

ENSEEIH : École Nationale Supérieure d'Électronique, d'Électrotechnique, d'Informatique, d'Hydraulique, et des Télécommunications

LAPLACE : Laboratoire Plasma et Conversion d'Énergie

GENESYS : Groupe Énergie Électrique et Systémique

INP : Institut National Polytechnique

MPPT : Maximum Power Point Tracking

CDP : Contrôleur Dynamique de Puissance

I - Présentation du LAPLACE

Le Laboratoire Plasma et Conversion d'Énergie, est une Unité Mixte de Recherche, UMR 5213, commune au Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS), à l'Institut National Polytechnique de Toulouse (INPT) et à l'Université Paul Sabatier (UPS).

Localisé sur deux sites géographiques distants de quelques kms (campus de l'Université Paul Sabatier et campus de l'École Nationale Supérieure d'Electrotechnique, d'Electronique, d'Informatique, d'Hydraulique et des Télécommunications), le LAPLACE revendique son appartenance à l'Université Fédérale Toulouse Midi-Pyrénées (UFTMiP) et participe à toutes les actions visant à la définition d'une stratégie scientifique du site associant Universités, écoles d'Ingénieurs et organismes de recherche sur un périmètre « Sciences de l'Ingénierie et des Systèmes ».

Les recherches menées au LAPLACE s'inscrivent dans le domaine de l'énergie électrique et des plasmas et couvrent un continuum d'activités qui englobe la production, le transport, la gestion, la conversion et l'usage de l'électricité. L'esprit général des recherches est celui des disciplines de l'ingénierie : comprendre pour concevoir, et consiste à traiter des paradigmes issus des applications sur le versant amont, les transposer à d'autres domaines applicatifs. En témoigne la forte implication du laboratoire dans de nombreuses applications industrielles et son rattachement à « l'Institut des Sciences de l'Ingénierie et des Systèmes –INSIS » du CNRS et au pôle « Mathématiques, Sciences et Technologies de l'Information et de l'Ingénierie –MST2I » du site Toulousain. Les approches sont bâties sur un socle pluridisciplinaire constitué des disciplines du Génie Electrique, de la physique, de l'énergétique et de l'électromagnétisme, tous champs scientifiques nécessaires pour comprendre et concevoir des systèmes et des procédés. Le projet du laboratoire occupe donc un positionnement original dans le champ de « l'Electrical Engineering », traitant des aspects « classiques » du génie électrique (du matériau au système) mais ayant aussi une très forte composante « plasma » et un couplage fort avec la physique (Engineering Physics).

Un des thèmes principaux des activités concernant le laboratoire est :

La conception et la commande des composants, dispositifs et systèmes de conversion et de traitement de l'énergie électrique, ainsi que leur diagnostic, avec une forte activité sur l'intégration des systèmes de puissance et les NTE (Nouvelles Technologies de l'Énergie).

1.1. Structuration

Le laboratoire est structuré en 12 groupes de recherches qui participent chacun au tryptique plasma/matériau/système. Ces groupes sont constitués d'une dizaine de permanents chercheurs et enseignants-chercheurs et d'un nombre équivalent de doctorants et post-doctorants. Ils sont renforcés par les Ingénieurs et Techniciens des trois services d'électronique, de mécanique et d'instrumentation.

- AEPPT : Arcs Electriques et Procédés Plasmas Thermiques
- CODIASE : COMmande et DIAgnostic des Systèmes Electriques
- CS : Convertisseurs Statiques
- DSF: Diélectriques Solides et Fiabilité
- GENESYS : Groupe ENergie Electrique et SYStémique (dans lequel s'intègre le stage)
- GRE: Groupe de Recherche en Electromagnétisme
- GREM3 : Groupe de Recherches en Electrodynamique
- GREPHE : Groupe de Recherche Energétique, Plasmas, et Hors Equilibre
- LM : Lumière et Matière
- MDCE : Matériaux Diélectriques dans la Conversion d'Énergie
- MPP : Matériaux et Procédés Plasmas

- PRHE : Plasmas Réactifs Hors Equilibre

La politique scientifique du laboratoire s'appuie également sur la définition et le développement de thèmes transversaux fédératifs, au nombre de quatre à ce jour.

1.2. Organisation

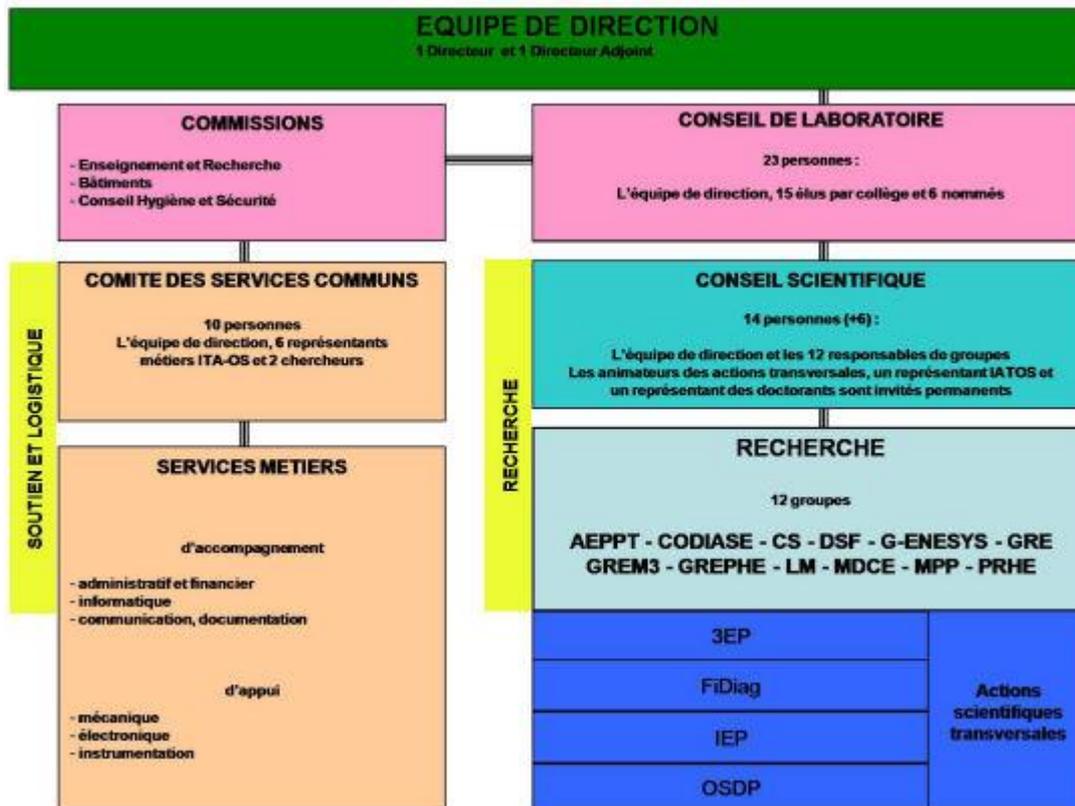


Figure 1 - Diagramme de l'organisation du laboratoire LAPLACE

1.3. Présentation du groupe de recherches GENESYS

Objectifs généraux :

- Concevoir des architectures, dimensionner et gérer l'énergie dans les systèmes embarqués, de transport, de production et transformation d'énergie électrique.
- Définir des modèles, outils, méthodes favorisant une approche de conception intégrée des systèmes hétérogènes couplés dans le domaine de l'énergie électrique.

Thèmes de recherche :

- **Méthodologies de conception intégrée pour le traitement de la complexité : synthèse et optimisation des systèmes hétérogènes**

Mots clés :

systémique, conception intégrée, conception robuste, optimisation multicritère, optimisation multiniveau, traitement de l'environnement, classification, modélisation stochastique, métamodèles.

- **Architecture, dimensionnement et gestion des réseaux et des systèmes énergétiques autonomes :**

Mots clés :

qualité, stabilité, CEM, hybridation multi-sources, gestion énergétique, systèmes embarqués, production décentralisée.

Applications :

réseaux électriques pour l'aéronautique, transports ferroviaires, smart grids, réseaux hybrides.

- **Technologies de l'hydrogène (piles à combustible et électrolyseurs) :**

Mots clés :

modélisation, caractérisation, vieillissement, état de santé, diagnostic, batterie H₂/O₂ (pile à combustible : électrolyseur / réservoirs gaz), systèmes hybrides/multisources.

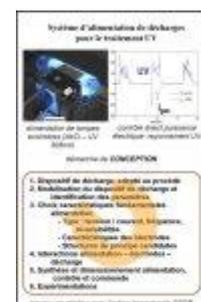
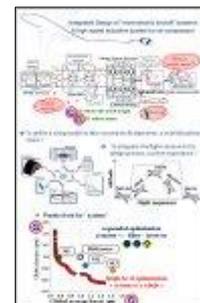
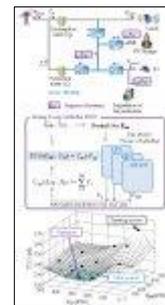
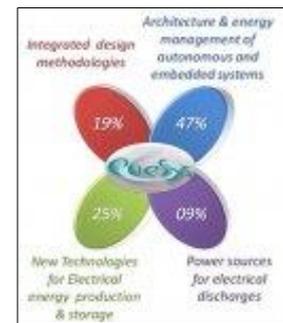
- **Systèmes d'alimentation de décharges électriques :**

Mots clés :

modélisation des dispositifs de décharges, interactions systèmes sources-plasmas, conception alimentations, contrôle des décharges.

Applications :

décharges DBD, décharges Corona, plasmas froids, glidarc.



II – Contexte et objectifs du projet

Suite à la mise en place des installations photovoltaïques sur la toiture du bâtiment E de l'ENSEEIH et sur des salles de recherche sur le vecteur hydrogène à Labège, dont les générateurs sont connectés au réseau d'alimentation des bâtiments en dehors des périodes d'exploitation expérimentale, il s'agit d'étudier un système permettant d'exploiter autant que possible l'électricité solaire générée sans en injecter sur le réseau hors bâtiment, c'est-à-dire réaliser une autoconsommation. Cette fonction est particulièrement requise pour le site INP, mais nous la testerons sur le site de l'ENSEEIH où se déroule mon stage.

Après la recherche de différents dispositifs électroniques théoriquement capables de réaliser cette gestion de l'énergie photovoltaïque, de façon à ce que la production soit adaptée instantanément à la consommation, l'entreprise Courant Naturel nous a fourni un dispositif apte à cette fonction pour mener des essais. On a bien vérifié que cet appareil (désormais appelé aussi CDP-0) remplissait toutes les fonctions que l'on désirait.

2.1. Site ENSEEIH



Figure 2 - Installation photovoltaïque site ENSEEIH

Le site ENSEEIH du laboratoire LAPLACE est équipé d'une installation composée de cinq sheds de quatre technologies différentes (Si-c, Si- μ c, CdS/CdTe, CIS), ayant les caractéristiques suivantes :

- PV-N1 constitué de 24 modules SUN POWER 327 Wc au silicium cristallin à haut rendement (20%) pour une puissance crête totale de 7908 Wc, éventuellement exploitable par moitié de 12 modules.



Figure 3 - Sections Sun Power

- PV-N2 constitué de 9 modules Panasonic-Sanyo HIT 240 Wc en silicium cristallin et micro cristallin, à haut rendement (19%) et faible coefficient de température pour une puissance crête totale de 2160 Wc.



Figure 4 - Section Panasonic

- PV-N3 constitué de 18 modules First Solar 90 Wc en couches minces CdTe pour une puissance crête totale de 1620 Wc.



Figure 5 - Section First Solar

- PV-N4 constitué de 16 modules AVANCIS 125 Wc en couches minces CIS pour une puissance crête totale de 2000 Wc.



Figure 6 - Section Avancis

Cette variété de technologies et de puissances permet de mener d'adapter les expérimentations aux différents besoins et contraintes. (1)

Cette installation va nous servir à réaliser les essais qui nous permettront de bien connaître le fonctionnement du CDP-0 sur lequel se base le projet, la configuration nécessaire pour travailler avec les composants de ces installations (onduleurs, charges), ses possibles limites et la façon dont laquelle se communique et ordonne aux onduleurs pour exécuter sa mission. Sachant que l'on a déjà des modèles des panneaux sous Matlab, on profitera pour vérifier les résultats des essais pratiques par des simulations au moyen des modèles de l'installation complète qu'il faudra aussi développer et mettre au point.

2.2. Site INP

L'installation du site INP est composée de trois sections de deux technologies différentes communes avec celles du site ENSEEIHT (Si-c, Si- μ c) :

- PV-1 constitué de 24 modules SUN POWER 327 Wc au silicium cristallin à haut rendement (20%) fixes intégrés à la toiture pour une puissance crête totale de 7908 Wc.



Figure 7 - Sections Sun Power et Panasonic fixes

- PV-2 constitué de 24 modules Panasonic-Sanyo HIT 240 Wc en silicium cristallin et micro cristallin, à haut rendement (19%) et faible coefficient de température, fixes intégrés à la toiture, pour une puissance crête totale de 5760 Wc.

- PV-3 constitué de 12 modules SUN POWER 327 Wc au silicium cristallin à haut rendement (20%) montés sur un suiveur motorisé 1-axe à inclinaison réglable, pour une puissance crête totale de 3924 Wc. (1)



Figure 8 - Section Sun Power avec suiveur

Sachant que les composants sont les mêmes, on ne travaillera en pratique sur cette installation que lorsqu'on sera sûrs que le CDP-0 est bien fonctionnel et correctement configuré, d'après les résultats obtenus sur le site ENSEEIHT. L'objectif final est donc d'intégrer le dispositif sur le site INP pour son fonctionnement en continu du fait que la production peut être, notamment en conditions standards, supérieure à la consommation de la plateforme hydrogène et que l'on ne souhaite pas injecter de l'énergie au réseau extérieur à cette plateforme. Actuellement l'installation doit être déconnectée lorsque personne ne travaille sur le site pour éviter l'injection à l'extérieur.

2.3. MPPT et autoconsommation de la production

La MPPT (Maximum Power Point Tracking) ou Recherche du point maximum de puissance est une fonction fréquemment intégrée dans les onduleurs modernes pour installations PV qui adapte instantanément, selon les conditions climatologiques (ensoleillement, température), le point de fonctionnement des panneaux à celui qui fournit la puissance maximale par rapport à la courbe P-V (Fig 9). Ce mode de fonctionnement est en effet celui qui exploite au mieux le générateur solaire installé des points de vue écologique et économique avec des temps de retour sur énergie et sur investissement minima.

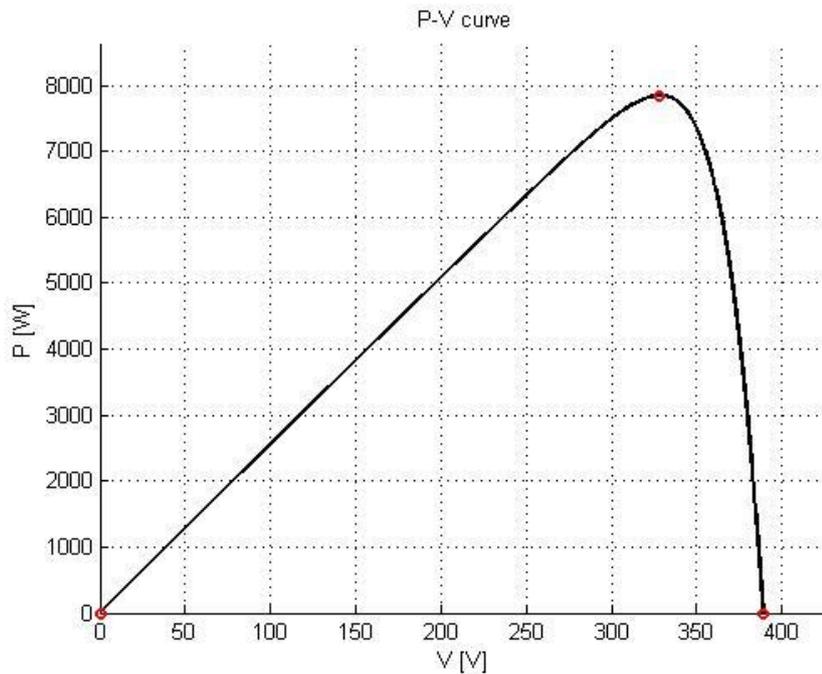


Figure 9 - Caractéristique P-V de Sun Power en conditions standards

Cette recherche fait appel à plusieurs technologies possibles, par exemple à travers le signe de la pente de la courbe de puissance. Lorsque l'onduleur démarre et se synchronise avec le côté AC, il commence à parcourir la courbe jusqu'à ce que le signe de la pente change, puis il revient en arrière pour retrouver le point où se produit ce changement de signe qui correspond avec le point maximum de puissance. Ce qu'il faudra déterminer à travers des essais est si le démarrage du balayage se fait à tension nulle ou à courant nul, ce qui déterminera aussi quel est le type de contrôle de l'onduleur (contrôle en courant ou en tension).

Dans certains types d'installations photovoltaïques, soit par impossibilité physique ou par des contraintes législatives, on ne peut injecter qu'une puissance prescrite limitée au réseau externe ou public. Alors, plutôt que de simplement couper toute production photovoltaïque, on devrait pouvoir ajuster la production des panneaux à la sortie de l'onduleur avec le besoin instantané de consommation du réseau local connecté à celui-ci. Une façon de le faire est d'agir au niveau de la MPPT de l'onduleur et, en comparant à travers des capteurs de tension et courant, modifier ce point de fonctionnement pour que, au lieu de chercher le maximum en puissance, il cherche une valeur donnée de puissance correspondant précisément à celle qui est consommée.

Remarquons (Fig.10) que, pour chaque valeur de puissance, deux points différents de fonctionnement sont possibles dépendant du type de contrôle, en tension ou en courant.

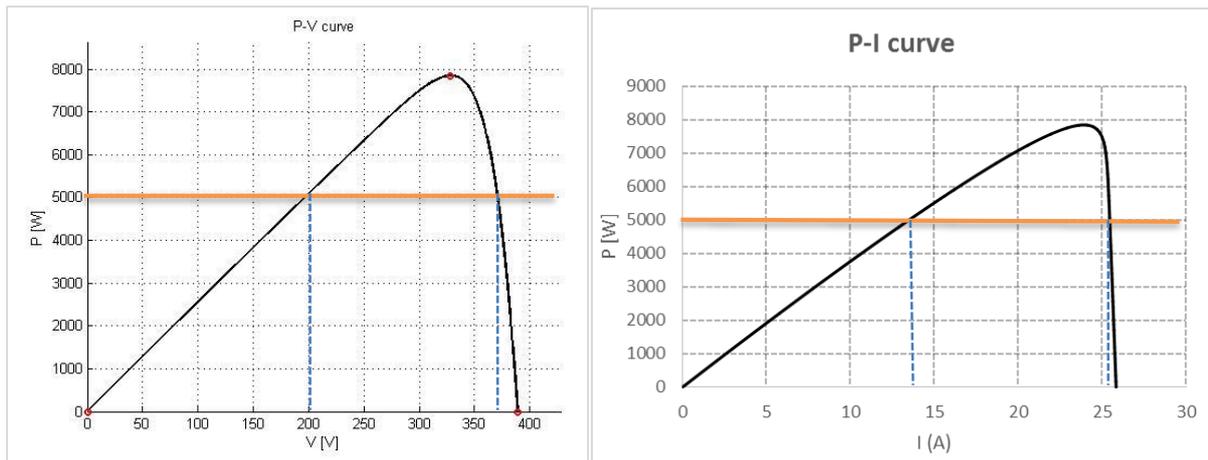


Figure 10 - Caractéristiques P-V et P-I de Sun Power en conditions standards

Sur la caractéristiques I-V des panneaux, les zones préférentielles des deux types de contrôle se différencient facilement du fait que lorsqu'on se trouve dans un contrôle en courant, la tension a une plage de variation assez limitée et vice-versa (Fig.11).

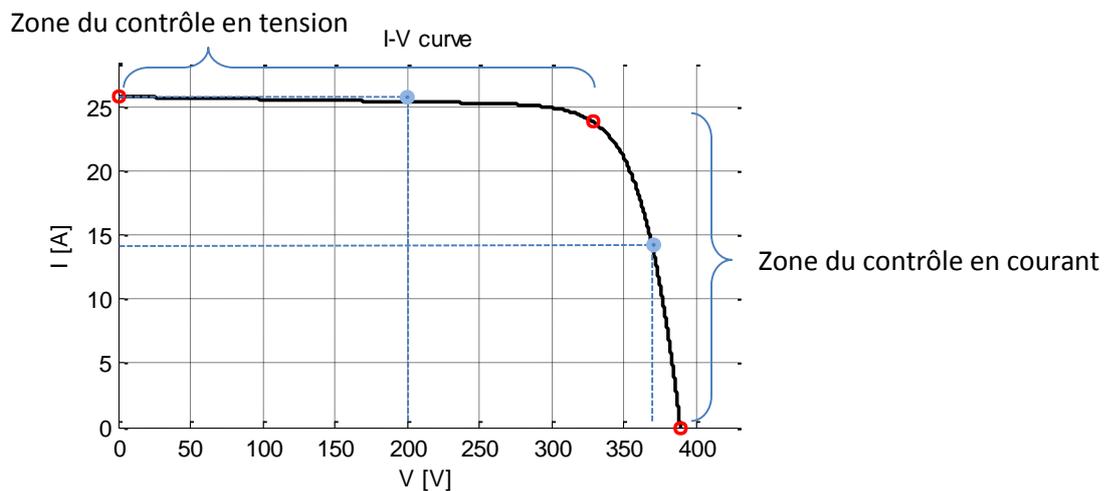


Figure 11 - Caractéristique I-V de Sun Power en conditions standards

En repérant les deux points de fonctionnement trouvés sur les courbes de puissance on voit que chacun se retrouve selon un des deux options de contrôle.

III - Modèles de simulation de l'installation

Même si l'objectif principal est de simuler le comportement du CDP-0, on a besoin en premier lieu de modéliser l'installation. Le modèle statique des panneaux a déjà été réalisé auparavant et on peut l'utiliser dans les simulations. Par contre, il fallait modéliser les onduleurs et adapter les modèles pour pouvoir les interconnecter, surtout du fait que la sortie donnée par le modèle des panneaux est un signal unifilaire et non pas une puissance en courant continu produit de deux variables tension et courant.

3.1. Onduleur

Pour modéliser toute l'installation depuis les panneaux jusqu'au réseau, sachant que le modèle des panneaux nous est donné, je décidai de commencer par mettre au point le modèle des onduleurs :

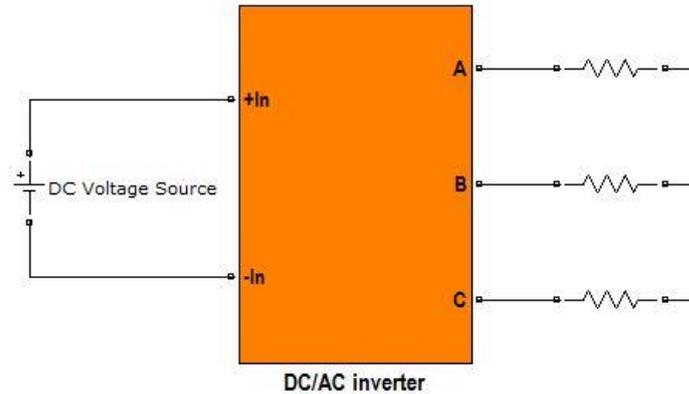


Figure 12 - Modèle de l'onduleur sur Matlab Simulink

Tel qu'un onduleur fonctionnel, ce modèle présente une entrée DC et une sortie AC, dans ce cas triphasée.

Intérieurement il est divisé en deux parties : puissance et commande.

La partie de puissance se compose de six interrupteurs de puissance IGBT dans les trois branches correspondant aux trois phases AC.

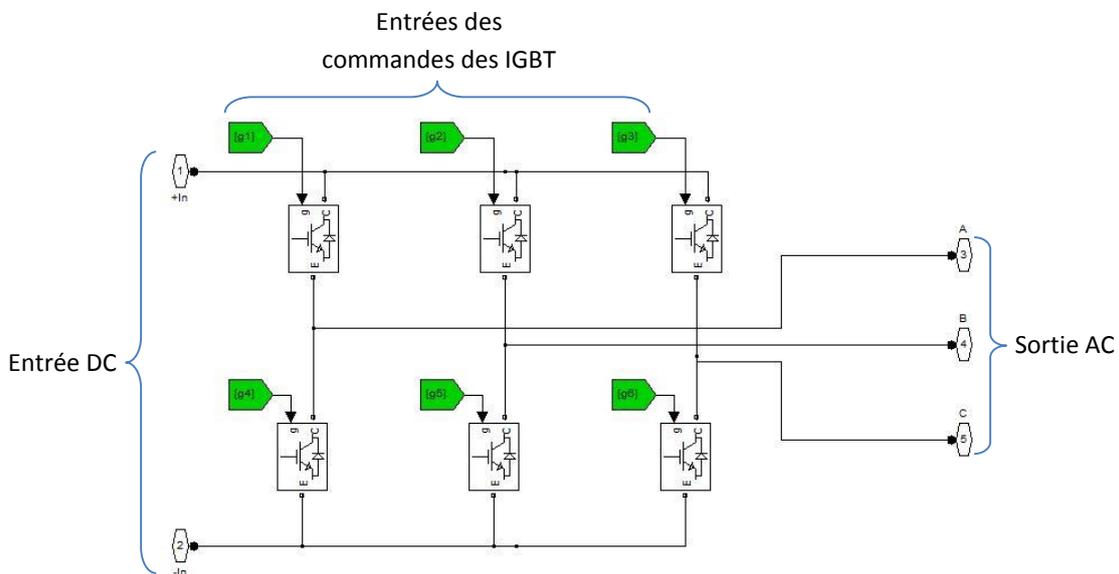


Figure 13 - Modèle de l'onduleur: Partie puissance

La partie de commande est une SPWM (Sinusoïdal Pulse Width Modulation) qui compare, pour chaque phase, une onde sinus avec une onde triangulaire. L'amplitude des grandeurs à la sortie de l'onduleur va dépendre de la relation entre les amplitudes de ces ondes comparées. Cette relation est appelée modulation d'amplitude (m_a) et c'est elle qui nous permettra d'adapter la production à la consommation pour modéliser le principe de MPPT dégradable.

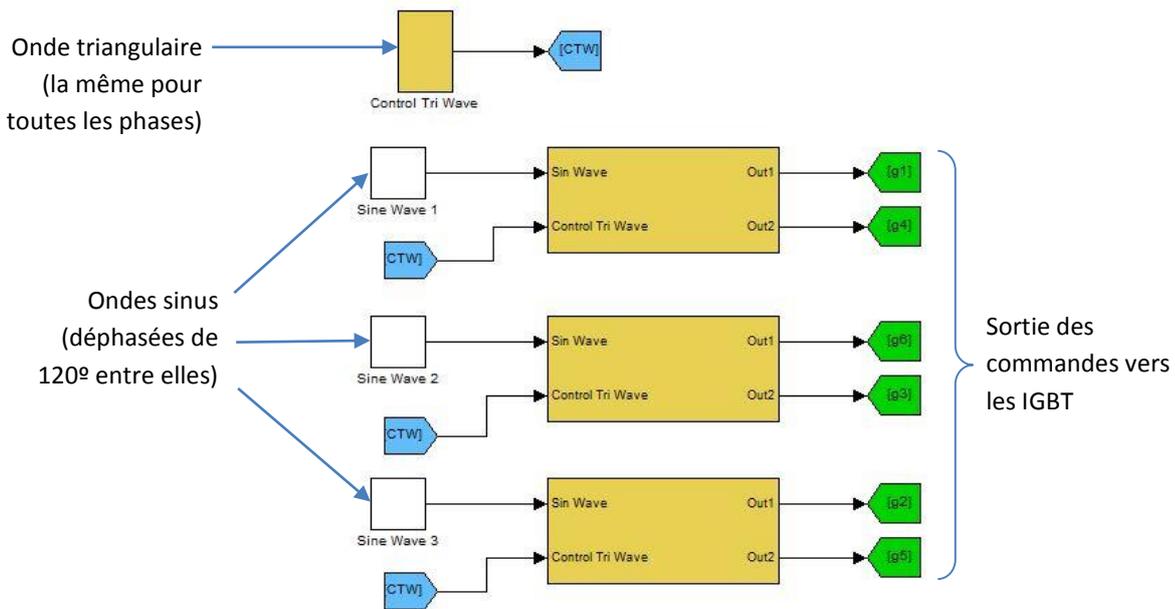


Figure 14 - Modèle de l'onduleur: Partie commande

3.2. Maximum Power Point Tracker

Du fait que la sortie donnée par le modèle des panneaux est un signal, j'ai choisi de traiter directement ce signal pour réaliser le balayage de tous les points de fonctionnement possibles selon les conditions climatologiques à fixer et délivrer en sortie du système le point de fonctionnement recherché qui convient.

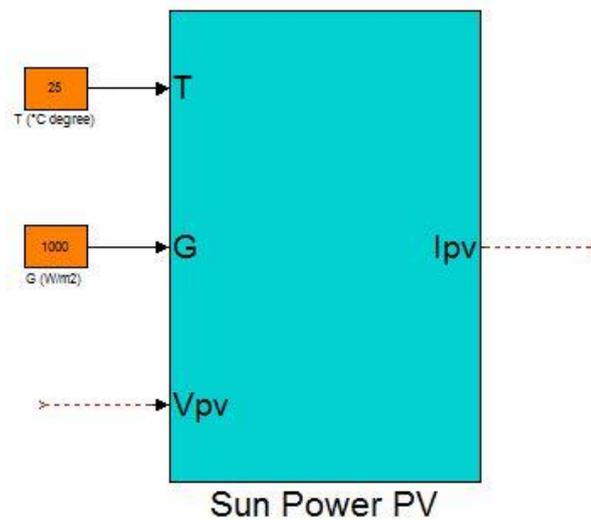


Figure 15 - Modèle des panneaux sur Matlab Simulink

Le modèle statique des panneaux reçoit trois entrées différentes : le rayonnement solaire direct, la température de jonction des cellules photovoltaïques et la tension de sortie (c'est-à-dire que c'est une boucle). A travers différentes équations qui correspondent à celle du modèle avec une diode (2), on obtient en sortie le courant qui correspond à la tension d'entrée sur la caractéristique statique. Comme entrées du balayage des points de fonctionnement on utilise donc la tension et son produit avec le courant : la puissance.

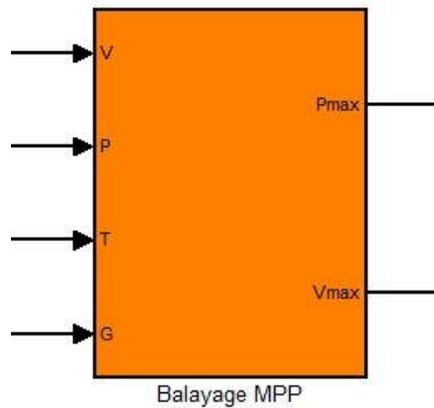


Figure 16 - Modèle du balayage du point de fonctionnement maximal sur Matlab Simulink

On peut ainsi réaliser un bloc « Balayage MPP » (Fig.16) qui comporte une fonction codée de Matlab Simulink qui permet de limiter la puissance de sortie pour simuler la « dégradation » du point de fonctionnement MPPT. Il effectue une recherche du point de puissance maximale selon la limite imposée et délivre la tension associée à ce point. Sachant que chaque valeur de puissance peut être atteinte à travers de deux valeurs de tension, il faudra décider si on commence le balayage par la valeur de tension nulle pour atteindre le point de fonctionnement avec une valeur plus élevée de courant proche à I_{cc} ou commencer par la tension de circuit ouvert et atteindre le point correspondant à une valeur élevée de tension proche à V_{oc} avec un courant plus faible.

Comme les conditions de température, rayonnement ou même la puissance de la charge peuvent changer, le balayage doit recommencer à chaque modification du fait que la caractéristique statique change aussi. De ce fait, le bloc ci-dessus est inclus dans une fonction « Reset » qui remet à zéro la recherche du point de fonctionnement à chaque fois que les conditions d'environnement sont modifiées.

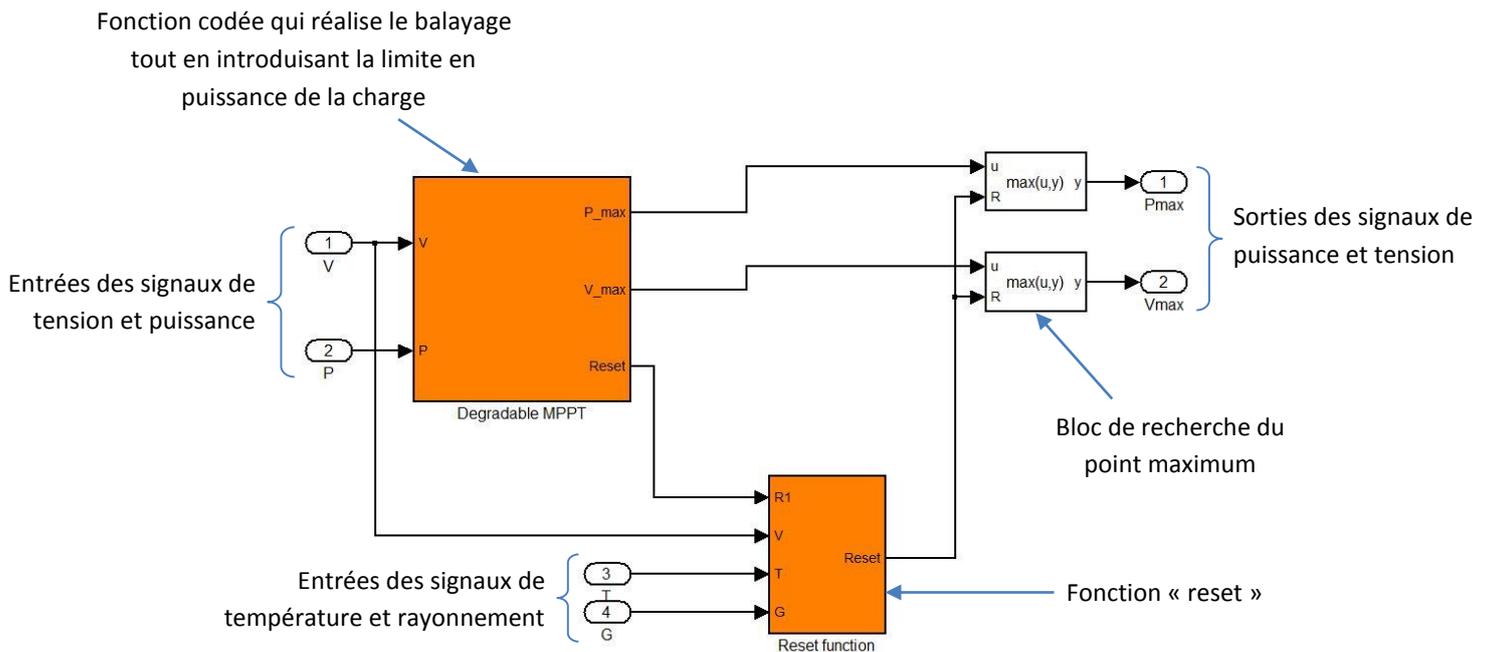


Figure 17 - Intérieur du modèle du balayage du point de fonctionnement maximal

3.2.1. Contrôle en tension

Pour le contrôle en tension, la tension de sortie est définie par une source périodique et linéaire qui parcourt toute la plage de tension depuis le 0 jusqu'à la valeur maximale de circuit ouvert.

3.2.2. Contrôle en courant

Le contrôle en courant va avoir la même source de tension que celle du contrôle en tension, sauf qu'au lieu de parcourir l'intervalle de 0 à Voc, le balayage débute à courant nul.

3.3. MPPT avec Convertisseur Buck

On teste le modèle de recherche du point maximum de puissance avec un convertisseur Buck dans un premier temps. Ce nouveau modèle est divisé en deux parties : d'un côté le balayage avec la MPPT (partie signal) et de l'autre le modèle des panneaux avec le convertisseur Buck et une charge résistive (côté puissance). La seule liaison entre ces deux parties est le contrôle du découpage de l'interrupteur du convertisseur qui prend comme valeur de référence la sortie en tension de la partie signal et, en modifiant la période de découpage (Duty Cycle), la tension en sortie des panneaux est adaptée à celle de la MPPT.

La partie de puissance est la suivante :

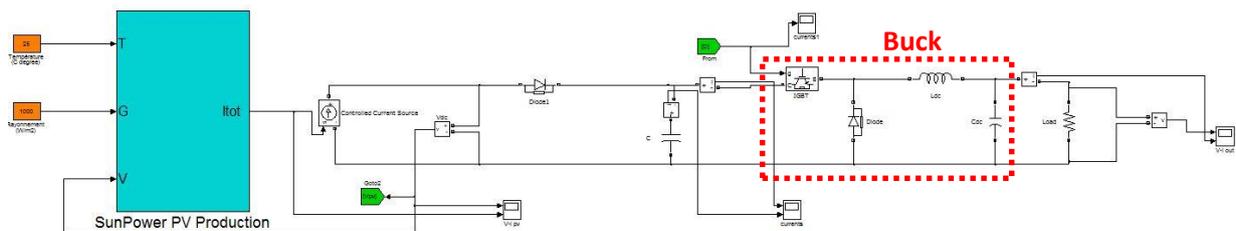


Figure 18 - Partie de puissance du modèle MPPT avec convertisseur Buck

De gauche à droite on identifie les composants :

- SunPower PV Production : modèle des deux sheds de panneaux Sun Power avec une puissance crête de 7.9kW se trouvant pour une tension de 328.2V et un courant de 23.92A, qui correspond au point de fonctionnement qu'on va essayer d'atteindre.
- Condensateur C : Il va nous permettre de fixer la tension en sortie des panneaux (4.7 mF)
- IGBT : C'est sur cet interrupteur que le contrôle agit en modifiant la période de découpage.
- Ldc : Partie inductive du convertisseur Buck (0.1H).
- Cdc : Partie capacitive du convertisseur Buck (10 μ F).
- Load : Charge résistive (1 Ω), elle ne va faire que définir la relation entre le courant et la tension de sortie du convertisseur.

On a ensuite la partie qui réalise le contrôle :

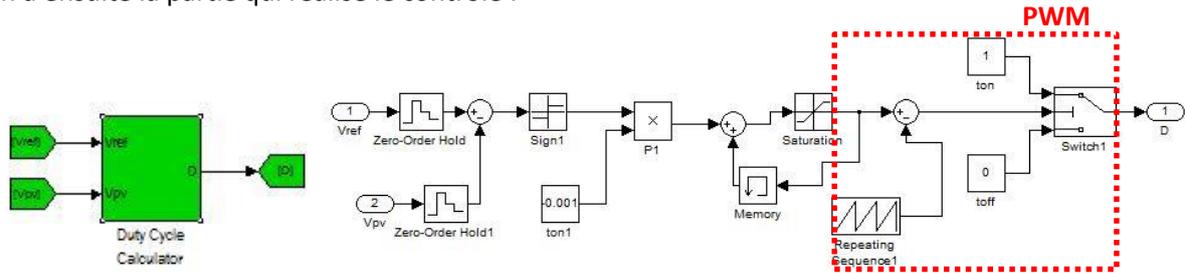


Figure 19 - Bloc de calcul de la période de découpage et son intérieur

Il s'agit d'une comparaison entre la valeur de référence qui sort du bloc de recherche de la MPPT et la valeur réelle qui sort du modèle des panneaux dans la partie de puissance. Le premier bloc (Zero-Order Hold) réalise un découpage des valeurs entrantes de l'ordre de $1\mu s$, c'est-à-dire qu'à chaque microseconde le bloc fait la comparaison des valeurs. Avec un temps de découpage supérieur on n'arrivait pas à faire converger la valeur de tension des panneaux. Le deuxième bloc (Sign) ne prend en compte que le signe après la comparaison des deux tensions, lorsque le résultat est positif ce bloc donne 1, en cas contraire il donne -1. Il faut savoir que la relation entre l'évolution de la période de découpage et la tension des panneaux est inversement proportionnelle, c'est pour cela que la sortie du bloc « Sign » est multiplié par un nombre négatif. Or, ce nombre est de l'ordre de 10^{-3} car ça correspond au pas d'évolution du Duty Cycle. C'est-à-dire que si on veut être précis au niveau de la recherche du point de fonctionnement on est obligés de mettre un pas assez petit. Ensuite cela rentre dans une boucle qui fera augmenter ou diminuer le Duty Cycle par rapport aux valeurs antérieures, grâce au bloc « Memory », tout en fixant une limite à 1, car on ne souhaite pas avoir une sur-modulation au niveau de la PWM (l'amplitude du signal triangulaire est 1).

Grâce à des blocs « Scope » prenant les valeurs de tension et courant des différentes parties du modèle, on a obtenu les graphiques suivants pour une recherche du point de fonctionnement maximal sans limite de puissance :

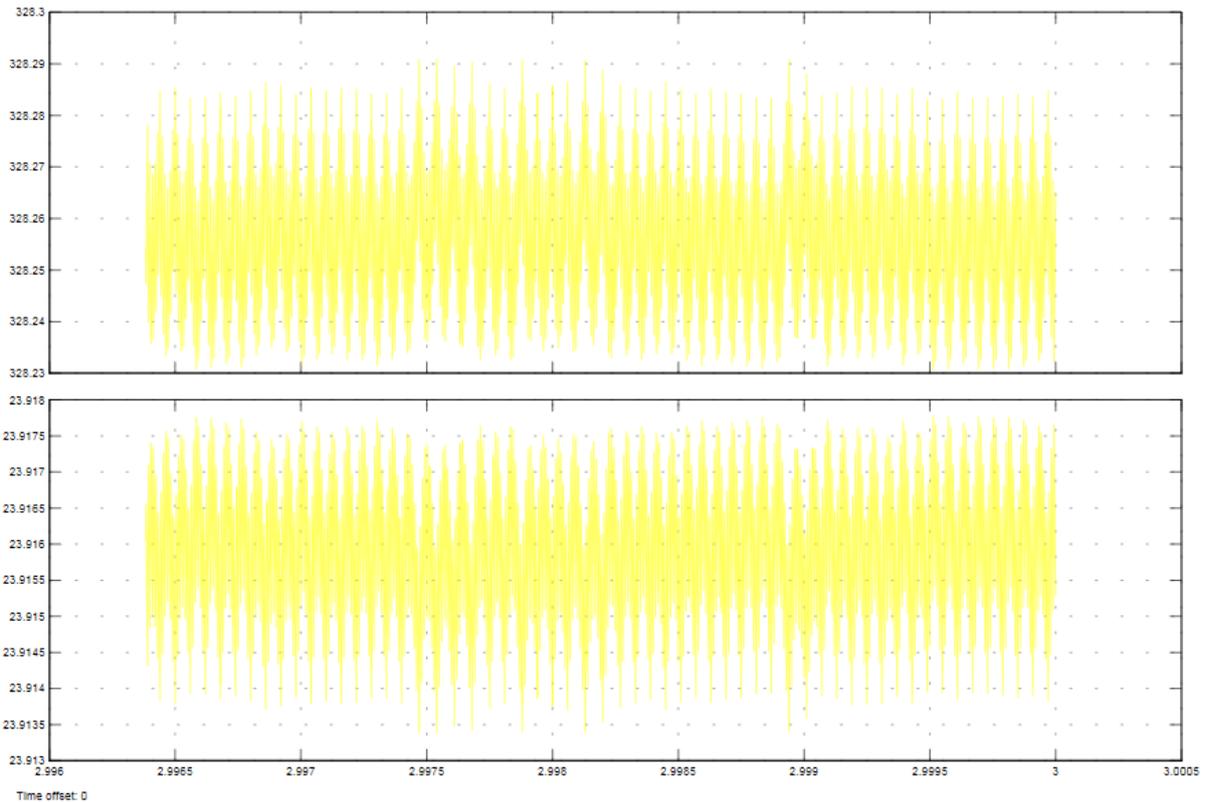


Figure 20 - Tension et courant en sortie des panneaux

On rappelle que le point de fonctionnement à atteindre correspond à une tension de 328.2V et un courant de 23.92A. D'après les graphiques on voit que la tension se trouve entre 328.23V et 328.29V, ce qui prenant la valeur la plus éloignée donne une erreur par rapport à l'objectif de 0.027%. Pour le courant, qui se trouve entre 23.914A et 23.9175A, l'erreur est de 0.025%. Ces erreurs sont complètement acceptables.

Sachant que le point de fonctionnement objectif dans cet essai est celui donnant la puissance la plus élevée que peuvent fournir ces panneaux, cela veut dire que le temps de recherche du point est aussi le plus élevée du fait qu'il doit parcourir une courbe plus grande. Sur le graphique on voit que ce temps maximal de recherche du point de fonctionnement se trouve en-dessous des trois secondes. On comparera cette valeur à celle obtenue lors des essais.

IV – Contrôleur d’autoconsommation CDP-0



Figure 21 - Contrôleur Dynamique de Puissance (CDP-0)

Ce dispositif du commerce, chargé de réguler la production d’énergie sortante des onduleurs vers le réseau, agit sous le principe de la dégradation de la MPPT, c’est-à-dire qu’il modifie le point de fonctionnement (courbe I-V) pour adapter la puissance générée à la puissance requise par la charge connecté à la sortie des onduleurs.

4.1. Configuration

4.1.1. Configuration depuis le dispositif

Il faut tout d’abord réaliser la configuration propre du dispositif qui nous permettra ensuite d’y accéder depuis un poste informatique.

Pour cela il faut juste modifier l’adresse IP et la NetMask, en fonction de celles du réseau sur lequel on travaille, sur l’écran du dispositif.

4.1.2. Configuration depuis le PC

Une fois les informations du réseau introduites dans la configuration, on peut relier le dispositif à l’ordinateur à travers la connexion RJ45 et accéder au site web de la configuration (<https://147.127.21.3/setup>). Depuis cette interface on peut modifier les mêmes paramètres que sur le dispositif, en plus de l’information concernant l’installation sur laquelle le dispositif va être intégré :

- La marque, le nombre et la puissance des onduleurs
- Le type de connectique (mono/triphasée ou trois phases séparées)
- Le pourcentage de puissance qui peut être injectée au réseau et une marge de permissivité
- La voie de communication avec l’analyseur de réseau et son courant nominal

4.2. Interface web

Théoriquement les valeurs qui apparaissent sur cette interface sont, de haut en bas : la production photovoltaïque (en jaune), la consommation de la charge (en vert) et la puissance transportée par le réseau (en gris) qui peut être positive, lorsqu’on injecte le surplus de production photovoltaïque, ou négative, lorsque la production est inférieure aux besoins de la charge.



Figure 22 - Interface web du CDP-0

Cette convention de signes est donnée à cause du sens de placement des transformateurs de mesure de courant. Le schéma suivant donne une idée de ce placement :

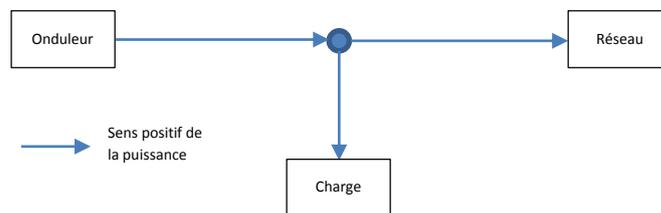


Figure 23 - Schéma des flux de puissance

C'est cette convention qu'on a utilisé lors de tous les essais. Par contre, on n'avait pas une valeur de production solaire logique, par rapport à ce qu'on observait sur l'écran de l'onduleur. Cette valeur jaune, selon le manuel du dispositif, lorsqu'on ne compte pas avec un analyseur du côté de l'onduleur, est automatiquement calculée à partir des puissances de la charge et du réseau. L'équation à laquelle on est arrivé, à partir de cette affirmation et des valeurs obtenues lors des différents essais, pour son calcul est la suivante :

$$P_{pv} = P_{ch} - P_{res}$$

Avec la convention de signes qu'on avait, pour obtenir la valeur correcte de production photovoltaïque l'équation devait être une somme et pas une soustraction. Nous avons donc parlé avec un délégué de CIRCUTOR, le fabricant du dispositif, pour essayer de trouver une solution. Le problème est le sens de placement du capteur de courant du côté réseau qui, en fonctionnement normal de l'installation il faut prendre comme sens positif celui d'injection de puissance au réseau, mais lorsqu'on introduit le CDP-0 dans le système, ce sens il faut l'inverser.

4.3. Connexion

Pour son fonctionnement correct, le CDP-0 a besoin des informations de puissance (tension et courant) vers la charge et le réseau. La première est obtenue grâce à un transformateur de courant (bornes 21, 22, 23 et 24) et des connexions directes au réseau (bornes 1, 3, 5 et 6). Les informations du réseau sont recueillies et transférées par un analyseur de réseau (CVM-Mini dans ce cas) connecté aux bornes 5, 6 et 7 du connecteur de communications. Pour ce qui concerne la partie informations, il est connecté à « l'onduleur de tête », c'est-à-dire le dernier onduleur de la chaîne d'onduleurs en série, par rapport aux connexions des câbles de communication RJ45, sur les bornes 1, 2, 3 et 4 du connecteur de communications.

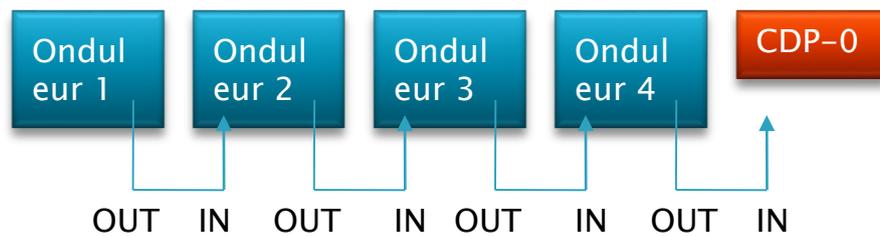


Figure 24 - Connexion du CDP-0 avec les onduleurs

4.4. Préparation essais avec un onduleur

Pour commencer avec les essais du CDP-0 on a décidé d'observer son comportement face à une charge résistive variable alimentée par la sortie d'un seul onduleur. De cette façon, avec les données extraites on peut comparer séparément chaque technologie avec son modèle.

4.4.1. Matériel utilisé et connexions

Pour avoir toutes les mesures nécessaires à l'analyse postérieure des résultats, nous avons utilisé l'appareil DAS1400 de Sefram, qui permet d'enregistrer les valeurs mesurées par 12 capteurs différents.

Lors de ces premiers essais on n'utilisera que 9 des 12 voies, qui correspondront aux grandeurs suivantes :

- Tension et courant DC à l'entrée de l'onduleur.
- Tension simple AC à la sortie de l'onduleur.
- Courants de phase à l'entrée de la charge.
- Courants de phase du côté réseau.

Or, comme on a vu auparavant le CDP-0 a besoin de ses propres mesures de puissance au niveau de la charge et du réseau pour réaliser les calculs nécessaires à l'ajustement du point de fonctionnement.

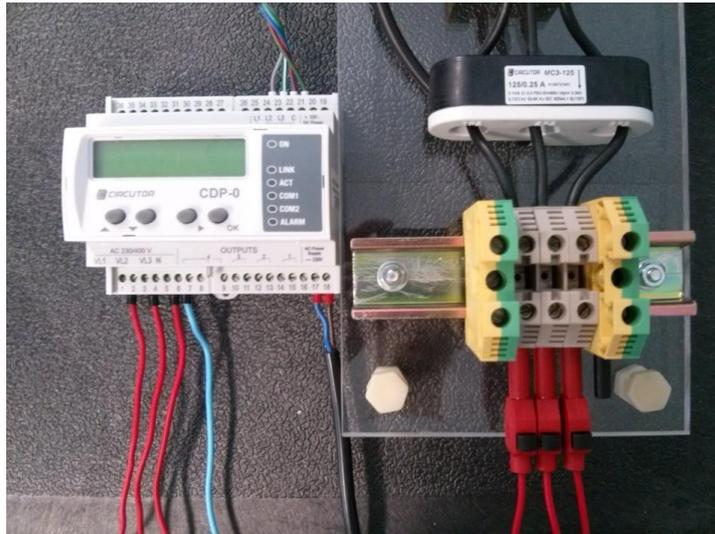


Figure 25 - Connexions de la mesure de puissance sur la charge

En tenant compte de la partie puissance et celle de communication et transfert de mesures, les premiers essais se dérouleront selon le schéma de principe suivant :

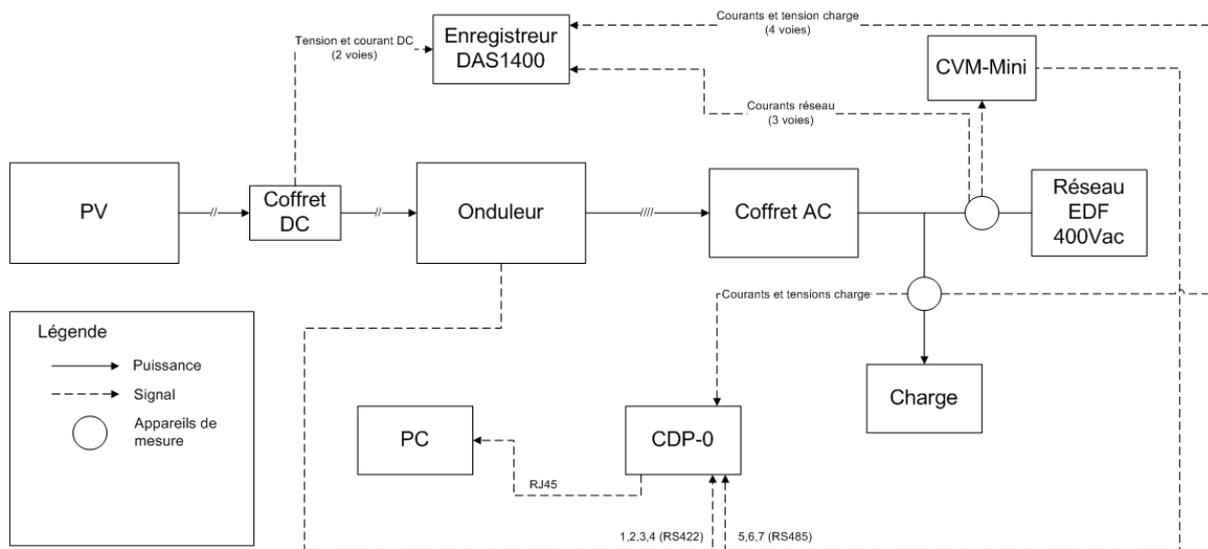


Figure 26 - Schéma de principe d'essai avec un onduleur

4.4.2. Configuration de l'onduleur et du CDP-0

Avant de mettre en marche le système il faut à chaque fois vérifier la configuration de l'onduleur et du CDP-0, car selon le nombre d'onduleurs qu'on utilise et le type d'essai que l'on veut faire, il faut les adapter. La configuration de l'onduleur se fait directement sur l'écran qu'il incorpore. D'une part il faut modifier le type de communication de l'onduleur avec le dispositif auquel il va être connecté. Pour le fonctionnement normal de l'installation, les onduleurs se trouvent en mode DATCOM, faisant référence au nom de la carte de communications qui sert à envoyer les données vers le Datalogger Web (boîtier qui récupère les données de tous les onduleurs et nous permet de les récupérer à la fois sur un PC). Lors des essais on doit choisir le mode de communications IFP (InterFace Protocol) même si on continue à utiliser les connexions RJ45 de la carte DATCOM de l'onduleur.

Une fois cela fait, il faut définir la vitesse de communication entre l'onduleur et le CDP-0, et finalement le numéro de dispositif de l'onduleur. Chaque appareil qui se trouve sur une boucle de communications, dans ce type d'installations, doit porter un numéro de dispositif différent pour

pouvoir être vu par le dispositif chargé de la gestion ou de l'enregistrement de données. Dans ce cas, comme on ne va utiliser qu'un onduleur celui-là portera le numéro 00.

Ces informations de configuration de l'onduleur sont réunies dans le tableau suivant, fourni par le fabricant :

Description	Value for communication with the CDP
Peripheral number	00
Communications protocol	IFP
Communication speed	9600

Figure 27 - Configuration de l'onduleur lors des essais

Pour ce qui concerne la configuration du CDP-0 il faut aussi tenir en compte le nombre d'onduleurs, la puissance nominale totale de ces onduleurs et le pourcentage de cette puissance que l'on permettra à l'installation d'injecter au réseau EDF. Le reste des paramètres de configuration devraient normalement rester fixes.

4.5. Essais avec charge équilibrée

Des premiers essais sont réalisés avec une charge purement résistive et équilibrée, connectée à la sortie de l'onduleur 1 (puissance nominale 8kW) qui rassemble les deux sheds de panneaux de la technologie Si-cristallin (Sun Power) avec une puissance crête de 7,9kW. On fait varier, selon le type d'essai, la puissance nominale de la charge et/ou le pourcentage de puissance à injecter permise.

Cela nous permet de savoir si le CDP-0 a besoin d'un minimum de charge pour faire travailler l'onduleur, le temps d'adaptation de l'onduleur lors de modifications des conditions et l'erreur, éventuelles, entre les limites imposées et les valeurs obtenues en pratique.

Une condition importante à tenir en compte quel que soit l'essai à réaliser est le fait que la production solaire totale des onduleurs à utiliser soit assez supérieure aux valeurs de puissance nominale de la charge, pour pouvoir tester toutes les situations nécessaires.

4.5.1. Vérification du minimum en puissance de la charge

Dans un premier temps on regarde si la régulation de l'onduleur se fait pour n'importe quelle valeur de puissance de charge ou s'il existe une limite minimale au-dessous de laquelle le CDP-0 ne répond pas correctement.

Pour cela, on fixe l'injection de puissance au réseau à 0% pour ne travailler qu'avec la production photovoltaïque et la charge. Ensuite en commençant avec la charge éteinte on ajoutera peu à peu de la puissance (par phase), en différentes étapes détaillées ci-dessous :

- Etape 1: Charge 0.0kW, allowed injection 0%
- Etape 2: Charge 0.2kW, allowed injection 0%
- Etape 3: Charge 0.8kW, allowed injection 0%
- Etape 4: Charge 1.0kW, allowed injection 0%
- Etape 5: Charge 1.2kW, allowed injection 0%

L'image suivante est composée des différentes captures d'écran de l'interface web du dispositif régulateur pour les différentes étapes de l'essai, auxquelles nous avons ajouté dessous dans un rectangle jaune le message ou valeur de puissance produite affichés sur l'écran de l'onduleur.

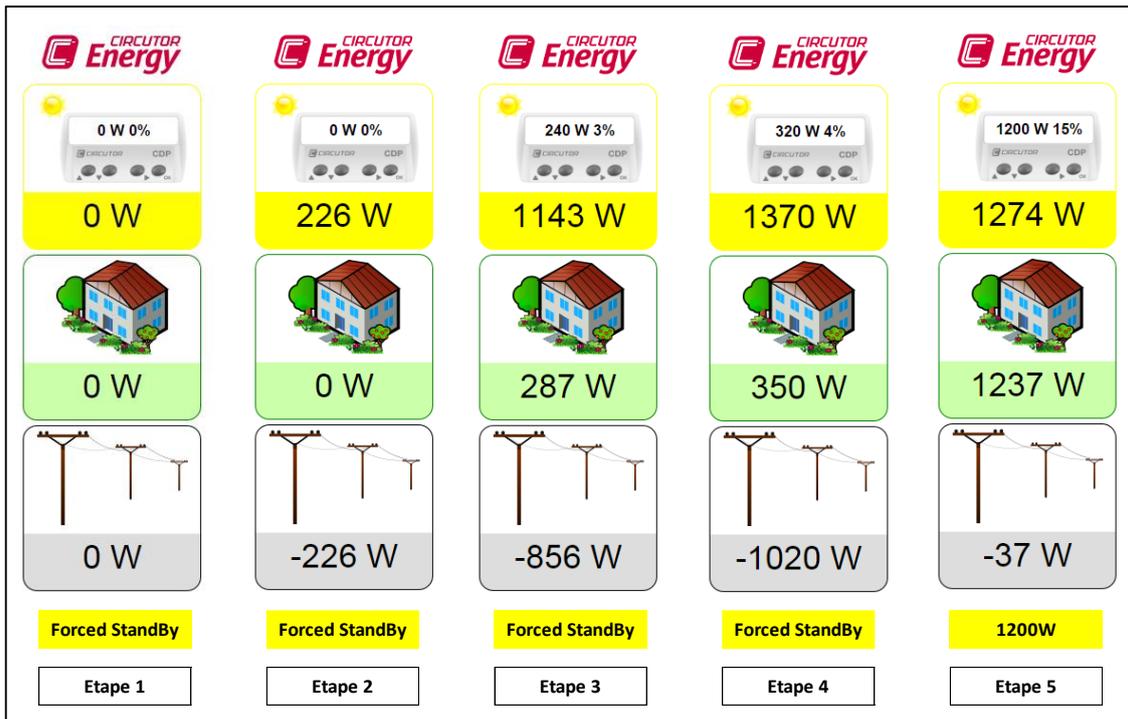
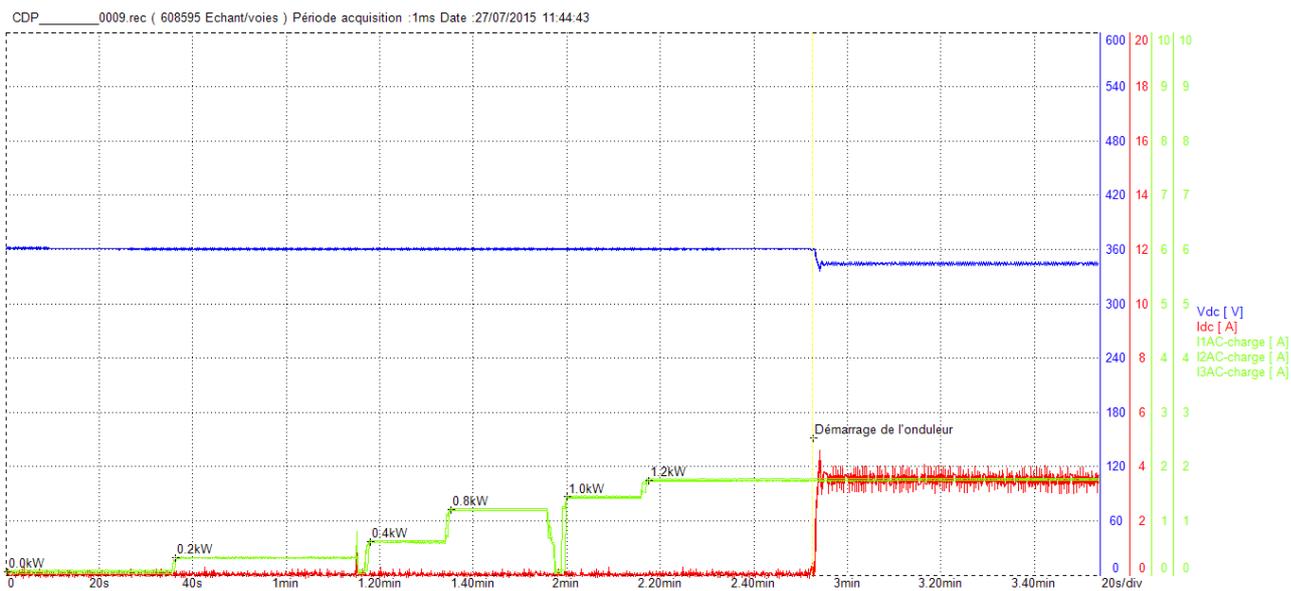


Figure 28 - Captures d'écran de l'interface web du CDP-0 : Essai 1

On remarque que de l'étape 2 à 4 les valeurs de puissance de la charge ne correspondent pas à celles des conditions qu'on avait imposées. En fait, la seule valeur correcte est celle de la puissance du réseau. Par le message affiché sur l'onduleur « Forced StandBy » on est informés que la production solaire n'arrive pas à sortir de l'onduleur, ce qui veut dire que le réseau est obligé de fournir toute la puissance requise par la charge. Ce n'est que lorsqu'on arrive à 1.2kW de charge que l'onduleur se synchronise avec le côté AC et commence à délivrer la puissance : on voit que la valeur de la charge est bien autour de 1200W et celle du réseau autour de 0W. Or, la valeur jaune du haut qui devrait nous renseigner à propos de la production des panneaux à la sortie de l'onduleur, même lors de l'étape 5, ne correspond jamais avec les valeurs de l'écran de l'onduleur. On ne basera donc aucune conclusion sur cette valeur dont on ne connaît toujours pas son origine.

L'image ci-dessous, qui correspond au graphique de l'évolution de la tension et courant du côté DC de l'onduleur, et des courants de la charge, nous montre bien que ce n'est qu'à 1.2kW que la tension DC diminue de sa valeur de circuit ouvert (pour les conditions climatiques du moment) et que le courant n'est plus nul. Même si on voit qu'il y a un délai depuis que la charge est fixée à 1.2kW et le démarrage de l'onduleur, ce dernier affiche le message « SyncAC » depuis le début, sachant que l'onduleur a un temps de démarrage d'à peu près 30 secondes.



Une première conclusion que l'on pourrait tirer serait que le CDP-0 ne peut pas travailler en dessous de ce seuil de 1.2kW de puissance nominale de charge. Or, le transformateur de courant qui est utilisé pour mesurer les courants des trois phases de la charge a un calibre nominal de 125A. Sachant que les courants traversant la charge, avant arriver aux 1.2kW de puissance par phase, sont toujours en dessous de 1.5A (voir su Figure 7), on pourrait penser que ce défaut de puissance minimale de démarrage est dû à un problème de mesure du transformateur. Il faudrait essayer de refaire cette même manipulation avec un transformateur de mesure de courant de calibre 63A pour voir si dans ce cas la réponse se fait avant, à des courants plus faibles.

D'une autre part, comme on avait prévu lors de la présentation de la MPPT, grâce à ce premier essai on peut déjà déterminer le type de contrôle que l'onduleur met en place. Avant le démarrage on voit que c'est le courant qui est nul et, une fois le démarrage effectué, c'est lui qui subit la plus grande variation. Cela nous indique que le contrôle de l'onduleur pour réaliser la recherche du point de fonctionnement est un contrôle en courant.

On a mis à profit ce premier essai, pour connaître le temps pris pour trouver le point de fonctionnement optimal. Le graphique suivant (Fig.30) représente le moment du démarrage de l'onduleur avec la charge de 1200W. Comme c'est le courant qui subit les plus grandes variations, c'est sur lui qu'on va observer le moment où il arrive à se stabiliser, c'est-à-dire à atteindre le point de fonctionnement. En regardant sur le fichier Excel extrait de ce graphique, on sait que le point de fonctionnement correspond, à peu près, à une tension de 344V et 3.5A, sachant cela on peut facilement trouver le moment où il est atteint.

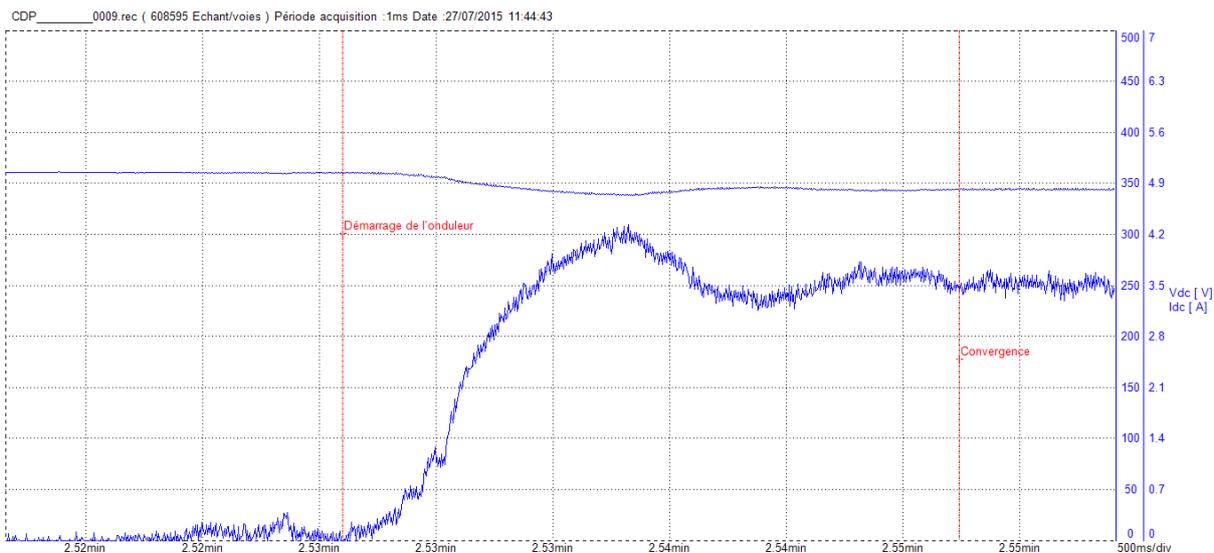


Figure 30 - Tension et courant du côté DC lors du démarrage de l'onduleur

Les moments du démarrage et de convergence ont été repérés sur le graphique et nous donnent approximativement un intervalle de 3 secondes. En comparant cela avec la valeur obtenue sur le modèle informatique, on constate que ce dernier maintient une certaine cohérence avec le fonctionnement réel du dispositif.

4.5.2. Vérification de la non injection de puissance au réseau

On veut observer si la possibilité de l'autoconsommation est respectée à tout moment. Pour cela il faut, sur le site web du CDP-0, ajuster l'option « Allowed injection » à 0%. Ensuite, on a encore divisé l'essai en plusieurs étapes correspondant à différentes valeurs de la charge, mais cette fois on commence par la valeur minimale trouvée auparavant. Les étapes seront les suivantes :

- Etape 1: Charge 1.2kW, allowed injection 0%
- Etape 2: Charge 1.8W, allowed injection 0%
- Etape 3: Charge 1.4W, allowed injection 0%
- Etape 4: Charge 3.6W, allowed injection 0%
- Etape 5: Charge 1.4W, allowed injection 0%
- Etape 6: Charge 0.0W, allowed injection 0%

L'image suivante (Fig.31) correspond aux captures d'écran prises sur le site web du CDP-0 pour chaque étape de l'essai. On rappelle que les valeurs en vert correspondent à la puissance consommée par la charge et celle en gris, la puissance du réseau. On voit que cette fois les valeurs de charge correspondent bien à celle fixée pour chaque étape de l'essai.

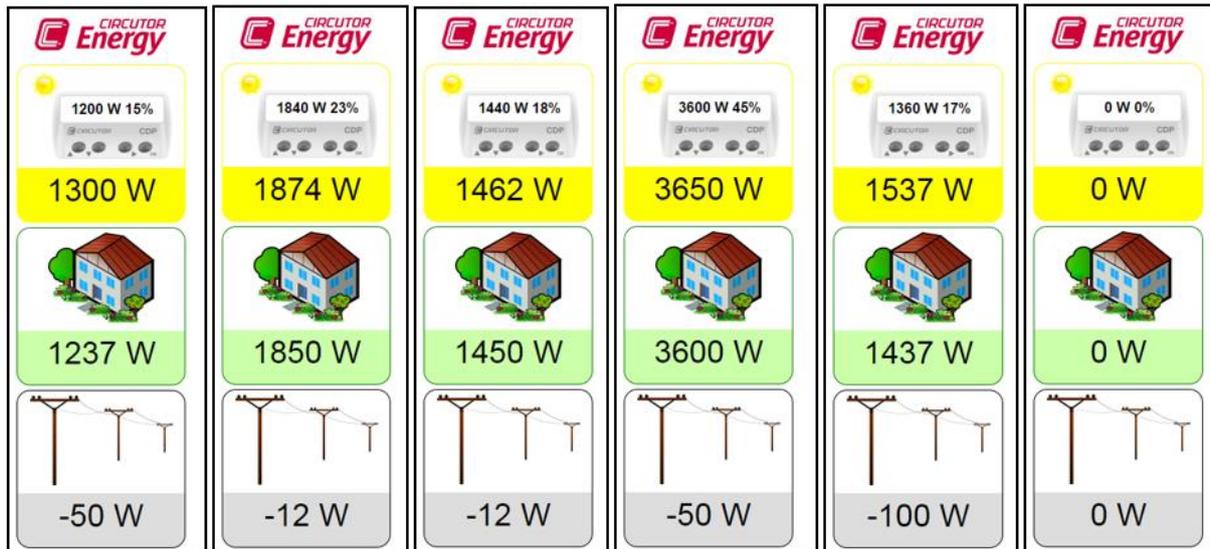


Figure 31 - Captures d'écran de l'interface web du CDP-0: Essai 2

Selon la convention de signes que l'on avait sur le premier essai, une puissance négative du réseau indique que celui-ci nous fournit de la puissance. On voit donc que, d'après les conditions choisies, le dispositif est capable d'adapter la production à la consommation. On va quand même le vérifier en calculant la puissance par phases grâce aux courants de la charge mesurés par les capteurs, à travers l'équation suivante : $P_{tot} = V * (I_1 + I_2 + I_3)$ avec $V=233V$

Etape	Courant phase 1 (A)	Courant phase 2 (A)	Courant phase 3 (A)	Puissance totale (W)
1	1.75	1.73	1.77	1223.25
2	2.62	2.60	2.67	1838.37
3	2.01	2.03	2.09	1428.29
4	5.03	4.99	5.14	3532.28
5	2.04	2.03	2.10	1437.61

Figure 32 - Calcul de la puissance totale de la charge

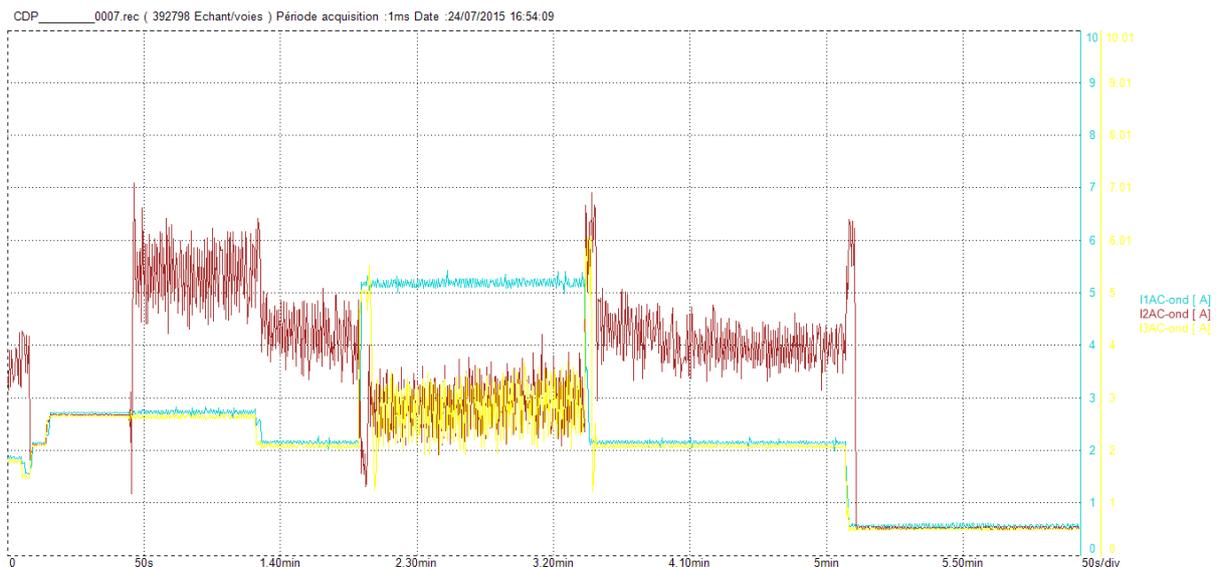
Déjà à première vue on constate que les résultats sont assez proches mais on va quand même calculer les erreurs (la puissance CDP correspond à celle qui est affichée sur son interface web et la puissance capteurs celle qui est calculée ci-dessus) :

Etapes	1	2	3	4	5
Puissance CDP (W)	1237	1850	1450	3600	1437
Puissance capteurs (W)	1223.25	1838.37	1428.29	3532.28	1437.61
Erreur (%)	1.11	0.63	1.50	1.88	0.04

Figure 33 - Calcul des erreurs entre puissance théorique et pratique

Effectivement les erreurs sont complètement acceptables.

Nous allons voir maintenant, grâce aux courbes des capteurs de courant, comment il arrive à annuler la puissance qui est rejetée au réseau. Il faut remarquer que les onduleurs triphasés installés, travaillent avec les trois phases individuellement (comme en triple monophasé).



Chaque courbe représente les valeurs que prennent les courants traversant la partie du réseau pour les différentes étapes de l'essai. On peut déjà voir que la puissance injectée au réseau n'est pas nulle car les courants le soient. On observe aussi que la plupart du temps les courants 1 (bleu) et 3 (jaune) sont à peu près constants dans chaque intervalle, ce qui n'est pas le cas du courant 2 (rouge) qui subit de fortes variations. On sait que la production solaire dépend de différents facteurs qui la rendent très instable, de ce fait et sachant que le CDP-0 peut traiter les trois phases séparément grâce à l'architecture de cet onduleur, on peut penser que le dispositif va essayer de maintenir autant de courants de phase constant qu'il peut, mais dans le cas contraire il les utilisera indépendamment pour compenser la variabilité de la production des panneaux.

Finalement, on voudrait vérifier que la puissance injectée au réseau est vraiment nulle, mais lors des essais les valeurs enregistrées des courants par phase étaient les efficaces, par choix personnel. Pour pouvoir le calculer on aurait besoin des valeurs instantanées des courants, ce qui pourra être fait lors d'essais postérieurs. Par contre, on fait confiance en la valeur donnée par l'interface web du CDP-0 (valeur de puissance grise) qui vient de l'analyseur de réseau CVM-Mini, pour démontrer qu'il n'y a pas de puissance délivrée au réseau.

4.5.3. Vérification de la flexibilité d'injection de puissance au réseau

Le dernier essai avec charge équilibrée doit vérifier qu'on peut bien choisir de ne pas injecter de la puissance au réseau ou injecter le surplus, mais aussi de fixer une valeur à injecter qui peut ne pas se respecter si la production n'est pas assez élevée mais ne va jamais être supérieure à cette limite. Pour illustrer cette fonction on observe les résultats obtenus du site web du CDP-0 comme pour les autres essais, sachant que les étapes suivies auront les caractéristiques suivantes :

Etape 1: Allowed injection 100%

Etape 2: Allowed injection 0%

Etape 3: Allowed injection 0% (cable Ethernet déconnecté)

Etape 4: Allowed injection 25% (la production n'était pas assez élevée pour arriver au 25%)

Etape 5: Allowed injection 5% (correspond à 400W sur le max)

La charge reste constante tout au long de l'essai à 1400W de puissance nominale.

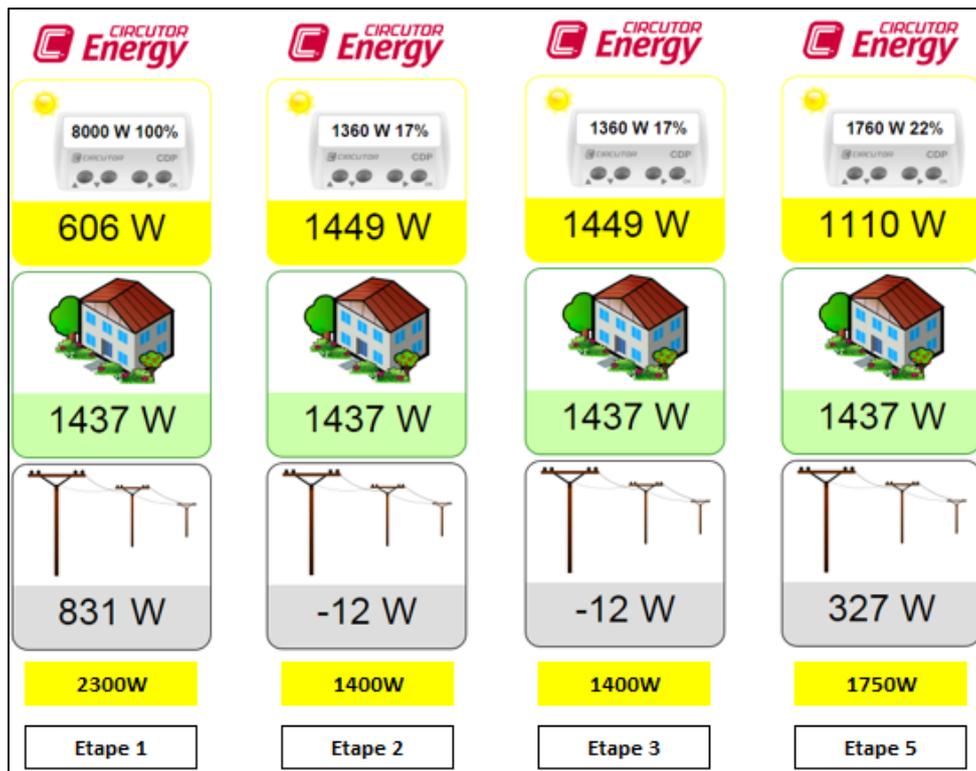


Figure 35 - Captures d'écran de l'interface web du CDP-0: Essai 3

L'étape 4 n'apparaît pas sur les captures d'écran car, n'ayant pas la suffisante production pour atteindre les limites imposées, les panneaux ne fournissaient que la puissance requise par la charge et ne supposait pas un retour utile d'informations. On va voir cela sur les graphiques donnés par les capteurs de courant du réseau. On n'inclura pas les graphiques des courants de la charge car, restant constante, il n'y a pas de variations au niveau des courants et restent fixes tout au long de l'essai.

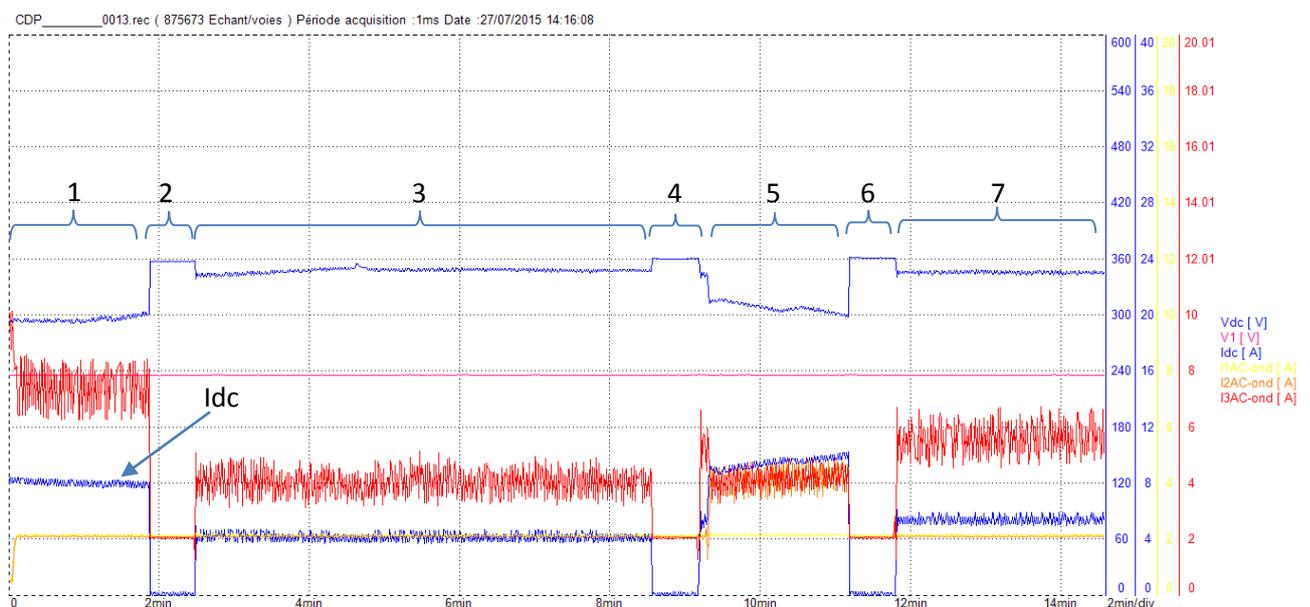


Figure 36 - Graphique des grandeurs côté DC et onduleur

Le graphique a été divisé en plusieurs sections pour pouvoir expliquer plus facilement le comportement de l'onduleur face aux commandes du CDP-0.

Les sections 2, 4 et 6 correspondent aux modifications des consignes de limitation d'injection de puissance au réseau (Allowed Injection) sur le site web du dispositif. On voit que le courant continu s'annule (courbe de courant Idc sur le graphique), ce qui indique que le côté DC de l'onduleur a été désactivé. C'est-à-dire qu'à chaque fois qu'on modifie la configuration du CDP-0 pendant le fonctionnement de l'installation celui-ci a besoin de redémarrer les onduleurs pour charger les nouveaux paramètres, cela prend environ 30 secondes.

La section 1 concorde avec l'étape 1 de l'essai. Sachant qu'on n'a pas mis de limite à l'injection vers le réseau, la production solaire devrait être à peu près égale à la somme de la consommation de la charge plus la puissance sur le réseau : $1437W+831W=2268W$ selon les captures d'écran, ce qui correspond avec la valeur prise sur l'écran de l'onduleur : $2300W$ et sur les graphiques pour les courbes bleues (tension et courant DC) : $290V*8A=2320W$ (des erreurs de quelques dizaines de Watts peuvent être acceptées à cause de la variabilité de la production déjà commentée auparavant).

La section 3 représente les étapes 2 et 3, où l'on a annulé le versage de puissance vers EDF. Comme on avait dit, le contrôle de l'onduleur sur le point de fonctionnement se fait à travers le courant, de ce fait pour diminuer la puissance de sortie il devrait diminuer le courant et augmenter la tension. En comparant les valeurs du courant Idc pour les sections 1 et 3 on voit comment le courant passe d'environ 8A à 4A. De plus si on regarde l'interface web du CDP-0 on voit que la puissance du réseau s'est pratiquement annulée et la puissance vers la charge correspond bien avec celle de l'écran de l'onduleur.

La section 5 reflète le comportement des grandeurs lors de l'étape 4 de l'essai. C'est là qu'on a essayé de mettre une limite à l'injection autre que zéro. Mais on s'est retrouvé avec une production qui n'était pas assez importante pour remplir les besoins de la charge et donner comme surplus le 25% de puissance (par rapport aux 8000W nominaux de l'onduleur) qu'on avait fixé. C'est-à-dire que le comportement qu'on voit sur le graphique et le même que si l'injection au réseau n'avait pas de limite.

C'est alors qu'on a décidé de fixer le pourcentage à 5% de la puissance nominale (section 7), sachant que la production des panneaux pendant la section 5 était à peu près la même que pour la section 1 (2300W). L'onduleur devrait donc procurer la puissance de la charge (1400W) plus le 5% permis (400W). Sur l'écran de l'onduleur on voit affiché 1750W et en faisant le calcul à partir de courbes du graphique on obtient : $350V*5A=1750W$.

On a testé les situations suivantes en rapport avec la limitation d'injection de puissance vers le réseau externe :

- Puissance produite supérieure au besoin de la charge avec injection totale du surplus au réseau (Section 1).
- Puissance produite supérieure au besoin de la charge sans injection du surplus (Section 3).
- Puissance produite supérieure au besoin de la charge avec un surplus inférieur à la limite imposée (Section 5).
- Puissance produite supérieure au besoin de la charge avec un surplus supérieur à la limite imposée (Section 7).

Le CDP-0 a bien été capable de gérer correctement le point de fonctionnement en commandant l'onduleur pour les quatre situations.

4.6. Essai avec charge déséquilibrée

Sachant que le CDP-0 est capable de s'adapter aux différentes situations proposées en utilisant une charge équilibrée, on va maintenant le tester dans un milieu qui correspond plus à la réalité d'un réseau d'un bâtiment, avec une charge déséquilibrée.

Cet essai va être réalisé avec la même charge purement résistive, connectée à la sortie de l'onduleur 1 (puissance nominale 8kW) qui rassemble les deux sheds de panneaux de la technologie Si-cristallin (Sun Power) avec une puissance crête de 7,9kW.

On va juste se centrer sur le côté charge, c'est-à-dire qu'on va interdire l'injection de puissance au réseau sur les paramètres du dispositif. Les différentes étapes de l'essai seront les suivantes :

Etape 0: équilibré à 1400W

Etape 1: déséquilibre de la deuxième phase à 2400W le reste à 1400W

Etape 2: déséquilibre de la deuxième phase à 3400W le reste à 1400W

Etape 3: équilibré à 1400W

Etape 4: déséquilibre de la première phase à 3400W le reste à 1400W

Etape 5: équilibré à 1400W

Etape 6: déséquilibre de la troisième phase à 3400W le reste à 1400W

Etape 7: équilibré à 1400W

Etape 8: déséquilibre d'une phase à 0W le reste à 1400W

Etape 9: équilibré à 3600W

Etape 10: déséquilibre d'une phase à 0W le reste à 3400W

Etape 11: équilibré à 3400W

Etape 12: Sans charge

De cette façon on s'assurera que le CDP-0 est capable de manipuler les trois phases séparément du côté réseau (déjà vérifié auparavant) et du côté de la charge. Le fait d'attribuer une puissance à une phase de la charge, ne veut pas dire que sur cette phase il va y avoir un besoin égal à cette puissance. Ça veut dire que dans le cas où on choisit de fixer les trois phases à cette valeur, la puissance totale, c'est-à-dire la somme des puissances des trois phases, va correspondre à ce choix. Dans cet essai, vu que la charge ne va pas être équilibrée, la puissance totale des trois phases se donne par la moyenne arithmétique des puissances simples. Par exemple, pour l'étape 2 on a une phase à 2400W et deux phases à 1400W, la puissance totale moyenne requise par la charge sera : $\frac{2400+2*1400}{3} = 1733.33W$

Du fait du grand nombre d'étapes on va analyser le graphique des données obtenu en deux parties pour pouvoir observer correctement les niveaux de courant. Quelques sections du graphique ont été complétées avec la valeur des courants extraites du fichier Excel issu de ce même graphique, mais qui dû à sa longueur (période d'acquisition 1ms) ne va pas être présenté.

On voit que les puissances ne correspondent pas exactement entre elles, mais d'une part il peut avoir des petites erreurs au niveau des capteurs de courant et d'autre part il y a toujours quelques dizaines de Watts demandés au réseau, qui arrivent à compenser cette différence (voir capture d'écran de l'étape 9 et 10 ci-dessous).

En considérant ces valeurs correctes, les erreurs entre la puissance théorique et celle obtenue en pratique, sont respectivement pour les 4 étapes: 1.94%, 7.63%, 7.96%, 7.75%, ce qui apparaît tout à fait acceptable pour nos besoins.

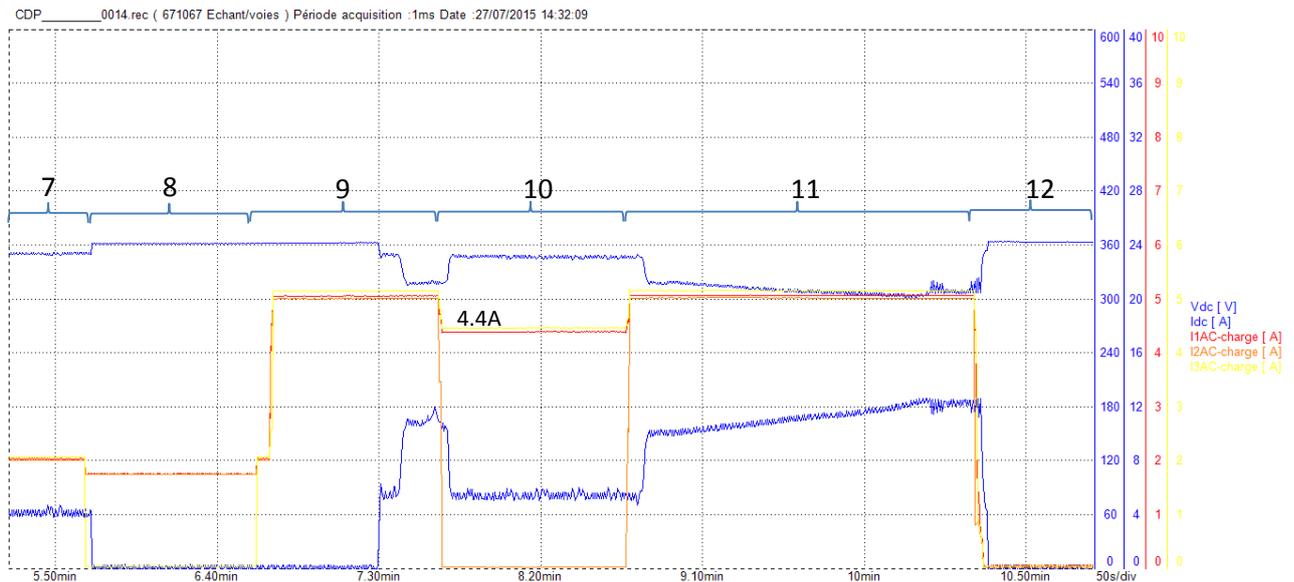


Figure 40 - Graphique des grandeurs DC et côté charge (partie 2)

Les deux étapes qui nous intéressent sur la deuxième partie du graphique sont les étapes 8 et 10 où on essayait de voir la réponse lorsqu'on annulait la puissance requise par une des phases. Ce qu'on ne voit pas sur le graphique mais observé lors des essais, est que pour l'étape 8 l'onduleur passait en mode « StandBy », c'est-à-dire qu'il cessait de fonctionner, alors que pour l'étape 10 il marchait correctement.

On avait vu auparavant, lors des premiers essais avec la charge équilibrée, que le dispositif avait besoin de travailler avec une puissance totale de charge supérieure à 1200W. On voit alors la raison pour laquelle l'onduleur arrête de fonctionner lors de l'étape 8 de l'essai, car étant une phase annulée, même si les deux autres sont à 1400W la puissance totale donnée est inférieure à la limite. Par contre, sur les graphiques on voit quand même un courant dans la charge car, automatiquement lorsque l'onduleur ne fournit pas la puissance, c'est le réseau qui se charge de cela. C'est pour cela qu'on doit toujours analyser à la fois le côté DC de l'onduleur, car c'est là où on observe (pour l'étape 8) que le courant (courbe bleue) s'annule, et ce n'est que 30 secondes après le passage à l'étape 9 qu'il commence à croître, indiquant de cette façon que l'onduleur a redémarré.

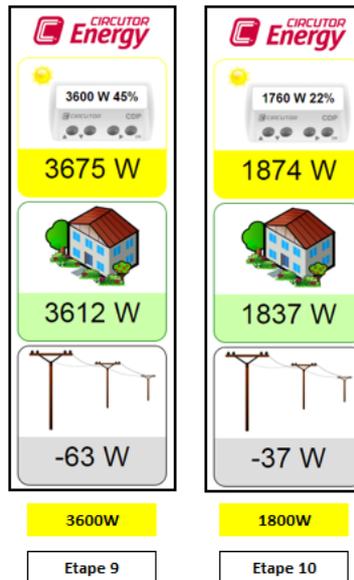


Figure 41 - Captures d'écran de l'interface web du CDP-0

Cette fois, on va utiliser une autre méthode pour le calcul de la puissance de la charge. En mesurant la résistance par phase de la charge, et sachant que la tension est constante, on peut calculer le courant théorique qui devrait passer sur les phases qui ne sont pas déséquilibrées et le comparer ensuite au courant mesuré par les capteurs.

La résistance obtenue par mesure des phases à 3400W est 45.8Ω pour la phase 1 et 45.9Ω pour la phase 3. Par la loi d'Ohm $I=V/R$ on obtient respectivement les courants 5.02A et 5.01A pour les deux phases.

Pour l'étape 10 on récupère les courants des phases à puissance non nulle du fichier Excel du graphique :

Etape	Courant phase 1 (A)	Courant phase 2 (A)	Courant phase 3 (A)
10	4.4	0	4.4

Figure 42 – Courants de phase côté charge

On observe déjà que les erreurs vont être plus élevées dans ce cas. On obtient respectivement pour les phases 1 et 3 : 12.35% et 12.18%. Normalement la limite maximale d'acceptabilité de l'erreur entre les résultats pratiques et les valeurs théoriques est à 10%. On prévoit de réaliser de nouveau cet essai pour assurer que l'erreur ne provient pas d'une mauvaise mise en place de l'appareillage ou des capteurs de notre part. Si l'erreur persisterait on pourrait assumer que le CDP-0 n'arrive pas à gérer une charge triphasée déséquilibrée, ayant une phase annulée, avec la même précision qu'une charge équilibrée.

Conclusion générale

Ce projet tenait pour objectif de réaliser une première approche au principe de l'autoconsommation et ses outils. D'une part, à travers un dispositif physique qui nous a aidés à comprendre comment l'autoconsommation se fait sur l'installation de LAPLACE. D'une autre part, il y a le modèle sous Matlab Simulink qui, étant basé sur le comportement du CDP-0, doit pouvoir être intégré dans les futures modèles de l'installation complète.

D'après les essais menés sur l'installation du site ENSEEIHT avec le dispositif chargé de gérer l'autoconsommation, nous sommes arrivés à plusieurs conclusions. Dans un premier temps, ça nous a permis de connaître le type de contrôle à travers lequel les onduleurs adaptent le point de fonctionnement des panneaux et permet d'atteindre le point de puissance maximale. Nous avons déterminé aussi les limites que le dispositif impose, avec les conditions de nos essais, qui vont servir à mettre au point un modèle plus précis qui inclura les limites réelles du CDP-0. Sachant que pour arriver à cela, des essais futurs sont prévus, déjà en dehors du projet, pour comprendre ces limites trouvées et essayer de les réduire lorsque ça sera possible (cas du minimum de puissance de la charge).

Le modèle, lui aussi reste en phase de développement, même s'il a déjà été testé et répond correctement, car l'objectif du groupe de recherche est d'avoir un modèle de l'installation complète. Or, le type de contrôle qu'il intègre a été fait pour un convertisseur Buck et ne correspond pas exactement à celui d'un onduleur, qui reste un modèle plus compliqué à gérer.

Finalement, l'installation du dispositif dans le site de production photovoltaïque de l'INP reste à pourvoir. En attente de la réalisation de certains essais sur le site ENSEEIHT, le CDP-0 sera ensuite intégré dans le site INP pour son fonctionnement en continu.

Conclusion personnelle

En dehors de tous les aspects techniques de ce projet, le fait d'avoir travaillé dans le domaine des énergies renouvelables a renforcé ma passion dans celui-ci. La conscience que j'ai à propos de la nécessité de mener des recherches pour faire des avances techniques, m'ont donné la motivation autant pour réaliser ce projet comme pour essayer de continuer à travailler sur ce domaine.

Mais il ne faut pas non plus laisser de côté ces aspects techniques. C'est grâce à ce projet que j'ai pu renforcer mes connaissances sur le logiciel Matlab Simulink, en plus d'autres logiciels plus spécifiques des composants de l'installation. J'ai eu aussi l'opportunité de bien comprendre le comportement des panneaux photovoltaïques, selon les différentes technologies, en plus du reste des dispositifs constituant l'installation (onduleur, analyseur de réseau, datalogger). On est arrivé même à identifier tout le câblage de l'installation et à devoir le modifier (partie communication) pour son correct fonctionnement. Ce que je veux dire avec ça, c'est que ce projet m'a apporté des compétences assez larges, dans un domaine qui m'intéresse et dont je veux apprendre plus.

Annexes

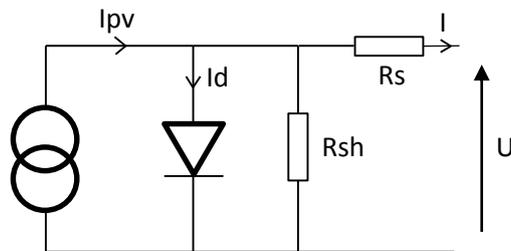
ANNEXE 0 : BIBLIOGRAPHIE

(1) ASTIER S., (2014). Caractéristiques des générateurs photovoltaïques installés au LAPLACE sur les sites INP-ENSEEIH et INP-Labège.

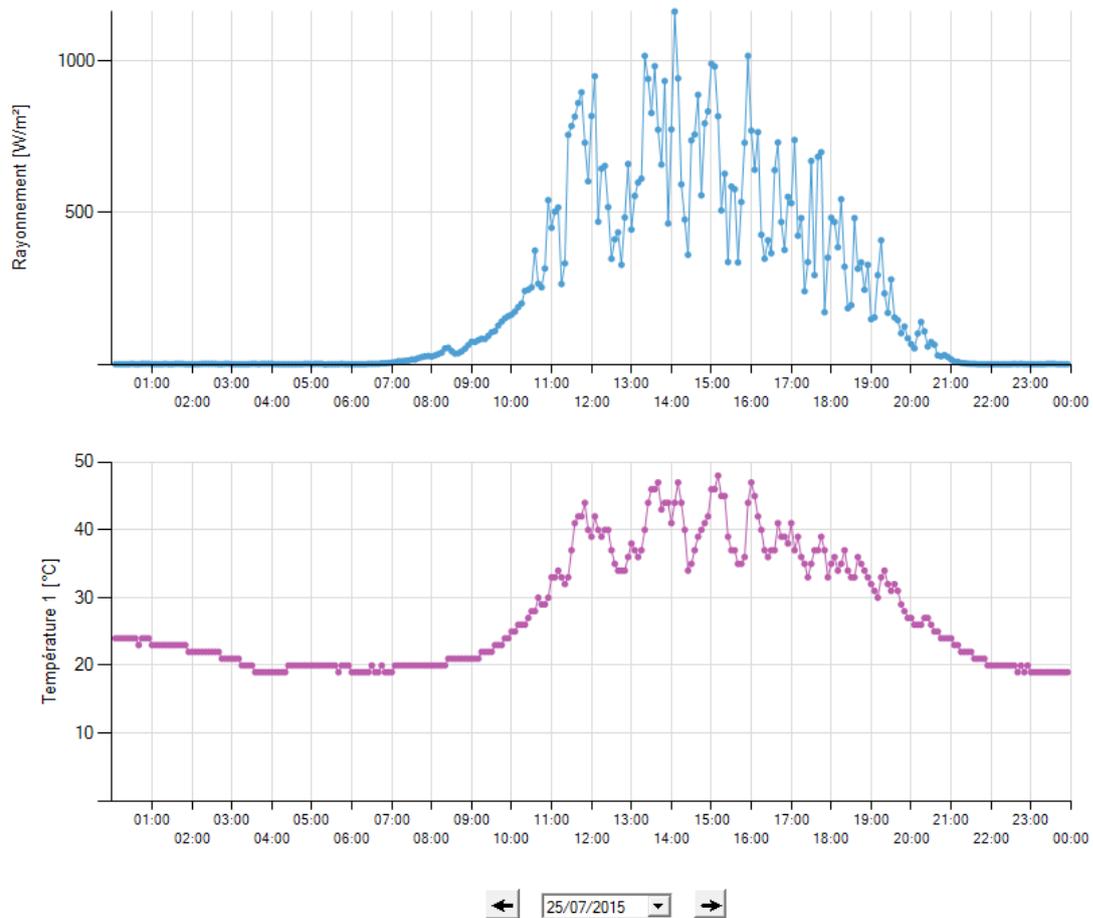
(2) NGOC BAC Nguyen, (2014). Master Thesis. Modeling and Simulation of Photovoltaic Generator.

MARTIN MIRAMON C., (2015). Projet de Fin d'Etudes. Caractérisation des générateurs photovoltaïques du LAPLACE.

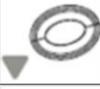
ANNEXE 1 : MODELE UNE DIODE DE PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE



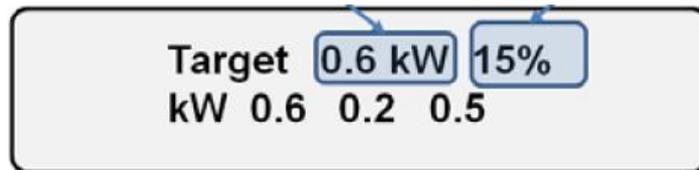
ANNEXE 2 : VARIABILITE DE LA TEMPERATURE ET DU RAYONNEMENT



ANNEXE 3 : CONFIGURATION INITIALE DU CDP-0

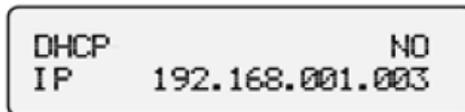
Format	Description	Fonctionnalité	Nom de référence
	<i>Déplacement ascendant</i>	Permet de reculer sur l'affichage des écrans d'équipement	<i>HAUT</i>
	<i>Déplacement descendant</i>	Permet d'avancer sur l'affichage des écrans d'équipement	<i>BAS</i>
	<i>Déplacement latéral droit</i>	Permet d'avancer sur la liste des options des menus	<i>DROITE</i>
	<i>Touche de validation OK</i>	Permet la validation de l'entrée des paramètres	<i>OK</i>

Description des touches de la face avant

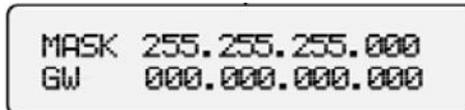


Display principal du dispositif

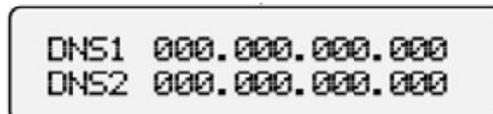
- Configurer IP :
 - DROITE → BAS → DROITE → DROITE :



- DROITE (modification DHCP) → DROITE (maintenir DHCP NO et passer à la modification de la IP) → HAUT/BAS pour modifier les chiffres et DROITE pour passer au suivant (arriver avec DROITE jusqu'à la fin pour sauvegarder).
- Configurer NetMask (MASK) et GateWay (GW)



- BAS → DROITE (HAUT/BAS pour modifier les chiffres et DROITE pour passer au suivant (arriver avec DROITE jusqu'à la fin pour sauvegarder et passer à GW)
 - HAUT/BAS pour modifier les chiffres et DROITE pour passer au suivant (arriver avec DROITE jusqu'à la fin pour sauvegarder)
- Configurer DNS1



- BAS → DROITE (HAUT/BAS pour modifier les chiffres et DROITE pour passer au suivant (arriver avec DROITE jusqu'à la fin pour sauvegarder)

Configuration selon l'installation :

IP : 147.127.021.003

MASK : 255.255.240.000

GW : 147.127.017.201

DNS1 : 147.127.016.016

CDP Setup

S/N 7961504030
MAC 00:26:45:00:5B:77
Version 2.03 [Upgrade](#)

[Show system status](#)

Power control & Data logger

Inverter:

Inverter type ▼
Inverter power W
Number of inverters

Control:

Phase ▼
Allow compensation
Enable remote control
Injection margin %
Allowed injection %

Reverse current relay:

Enable reverse current relay
Stop time Seconds
Reconnection Time Seconds
Max disconnections
Disconnect. timeout Seconds

Data logger:

Time between registers ▼

Analyzers setup

Load analyzer

Enable external analyzer

Primary current A

Device number

Grid analyzer

Primary current A

Device number

PV analyzer

Enable external analyzer

Primary current A

Device number

Communications:

Baudrate ▼

Network & Security Setup

Network

Host name

DHCP On Off

Address

Netmask

Gateway

Primary DNS server

Secondary DNS server

Security

Password On Off

New password

Repeat password

Getting started - up to 100 Fronius IG Plus and Fronius CL inverters via an RS 422 interface

General

The following steps must be carried out in order to be able to use the interface protocol:

1. Only for Fronius IG Plus: check the control board software version number for each inverter

Important: For this system version, the interface protocol can only be used with control board software version 4.22.00 and higher (USA - 4.15.00).

2. Assign a separate inverter number to each inverter
3. Activate the interface protocol for each inverter
4. Connect inverters using a patch cable
5. Connect the photovoltaic system to a 3rd party device (PC, converter, etc.) using the patch cable
6. Insert the terminating plug into the last free 'IN' socket
7. Set the baud rate

Checking the control board version number



1. Switch to the menu level (press the 'Menu' key)
2. Select the 'Setup' (1) mode using the 'Left' or 'Right' keys



3. Press the 'Enter' key
- 'Standby' is displayed

4. Select the 'VERSION' menu item
5. Press the 'Enter' key

- 'MAINCTRL' is shown

6. Press the 'Enter' key

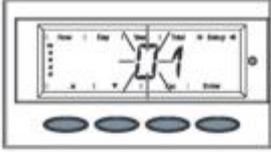
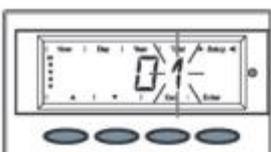
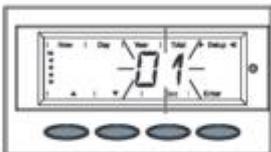
Checking the control board version number (continued)



- The version number of the IG Brain unit is shown

Setting the inverter number



1. Switch to the menu level (press the 'Menu' key)
2. Select the 'Setup' mode (1) using the 'Left' or 'Right' keys
◀ ▶
3. Press the 'Enter' key
- "Stand_{by}" is displayed

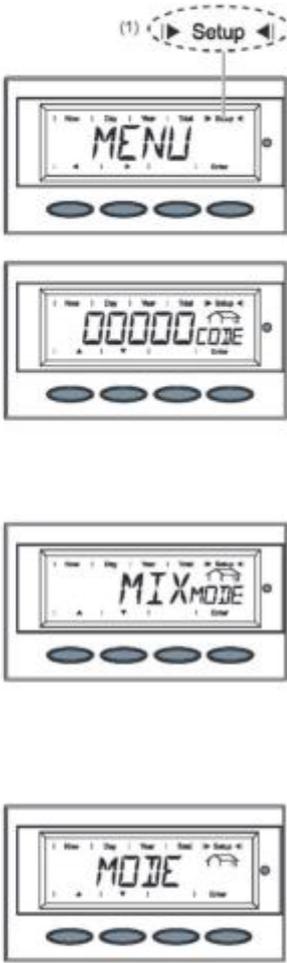
4. Select the 'IG-NR' menu item using the 'Up' and 'Down' keys
5. Press the 'Enter' key
▲ ▼

- The inverter number is shown; the first digit flashes
6. Use the 'Up' and 'Down' keys to select a value for the first digit
▲ ▼
7. Press the 'Enter' key

- The second digit flashes
8. Use the 'Up' and 'Down' keys to select a value for the second digit
▲ ▼
9. Press the 'Enter' key

- The set inverter number flashes
10. Press the 'Enter' key
- The number is accepted
11. Press the 'Esc' key to exit the 'IG-Nr' menu item

Selecting the interface protocol



1. Switch to the menu level (press the 'Menu' key)
2. Select the 'Setup' (1) mode using the 'Left' or 'Right' keys
 - ◀ ▶
3. Press the 'Enter' key
 - 'Standby' is displayed
4. Immediately press the 'Menu' key five times
 - '00000_{CODE}' is displayed
5. Use the 'Up' and 'Down' keys to change the flashing number
 - ▲ ▼
6. Confirm the number using the 'Enter' key
7. Enter code 22742
8. After entering all numbers, press the 'Enter' key
 - Display flashes
9. Press the 'Enter' key again
 - 'MIX_{MODE}' is displayed

Important: 'DC_{MODE}' is displayed for inverters with only one power module.

10. Use the 'Up' and 'Down' keys to select 'COMM'
 - ▲ ▼
11. Confirm using the 'Enter' key
 - 'MODE' is displayed
12. Confirm using the 'Enter' key

Selecting the interface protocol (continued)

- 'IFP' is displayed
- 13. Use the 'Up' and 'Down' keys to select 'IFP' or 'Dat_{com}'
- ▲ ▼
- 14. Confirm using the 'Enter' key
 - The protocol type has been changed
 - 'MODE' is displayed

Setting the inverter baud rate

1. Switch to the menu level (press the 'Menu' key)
2. Select the 'Setup' (1) mode using the 'Left' or 'Right' keys
- ◀ ▶
3. Press the 'Enter' key
 - 'Stand_{code}' is displayed
4. Immediately press the 'Menu' key five times
 - '00000_{code}' is displayed
5. Use the 'Up' and 'Down' keys to change the flashing number
6. Confirm the number using the 'Enter' key
7. Enter code 22742
8. After entering all numbers, press the 'Enter' key
 - Display flashes
9. Press the 'Enter' key again
 - 'MX_{mode}' is displayed

Important: 'DC_{mode}' is displayed for inverters with only one power module.

10. Use the 'Up' and 'Down' keys to select 'COMM'
11. Confirm using the 'Enter' key
 - 'MODE' is displayed
12. Use the 'Up' and 'Down' keys to select 'IFP'
13. Confirm using the 'Enter' key

Setting the inverter baud rate (continued)



- 'Baud' is displayed

- 14. Use the 'Up' and 'Down' keys to select 'BAUD'
- 15. Confirm using the 'Enter' (5) key



- A value from 2400 to 19200 is displayed

- 16. Use the 'Up' and 'Down' keys to select a value for the baud rate
- 17. Confirm using the 'Enter' key
- 18. Exit the menu using the 'Esc' key

After you exit the menu structure, the inverter will run a startup test. 'Start_{up}' will be displayed during this time.