



**HAL**  
open science

# Le pilotage de la demande : un levier important pour la gestion des systèmes de production renouvelable à haute variabilité et pour l'optimisation de leur dimensionnement

H Ben Ahmed, B. Multon, Y Thiaux, O Gergaud, P Haessig, T Kovaltchouk,  
Roman Le Goff Latimier

## ► To cite this version:

H Ben Ahmed, B. Multon, Y Thiaux, O Gergaud, P Haessig, et al.. Le pilotage de la demande : un levier important pour la gestion des systèmes de production renouvelable à haute variabilité et pour l'optimisation de leur dimensionnement. La Revue 3E.I, 2015. hal-01653413

**HAL Id: hal-01653413**

**<https://hal.science/hal-01653413>**

Submitted on 1 Dec 2017

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# Le pilotage de la demande : un levier important pour la gestion des systèmes de production renouvelable à haute variabilité et pour l'optimisation de leur dimensionnement

H. BEN AHMED, B. MULTON, Y. THIAUX, O. GERGAUD, P. HAESSIG, T. KOVALTCHOUK, R. LE GOFF-LATIMIER

\*Laboratoire SATIE, ENS Rennes, Campus Ker Lann, 35170 Bruz

**Résumé :** L'immense potentiel des ressources renouvelables variables (soleil et vent) pour satisfaire la demande mondiale d'électricité soulève de nouvelles questions pour obtenir une bonne qualité d'approvisionnement malgré cette variabilité. Nous abordons dans cet article une facette de ce vaste problème à travers l'optimisation du dimensionnement sur cycle de vie et de la gestion d'énergie de systèmes photovoltaïques avec stockage autonomes ou en micro-réseau avec groupe électrogène. Nous montrons, sur la base de la consommation en énergie primaire sur cycle de vie, la capacité des systèmes photovoltaïques à faire bien mieux que le réseau actuel mais également l'importance de piloter autant que possible les profils de consommation, en agissant sur les charges flexibles pour réduire les besoins de stockage et les coûts de fonctionnement.

## 1. Introduction

Les énergies renouvelables constituent une réponse pertinente au défi énergétique actuel [1]. Ressources par essence inépuisables à l'échelle des temps humains, leur récupération et leur conversion en énergie électrique représente, sur cycle de vie et la plupart du temps (avec les solutions actuelles connues), un impact sur l'environnement plus faible que ceux associés aux solutions fossiles et fissiles. De plus, la multiplicité des moyens de récupération couplée à une équitable répartition géographique de la ressource permet d'envisager ces modes de production sur l'ensemble des zones habitées du globe terrestre. Parmi ces ressources renouvelables, l'énergie solaire, incluant ses sous-produits (vent, hydraulique, houle), offre le potentiel le plus important. En effet, en une année, la surface du globe reçoit près de 8000 fois la consommation mondiale annuelle en énergie primaire (cf. figure 1).

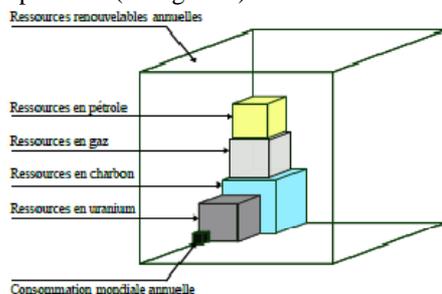


Figure 1. Consommation énergétique mondiale et ressources énergétiques (d'après [26])

Les voies technologiques qui se développent le plus sont la conversion photovoltaïque et l'éolien comme le montrent les taux de croissance annuel moyennés sur 10 ans (2002-2012) de la figure 2. Le photovoltaïque et l'éolien sont les deux filières qui se développent le plus rapidement avec, au niveau mondial, des capacités installées (fin 2014) et une énergie produite en 2014 respectivement égales à 185 et 371 GW de capacité et 186 et 706 TWh sur un total de 23 300 TWh [2].

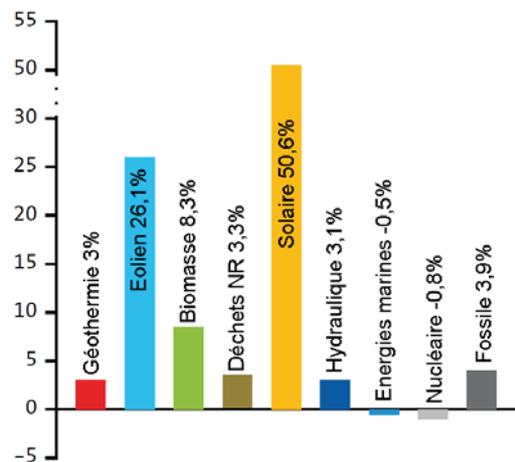


Figure 2. Taux de croissance annuel moyennés sur 10 ans (2002-2012) des moyens de production d'électricité (données Observ'ER [3])

Ces technologies, parfaitement maîtrisées, offrent la possibilité d'une contribution significative à la production d'électricité d'autant que les ressources sont extrêmement abondantes et que leurs coûts sont devenus rapidement compétitifs (les coûts de revient ne doivent pas être confondus avec les tarifs incitatifs d'achat). Nous venons en

effet d'assister à une vive accélération de leurs courbes d'apprentissage économique qui a conduit à une compétitivité des filières dans de très nombreuses régions du monde où l'ensoleillement ou le vent sont suffisamment abondants et/ou l'électricité est déjà chère. La figure 3, issue d'un rapport de la banque Lazard [4], montre les coûts de revient actualisés (LCOE) sur la zone géographique nord-américaine (donc avec les dispersions de

ressources et autres paramètres intervenants dans le calcul des coûts). Les plages des LCOE des fermes PV industrielles et des fermes éoliennes terrestres sont respectivement 72- 86 \$/MWh et 37-81\$/MWh, valeurs à comparer avec, par exemple la production fossile 61-230\$/MWh (selon combustibles, technologie et usages) et la production nucléaire 92 à 132 \$/MWh.

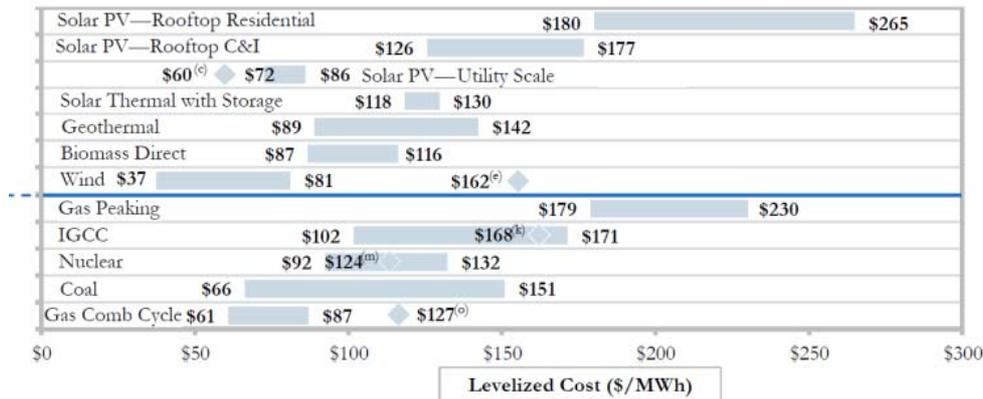


Figure 3. Comparaison des coûts de revient actualisés (LCOE) des différentes solutions de production d'électricité aux USA en 2012 (d'après la banque Lazard [4]). Les losanges représentent les estimations des coûts futurs (2017, sauf pour l'éolien (offshore)).

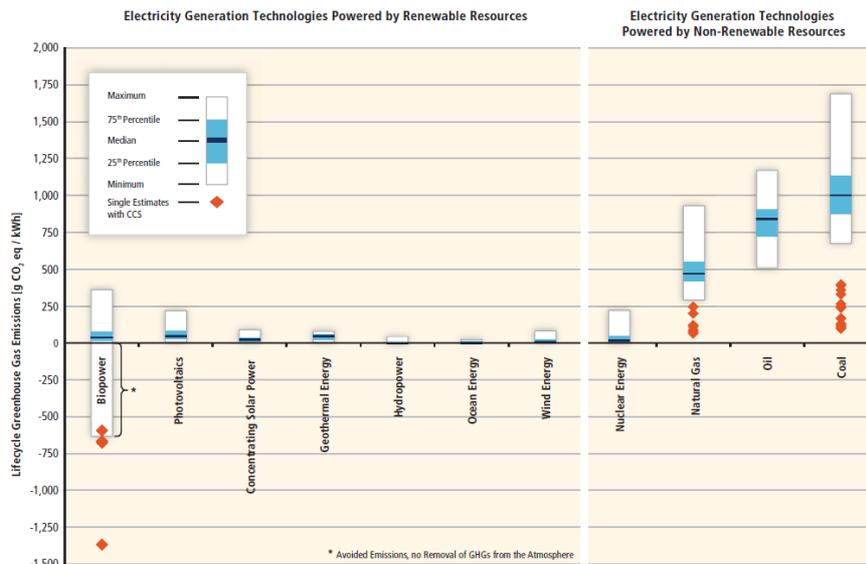


Figure 4. Comparaison des émissions de gaz à effet de serre sur cycle de vie (en kg équivalent CO<sub>2</sub> par kWh) [5].

Cette croissance rapide des sources de production variables, bien que prévisibles avec un certain niveau d'incertitude, pose des difficultés d'insertion dans un système électrique qui s'est développé dans un tout autre contexte (sources très flexibles) et qui se trouve ainsi peu adapté à leur fort taux de pénétration. Or ces modes de production sont parmi les moins impactants sur le plan environnemental (sur la base d'analyses sur cycle de vie), comme le montre la figure 4 (pour les seules émissions de gaz à effet de serre) issue d'un rapport du GIEC [5]. Ils font également appel à un minimum

de ressources non renouvelables ainsi qu'à des matières premières recyclables et suffisamment abondantes. C'est pour toutes ces raisons que les renouvelables offrent sans doute, au moins dans le secteur électrique, le meilleur potentiel de soutenabilité pour le futur de l'humanité.

Il devient donc indispensable de permettre d'accroître leurs possibilités d'insertion. Pour cela diverses voies existent pour compenser le manque de flexibilité des productions PV et éoliennes, qui ne peuvent que réduire leur puissance. On

peut les associer à des sources flexibles (hydrauliques et thermiques à flamme), à des moyens de stockage (par exemple stations de pompage-turbinage ou batteries électrochimiques) ou encore agir sur les charges, sous conditions qu'elles le permettent.

On peut également envisager d'organiser les réseaux électriques en mini-réseaux interconnectés, chacun étant capable de fonctionner de façon îlotée grâce à un éventail de solutions telles que celles évoquées précédemment. De tels mini-réseaux existent déjà dans certaines zones isolées, souvent à base de groupe électrogènes associés à une centrale PV ou éolienne et à des batteries électrochimiques. Pour faire fonctionner de tels systèmes, plus complexes, nécessitant plus de circulation d'information que dans les réseaux actuels, il faut accroître le degré d'intelligence pour la gestion d'énergie, c'est ainsi que l'on parle de « Smart-Grid ».

## 2. Caractéristiques de la plateforme multi-sources de l'ENS Rennes

L'équipe SETE du Laboratoire SATIE partiellement implantée sur le site de l'ENS Rennes dispose d'une plateforme de production décentralisée multi-sources d'énergie renouvelable installée en 1999.

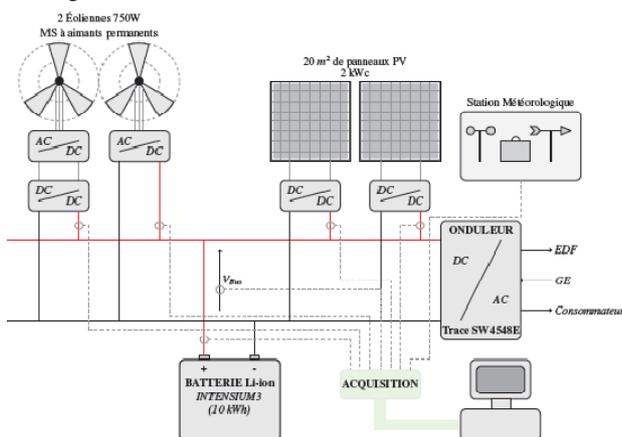


Figure 5. Plate-forme expérimentale implantée au laboratoire SATIE

La figure 5 en fournit une vue schématique. A l'origine, elle était composée de :

- 2 éoliennes de puissance nominale 750 W, correspondant à des génératrices à aimants permanents triphasées à 6 paires de pôles.
- 20 m<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques en silicium polycristallin disposés sur le toit d'un bâtiment de l'école pour une puissance maximale de 2 kWc.
- Une batterie d'accumulateurs au plomb-acide de 15 kWh (24 éléments Saphir 3600 2V – 350 Ah), remplacée en 2008 par un ensemble de 5 racks d'accumulateurs Lithium-ion (NCA) de 2 kWh chacun et connectés en parallèle sur le bus continu de 48 V (soit environ 10 kWh)..

- Des convertisseurs statiques permettent de régler les transferts d'énergie, notamment :

- un onduleur Trace Engineering de 4,5 kVA assure une conversion réversible DC/AC entre le bus continu et le réseau AC. Ce convertisseur permet soit de consommer l'énergie sur place, soit de renvoyer la production au réseau. Une entrée groupe électrogène est aussi possible.
  - 2 hacheurs à commande MPPT de 1 kW chacun permettent de transférer l'énergie des panneaux PV au bus continu avec délestage éventuel en cas de dépassement d'un niveau de tension critique.
- une station météorologique : Les conditions météorologiques sont en permanence mesurées à l'aide de capteurs. L'ensoleillement dans le plan des panneaux et dans le plan horizontal sont mesurés par des pyranomètres. La vitesse du vent ainsi que sa direction sont relevées grâce à une girouette et un anémomètre. Enfin, les températures ambiante et en surface des panneaux photovoltaïques sont elles aussi relevées.
- une centrale d'acquisition : Après de récentes modifications (2015), l'ensemble des données importantes du système, qu'elles soient électriques : courants PV, courant en sortie du MPPT, courant batterie, tensions PV, tension du bus DC, puissances réseau et réseau secouru, ou météorologiques : ensoleillement, température et vitesse et direction du vent, sont rapatriées sur un même PC via le système eLOG® de chez Enerdis®. Les divers paramètres mesurés, avec une période d'échantillonnage de 1 min, sont enregistrés et peuvent être analysés à tout moment via le module eOnLine®.

Des photos des différents éléments de ce système sont présentées à la figure 6.

Le tableau 1 synthétise les principales caractéristiques techniques des modules installés.



Figure 6. Photos des éléments du système implanté sur le site de l'ENS Rennes et du laboratoire SATIE – CNRS

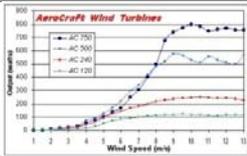
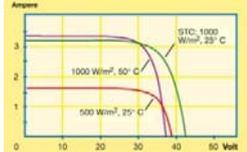
Produit	Principales caractéristiques	courbes/photos
2 éoliennes Aerocraft 750AC	750 W à 9,5 m/s démarrage à 3 m/s vitesse de survie 60 m/s génératrice à aimants 16 pôles, 600 tr/mn diamètre rotor 2,4 m, masse 43 kg, mats 14 m	
20 panneaux ASE-100-GT-FT 2 kW crêtes	Puissance maxi à 1000 W/m <sup>2</sup> : 100 W, 34,5 V – 2,9 V (à P <sub>max</sub> ) (72 cellules en Si polycristallin EFG 10x10 cm, 3 diodes de bypass) dimensions : 0,64x1,28 m <sup>2</sup> masse d'un panneau : 8,5 kg (rendement maxi : net : 13,9%, brut : 12%), résistance au vent : 130 km/h Agencement en 10 ensembles de 2 panneaux en série.	
Solar Charge Master SCM-60 MPPT	900Wc en 12V / 1800Wc en 24V / 3600Wc en 48V Entrée 13.2V à 115V - Sortie 12V/24V/48V	
Batteries Intensium III Li-ion SAFT	La batterie est réalisée par la mise en parallèle de 5 modules Intensium3 constitués chacun de 14 éléments VL45E Li-ion en série. La tension de chaque élément peut varier au maximum entre 2,7 V et 4,1 V, ce qui correspond à une tension batterie comprise entre 38 V et 57 V.	
Convertisseur réseau Trace Engineering SW4548E	Convertisseur DC-AC Réversible, courant pseudo-sinusoidal, Puissance continue : 4,5 kVA en 230 V – 50 Hz - 48 V DC 20 A permanents, 34 A <sub>rms</sub> crêtes rendement maxi : 96% Masse : 65 kg	

Tableau 1. Principales caractéristiques techniques des modules installés

### 3. Pilotage flexible du système

Les effets de la variabilité de la production d'électricité à partir des ressources renouvelables (essentiellement PV ou éolien) et des incertitudes de prévision peuvent être résolus par différentes voies. La souplesse offerte par les convertisseurs électroniques de puissance aujourd'hui généralisés dans les systèmes à EnR et la possibilité d'utiliser des moyens de stockage décentralisés rendent possible une gestion performante et optimisée selon des critères à définir.

Parmi les actions ou leviers exploitables pour la gestion d'énergie dans ces systèmes décentralisés, éventuellement multi-sources, on peut citer :

- l'écrêtage de la production au sens de la modulation du productible. Dans le cas du PV, on peut en effet définir un fonctionnement « Optimal Power Point Tracking » (OPPT) établi selon l'état du système, notamment de l'état de charge du système de stockage ;
- Le pilotage de la consommation où il s'agit d'agir sur certaines charges flexibles, le cas extrême étant le délestage ;
- Le stockage est caractérisé par sa capacité énergétique et par sa puissance maximale. Il constitue le dispositif le plus flexible qui soit dans un système électrique.

Comme déjà souligné, les critères pour lesquels la gestion est optimisée peuvent être de différents types. A titre d'exemple, les études associées à de tels systèmes réalisées dans notre laboratoire concernent l'optimisation du dimensionnement des moyens de production (PV et éolien) et de stockage dans le cadre de systèmes autonomes [6], avec une approche cycle de vie incluant le pilotage des profils de consommation [7], ou pour le soutien aux réseaux de distribution fragiles [8]. On peut également citer les travaux relatifs à la gestion de la production et du stockage afin d'atténuer les incertitudes de la production éolienne [9] ou pour respecter la contrainte Flicker dans le cadre de la houlégénération directe [10] et [11]. Enfin, plus récemment, nous étudions les problématiques de co-optimisation dans un cadre théorique de systèmes collaboratifs centrale de production PV – flotte de véhicules électriques (thèse de Roman Le Goff-Latimier, soutenance prévue en juillet 2016).

Toutes les thèses soutenues précitées peuvent être téléchargées via TEL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/>.

Dans ce qui suit nous présentons quelques études réalisées au laboratoire et concernant la gestion énergétique dans les systèmes à EnR au travers trois études issues des travaux de thèse d'Olivier Gergaud [6] et de Yaël Thiaux [7].

Nous précisons tout d'abord les actions possibles pour la modification de la courbe de charge, ensuite nous présentons l'impact du pilotage de la courbe de charge sur le dimensionnement d'un système PV+stockage, enfin, nous donnons un exemple de gestion dynamique des charges pilotables dans le cas d'un système hybride groupe électrogène PV avec stockage.

### 3.1 Action sur la courbe de charge

Nous avons voulu étudier l'impact de la forme du profil de consommation (à énergie consommée constante) sur le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome (puissance PV et capacité de stockage). De toute évidence, un profil de consommation idéalement corrélé à la production solaire doit permettre de minimiser le recours au stockage ainsi que les inévitables pertes associées. Il nous donnera alors la limite basse de dimensionnement (moindre coût économique et environnemental) vers laquelle nous pourrions essayer de tendre.

La gestion de la consommation (DSM : Demand Side Management) représente un moyen déjà connu et performant dans l'optique de mieux rentabiliser l'outil de production de l'énergie électrique. Ainsi, les gestionnaires de réseaux centralisés mettent en œuvre le pilotage tout ou rien de charges dès le milieu des années 80, que ce soit au niveau résidentiel par le contrôle des chauffe-eau électriques ou des climatisations, mais aussi au niveau industriel, afin d'ajuster la consommation à la production électrique (notamment pour éviter les pointes) et, plus récemment, avec l'effacement diffus (pilotage centralisé d'organes de chauffage électrique). Notons que, jusqu'à maintenant, c'est essentiellement une tarification incitative qui a permis d'orienter les comportements. Certaines actions élémentaires, comme le décalage temporel ou la modulation d'amplitude, peuvent également être envisagées individuellement sur différentes charges électriques contrôlables de façon à lisser le profil de consommation.

L'action sur le profil de charge constitue aussi un levier de contrôle utilisé dans les nouvelles architectures de production décentralisée d'énergie type micro-réseaux dans l'optique de mieux consommer l'énergie produite et, in fine, de réduire les coûts. Le projet "Washingwith the sun", implanté dans la ville de Manheim en Allemagne [11], informe en temps réel les consommateurs de la production d'énergie d'origine renouvelable et les incite donc à modifier leur comportement énergétique. Dans le cadre des systèmes autonomes (par exemple système PV avec batterie) de production d'énergie, la problématique est sensiblement différente. Ainsi, étant donné que l'énergie produite est par essence renouvelable et non flexible, l'idée n'est pas d'agir sur les profils de consommation pour éviter les pics de production, mais plutôt de mieux utiliser instantanément l'énergie produite. Une gestion optimale de la charge a déjà été envisagée pour un système de production photovoltaïque d'électricité avec l'idée de

diminuer la capacité des batteries [12], mais ces travaux restent rares. D'autre part, dans [13], l'auteur s'est intéressé au rôle du profil de consommation sur les performances d'un système PV autonome et notamment sur le taux de délestage du consommateur.

Il semble donc pertinent de se pencher sur l'impact du profil temporel de consommation sur le dimensionnement de systèmes autonomes à batteries [14], principalement par une approche de minimisation des impacts environnementaux, notamment du coût énergétique global sur cycle de vie (somme de toutes les dépenses énergétiques sur la vie du système, incluant ici essentiellement l'énergie grise des composants), de ce type de système par l'optimisation des profils de charge. Bien entendu, au-delà de cette approche, la réduction de l'énergie globalement consommée devra être prioritaire et les aspects sociologiques inhérents aux changements de comportement des consommateurs devront aussi être pris en compte autant que possible. La figure 7 représente qualitativement les différentes actions qu'il est possible de réaliser pour agir sur le profil de consommation. Les différents modes de gestion des charges électriques pouvant être envisagés sont :

- Délestage de consommation (Load shedding) : la modification la plus radicale consiste à ne plus alimenter les charges du consommateur. Le délestage peut être partiel ou total. Celui-ci est généralement suivi d'un re-lestage (automatique ou manuel de la part du consommateur). C'est la raison pour laquelle la modélisation énergétique du consommateur doit prendre en compte l'historique des contraintes subies afin de déterminer le plus fidèlement possible son comportement futur. Notons que l'inertie (ou stockage) thermique offerte par certaines charges électriques (réfrigérateur, congélateur) permet d'envisager le délestage sans impacts notables sur la qualité du service énergétique rendu au consommateur. Bien que le chauffage électrique ne soit pas de prime abord un usage rationnel de l'électricité dans le cadre d'un système photovoltaïque, l'inertie thermique offerte par les ballons d'eau chaude sanitaire offre, elle aussi, un degré de liberté intéressant dans le cadre de la gestion de la consommation.
- Ecrêtage de consommation (Load leveling) : il consiste à limiter la puissance maximale appelée par le consommateur à une certaine valeur pouvant fluctuer dans le temps. Il s'agit, entre autres, de limiter les sollicitations en puissance. Notons que le dépassement peut être sanctionné soit par la disjonction des charges du consommateur, soit par une sur-tarification de l'énergie consommée dans ce mode [15].
- Modification de forme : ici, seule la forme du profil de consommation est modifiée, l'énergie consommée par la charge restant constante.
  - Décalage temporel : le décalage temporel consiste à déplacer dans le temps une charge électrique. Ce type de modification est déjà mis en place actuellement

dans certains pays où il est possible de profiter de tarifs d'achats préférentiels (type heures creuses).

- Modulation d'amplitude : la modulation d'amplitude consiste à moduler la forme du profil de charge. Il s'agit, par exemple, de consommer plus longtemps mais à une puissance moindre ou au contraire de consommer moins longtemps mais au prix d'une puissance appelée plus importante. Cette modification peut être envisagée sur les appareils de lavage (lave-linge et lave-vaisselle) dont la phase de chauffage de l'eau (représentant la majorité de l'énergie consommée sur l'ensemble du cycle) pourrait être modulée. La figure 8 représente un relevé de la puissance consommée par une machine à laver de classe A+ pour 2 températures de cycles différents : la part considérable de cette consommation relative au chauffage de l'eau est ici visible.

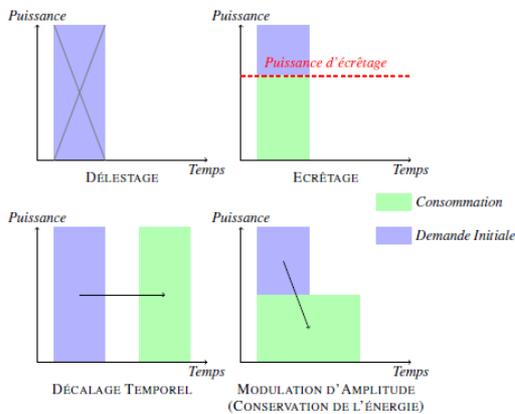


Figure 7. Exemples d'actions sur le profil de charge [7]

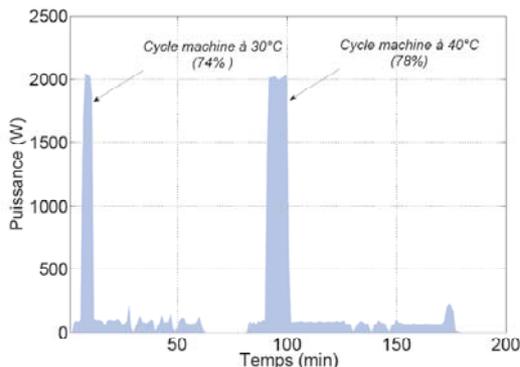


Figure 8. Relevés expérimentaux du profil de puissance d'une machine à laver de classe A+ pour 2 températures de cycle (30°C et 40°C)

La mise en place de la gestion des charges ne peut se faire qu'en ayant recours à des systèmes de contrôle gérés par domotique de manière à agir de façon active sur ces charges. Notons que ce domaine est actuellement en pleine effervescence. Ainsi, de nombreux systèmes de visualisation de l'énergie consommée sont d'ores et déjà disponibles :

- "Power Meter" de Google [16]
- "Energie box" d'Edelia, filiale d'EDF [17]

La société Voltalis [18] va même plus loin en proposant une action de délestage suivie d'un reletage de certaines charges contrôlables agrégées comme le ballon d'eau chaude, les radiateurs électriques et les climatiseurs via un appareil appelé "Blue Pod". Ainsi, l'ensemble des données en provenance de ces appareils sont agrégées et transmises à RTE qui prendra la décision de profiter ou non de ce degré de liberté pour ajuster au mieux production et consommation.

### 3.2 Impact de la courbe de charge sur le dimensionnement du système

L'Analyse sur Cycle de Vie (ACV) d'un produit a pour but de quantifier les impacts de ce produit (sur l'ensemble de sa vie) sur l'environnement. Dans le cas d'un système EnR, les critères environnementaux les plus couramment utilisés sont le coût énergétique primaire du système, la quantité équivalente de gaz à effet de serre émis et le temps de retour sur investissement énergétique (EPBT : Energy Pay-Back Time).

Dans le cadre de nos travaux, nous nous sommes principalement intéressés au coût en énergie primaire. Ce coût, exprimé ici en kilowattheures d'énergie primaire, représente l'énergie primaire totale requise pour la fabrication, la maintenance, le recyclage et le transport sur le lieu d'utilisation du système. S'il y a des apports de carburant et d'électricité, nous considérons l'énergie primaire qui asservit les élaborer. La prise en compte du recyclage peut être absente faute de données, mais cela ne conduit pas nécessairement à une sous-estimation de l'énergie car, dans ce cas, l'énergie de fabrication a été surévaluée car évaluée sur la base de matières non recyclées. Concernant le volet du recyclage, les filières indispensables aux productions de masse se mettent en place comme en témoigne l'association PV Cycle [19], mise en place en 2007, qui vise à fédérer les différents intervenants de la filière photovoltaïque européenne, dans l'optique d'organiser au mieux le processus de recyclage.

Le dénominateur Gross Energy Requirement (GER) est couramment utilisé dans la littérature pour désigner ce coût énergétique global [21, 22], en kWh<sub>p</sub> (kWh<sub>p</sub> = kWh d'énergie primaire).

Les coûts énergétiques primaires des différents éléments (GER<sub>X</sub>) représentent les investissements énergétiques liés à la fabrication des éléments du système considéré.

#### 3.2.1 Module PV

L'énergie primaire d'investissement des modules photovoltaïques dépend fondamentalement de la technologie utilisée. Plus le matériau utilisé est pur, plus le coût énergétique est élevé. C'est la raison pour laquelle le coût du silicium polycristallin est moins élevé que celui du silicium monocristallin. De plus, l'épaisseur des wafers impactant directement le GER, la technologie silicium couche mince

(malgré un rendement électrique moindre) sera moins gourmande en énergie que les technologies traditionnelles.

Les données de coût énergétique d'investissement utilisées ici (issues de [22]) sont issues des hypothèses suivantes :

- cadres aluminium des panneaux non pris en compte ;
- silicium issu de l'industrie électronique ;
- rendement global du mix énergétique de production d'électricité de 35% ;
- rendement électrique nominal des modules en Si polycristallin de 13% (130W<sub>c</sub>/m<sup>2</sup> sous une irradiance de 1 kW/m<sup>2</sup>) ;
- GER des modules PV en kWh<sub>p</sub> par Watt crête (W<sub>c</sub>) installé [20] : GER<sub>Pv</sub> = 8.9 kWh<sub>p</sub>/W<sub>c</sub> = 32 MJ<sub>p</sub>/W<sub>c</sub>

A noter que ces valeurs sont surévaluées environ d'un facteur 2 car elles sont fondées sur des technologies de fabrication anciennes (tournant des années 1990/2000).

La figure 9 représente la part des différentes étapes de l'élaboration du produit dans le coût énergétique lié à la fabrication des panneaux photovoltaïques polycristallins [20].

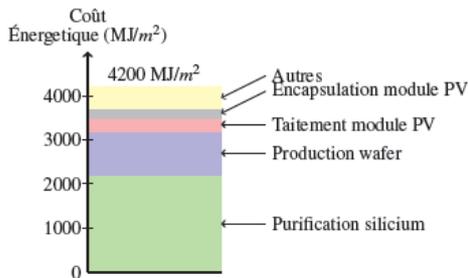


Figure 9. Contribution au GER global des différentes étapes de fabrication des modules PV polycristallins d'après [20]

### 3.2.2 Stockage électrochimique

En attendant le développement des batteries au Lithium de forte capacité suffisamment bon marché, la technologie de stockage la plus répandue pour de telles applications est du type Plomb-Acide. Les données de coût énergétique concernant les batteries au plomb (électrolyte liquide, électrodes tubulaires) sont issues de [22] et [23], avec les hypothèses suivantes :

- durée de vie : 1800 cycles à une profondeur de décharge de 33 % correspondant à une perte de capacité de 20% ;
- énergie massique : 37 Wh/kg ;
- transport des batteries sur 3000 km par camion ;
- rendement global du mix énergétique de production d'électricité de 35% ;
- durée de vie des batteries considérée sur la seule base du vieillissement en cyclage (modèle décrit dans la thèse [7]).
- batteries ramenées sur le site de production en fin de vie ;
- matières premières utilisées non issues de matériaux recyclés ;
- Le coût énergétique primaire lié à leur fabrication et à leur transport vaut : GER<sub>Sto</sub> = 359 kWh<sub>p</sub>/kWh = 1200 MJ<sub>p</sub>/kWh

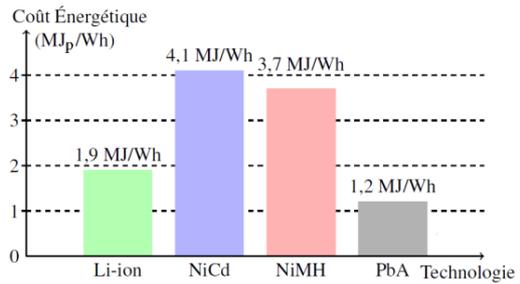


Figure 10. Comparaison des principales technologies de batterie en terme de GER d'après [23]

### 3.2.3 Problème d'optimisation du dimensionnement

L'objectif est de quantifier l'impact des profils de consommation électrique d'un consommateur sur le dimensionnement d'un **système photovoltaïque autonome SAPV** (non connecté au réseau, sans groupe électrogène). La figure 12 représente son architecture, les flèches rouges symbolisent les sens des transferts d'énergie. Les variables de dimensionnement sont notées en bleu.

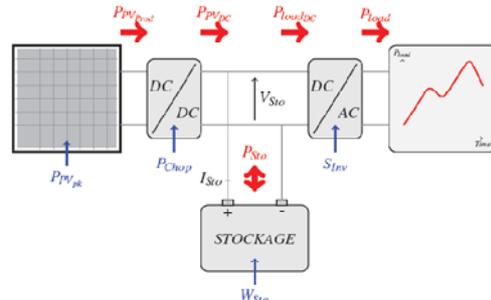


Figure 12. Architecture du système étudié [7]

L'optimisation du dimensionnement du système consiste ici à rechercher un compromis entre un critère de coût (qu'il soit économique ou énergétique) et un critère de service rendu au consommateur (ici le taux de délestage, plus il est élevé moins le service est de qualité). Ici les deux critères contradictoires sont :

- le coût énergétique global du système GER Total (kWh<sub>p</sub>)
- le taux de délestage en énergie consommée LLP (%)

Ces deux critères doivent être minimisés.

Concernant le critère de délestage de consommation, dans la littérature, il est le plus souvent calculé en termes d'énergie non fournie. Le terme anglais couramment employé est le "Loss of Load Probability" (LLP) [14]. Il correspond au rapport de l'énergie non fournie (mais que le consommateur demandait) sur l'énergie totale demandée durant le cycle considéré :

$$LLP = \frac{\sum_0^{t_{sim}} (P_{demand}(t) - P_{load}(t)) \cdot \Delta t}{\sum_0^{t_{sim}} P_{demand}(t) \cdot \Delta t}$$

Avec P<sub>demand</sub>(t) la puissance demandée, et P<sub>load</sub>(t) la puissance effectivement fournie au consommateur. La figure 13 met en évidence les phénomènes de délestage du consommateur lorsque l'état de charge de l'accumulateur et la production PV sont insuffisants.

Une stratégie de gestion du système de stockage simplifiée est intégrée à la boucle d'optimisation du dimensionnement (d'où le terme co-optimisation). Celle-ci correspond aux trois règles suivantes appliquées à chaque pas de temps :

- Si l'état de charge de la batterie (SOC) est inférieur à une valeur minimale (en pratique, c'est un seuil de tension), alors on procède au délestage total de la consommation ;
- Si au contraire, la tension de la batterie est supérieure à une valeur maximale, alors on procède à délestage gradué de la production car on est en excès de production, la demande du consommateur restant alors bien sûr assurée ;
- Si la tension batterie se trouve à l'intérieur de l'intervalle min/max, alors la fourniture d'énergie est assurée et la production PV totalement exploitée.

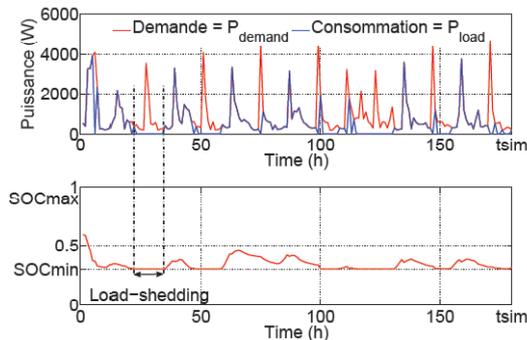


Figure 13. Mise en évidence du délestage de consommation en situation de batterie trop déchargée [7]

L'algorithme NSGA-II, de type génétique évolutionnaire, a été utilisé ici dans l'optique de déterminer l'ensemble des solutions optimales de compromis. La figure 14 représente l'implémentation de cette optimisation. Les paramètres de coût, le profil de consommation, les données météorologiques et les paramètres des différents modèles énergétiques constituent les paramètres d'entrée qui ne seront pas modifiés. Quant aux paramètres de dimensionnement (variables) à optimiser, ce sont les suivants : la puissance PV installée ( $P_{PVpk}$ ), la capacité du stockage ( $W_{Sto}$ ), la puissance apparente de l'onduleur DC/AC ( $S_{Inv}$ ) et enfin la puissance du hacheur assurant le fonctionnement MPPT du PV ( $P_{Chop}$ ). Pour chaque individu simulé, les deux critères de dimensionnement évoqués précédemment peuvent être évalués. A l'issue de la dernière génération de paramètres de l'optimisation bi-objectifs, les solutions sont représentées sous la forme d'un front de Pareto.

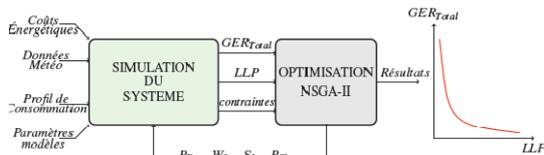


Figure 14. Implémentation de l'algorithme d'optimisation [7]

Trois profils de consommation sont considérés ici :

- Un profil de consommation typique d'un foyer de 4 personnes (hors chauffage et eau chaude sanitaire, l'électricité étant réservée à ses usages spécifiques). Il s'agit d'un profil horaire relevé sur une année complète [6], [25].
- Un profil de consommation "constante" où le consommateur appelle une puissance constante en fonction du temps et égale à la puissance moyenne (624 W) sur toute la durée du cycle.
- Un profil de consommation "solaire" identique au profil de production photovoltaïque. Il nous permet d'évaluer l'ultime limite du dimensionnement du système puisqu'un tel profil permet, en première approximation, d'éviter le stockage d'énergie et d'obtenir un facteur d'utilisation de 100% de l'énergie solaire, autrement dit de dimensionner au plus juste le générateur PV, sans perte de productible. Ce profil est évidemment purement théorique et utopique.

De façon à rendre les résultats comparables, les trois profils de consommation considérés (typique, constant, solaire) correspondent à la même énergie électrique consommée sur le cycle de vie retenu, soit 164 MWh sur 30 ans. Ces trois profils de consommation sont représentés à la figure 15.

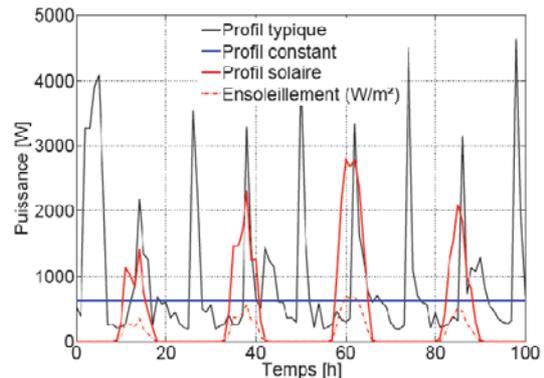


Figure 15. Extraits des profils de consommation comparés [7]

La figure 16 permet de comparer le GER (consommation d'énergie primaire sur tout le cycle de vie) d'une alimentation par le réseau électrique français (sans considérer son énergie grise à laquelle nous n'avons pas accès, donc avec une sous-estimation) avec celle par ce système PV autonome, dans lequel le remplacement des batteries a été considéré. Notons tout d'abord que dans le cas où le consommateur est connecté au réseau électrique français de distribution (sans production locale d'énergie), le coût en énergie primaire de sa consommation électrique correspond à un total de 468 MWh<sub>p</sub> (sur 30 ans). Cette valeur prend en compte le rendement moyen de production supposé ici égal à 35% (correspondant au mix énergétique français de production d'électricité). Les résultats obtenus montrent clairement l'intérêt, au sens de l'énergie primaire, d'utiliser un système photovoltaïque autonome.

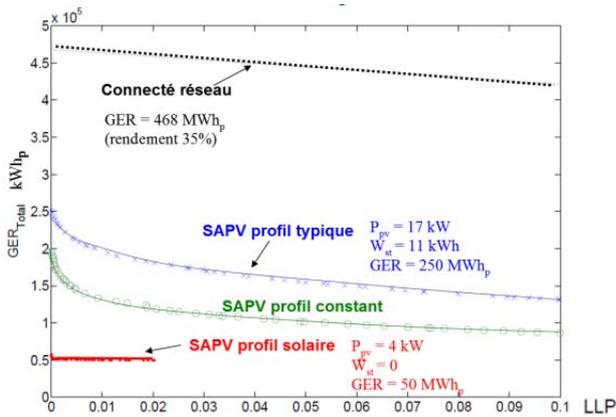


Figure 16. Comparaison des valeurs du GER obtenus avec une alimentation par le réseau français ou par un SAPV pour 3 profils de consommation en fonction du taux de délestage [7]

Pour le profil typique, des résultats détaillés des dimensionnements sont présentés aux figures 17 et 18. Il apparaît clairement un impact élevé du profil de consommation sur le coût énergétique global du système. A taux de délestage donné, les comportements énergétiques du consommateur vont directement influencer sur le dimensionnement du système. Une variation importante du coût énergétique global du système en fonction du profil de consommation peut être observée. Par exemple, à taux de délestage nul, le fait de consommer l'électricité de façon constante permet de réduire le coût énergétique global du système d'environ 20% (de 230 MWh<sub>p</sub> à 180 MWh<sub>p</sub>). De même, si l'on considère une consommation solaire, toujours à délestage nul de consommation, une diminution d'environ 80% du coût énergétique global du système est obtenue (de 230 MWh<sub>p</sub> à 50 MWh<sub>p</sub>). Lorsqu'un taux de délestage plus important est toléré, le profil de consommation a toujours un impact conséquent sur le coût énergétique du système même si celui-ci est moins prononcé notamment pour le profil de consommation solaire.

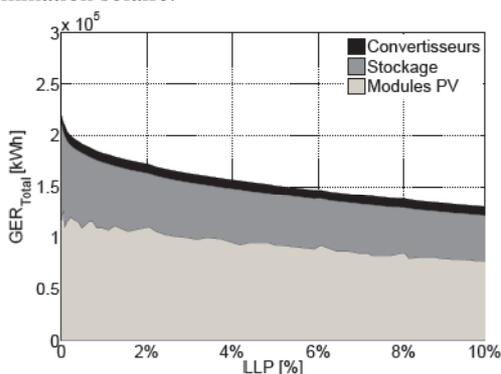
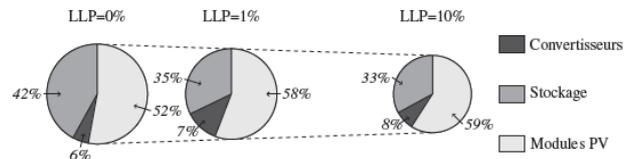


Figure 17. Evolution du GER en fonction du taux de délestage pour le profil typique



(b) Répartition du GER

Figure 18. Détails des résultats d'optimisation pour le profil typique pour 3 valeurs de LLP [7]

### 3.3 Exemple de gestion dynamique de la courbe de charge

Après avoir montré l'influence fondamentale du profil de consommation sur le dimensionnement d'un système PV-batteries, nous nous intéressons maintenant à la gestion optimisée des charges pilotables de l'énergie dans un **système photovoltaïque hybride** (avec groupe électrogène, générateur PV et batteries) **pouvant fonctionner en mode autonome comme en mode connecté** réseau. Ces travaux ont été menés dans le cadre du projet ANR SOLEDO (SOLution globale pour un mini-réseau avec source d'Énergie Décentralisée photovoltaïque et gestion Optimisée, 2006-2009). Le schéma du système SOLEDO fonctionnant en mode autonome est donné par la figure 19.

L'objectif de la gestion optimisée dynamique de la consommation, assurée par l'organe appelé « optimiseur » (cf. figure 19), consiste à minimiser les coûts de fonctionnement du système (consommation de carburant, pertes et usure de la batterie) tout en maximisant la qualité de la fourniture énergétique au consommateur. Les charges ont été classées en deux catégories, les unes prioritaires et les autres « décalables » dans le temps. Nous raisonnerons ici à dimensionnement déjà effectué : puissance PV, capacité de stockage, charges du consommateur, puissance apparente du GE et des convertisseurs de puissance connus). Les valeurs considérées sont indiquées au tableau 3.

Paramètre	Signification	Valeur
$C_{10}$	Capacité nominale d'un élément de l'accumulateur	130 [A.h]
$n_{Eh}$	Nombre d'éléments Plomb-Acide en série	192
$P_{PVpk}$	Puissance crête des générateurs photovoltaïques	6 [kW]
$S_{GE}$	Puissance nominale du Groupe électrogène	10 [kVA]
$S_{Conv_{SO}}$	Puissance nominale du convertisseur batterie	10 [kVA]
$S_{Conv_{PV}}$	Puissance nominale du convertisseur PV	10 [kVA]

Tableau 3. Principaux paramètres de dimensionnement du système SOLEDO

L'**optimiseur** agit les organes de gestion des charges des différents consommateurs. Il s'agit des **CMA**, acronyme de Commande Mesure Actionnement. La figure 19b représente schématiquement un CMA. Celui-ci est muni d'un organe de mesure de la puissance totale consommée par l'utilisateur.

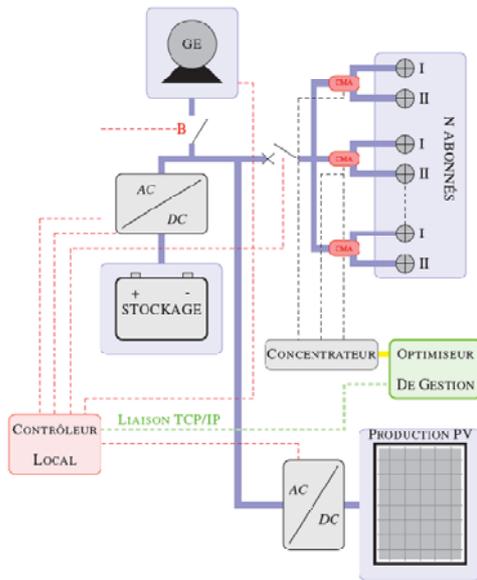


Figure 19. Configuration du système SOLEDO en mode autonome

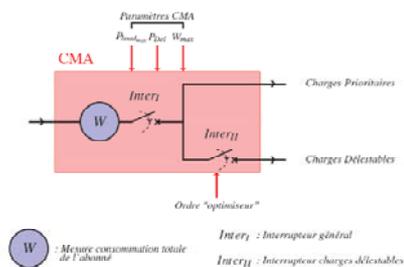


Figure 19b. CMA : Organe de contrôle des charges

De plus, 2 organes de disjonction (I et II) permettent de délester soit uniquement les charges délestables du consommateur, soit la totalité des charges du consommateur. Les différents modes de commande des interrupteurs du CMA sont les suivants :

- Mode 1 : Si la puissance totale consommée est supérieure au seuil paramétrable de puissance de délestage, l'interrupteur II est commandé à l'ouverture.
- Mode 2 : L'ouverture de l'interrupteur II peut se faire à tout moment sur ordre de l'optimiseur.
- Mode 3 : Si la puissance totale consommée est supérieure à la puissance maximale souscrite, l'interrupteur I est commandé à l'ouverture.
- Mode 4 : Si l'énergie journalière consommée est supérieure à l'énergie maximale souscrite, l'interrupteur I est commandé à l'ouverture.

Dans le mode de fonctionnement autonome, l'énergie électrique produite par les générateurs photovoltaïques est destinée à être consommée sur place (contrairement au mode connecté, elle n'est pas renvoyée au réseau de distribution). La gestion des sources de production

(générateurs photovoltaïques et groupe électrogène) ainsi que le système de stockage incombe au **Contrôleur Local**.

La gestion est fondée sur la mesure de la tension instantanée de l'accumulateur. Elle prend en compte l'évolution de la tension de l'accumulateur ( $V_{Sto}$ ). Quatre seuils différents ont été spécifiés :

1. Tension maximale ( $V_{StoMax}$ ) : lorsque ce seuil est atteint, une partie du productible PV doit être délestée.
2. Tension minimale ( $V_{StoMin}$ ) : il s'agit du seuil minimal de tension admissible par les accumulateurs afin d'éviter un endommagement excessif en décharge profonde.
3. Tension de démarrage du groupe électrogène ( $V_{StoStart}$ ) : il s'agit du seuil de démarrage du groupe électrogène dont le rôle est d'appuyer la production photovoltaïque en cas de nécessité.
4. Tension d'arrêt du groupe électrogène ( $V_{StoStop}$ ) : il s'agit du seuil d'extinction du groupe électrogène. A partir de ce seuil, nous avons considéré que le système pouvait fonctionner normalement sans l'aide du groupe diesel.

Les prises de décision sont désormais faites par scrutation de la tension de l'accumulateur. En mode de fonctionnement normal, l'accumulateur est utilisé en réservoir tampon d'énergie, fournissant ou stockant le sur plus d'énergie. A ce fonctionnement vient se superposer l'utilisation du groupe électrogène dont le rendement dépend fortement de la charge et l'optimiseur évitera les fonctionnements à faible charge et dont les cycles d'arrêt-démarrage sont coûteux en usure et maintenance. Les cycles d'extinction/démarrage du groupe électrogène sont décrits par un cycle d'hystérésis (fig. 19).

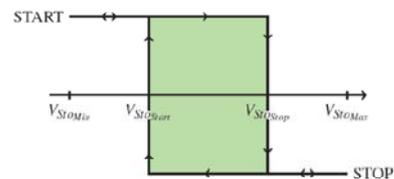


Figure 19c. Cycle d'hystérésis de fonctionnement du Groupe Électrogène

Le rôle de l'organe Optimiseur est de permettre la connexion des charges délestables aux moments opportuns de façon à minimiser le cyclage de l'accumulateur et la consommation du groupe électrogène. Cet organe dispose pour cela de l'ensemble des informations sur l'état instantané du système via le *contrôleur local* ainsi que d'un moyen d'action sur les charges des consommateurs via les CMA.

Le système SOLEDO dans son ensemble peut être ainsi vu comme un système en boucle ouverte disposant d'une quantité d'énergie et fournissant un ensemble d'utilisateurs. L'optimiseur, venant s'ajouter à ce système dans le but d'optimiser le profil de consommation instantanée, a été conçu ici comme le correcteur d'asservissement d'un système en boucle fermée conformément à la figure 20. L'optimiseur vise donc à asservir la consommation totale du

système SOLEDO à la puissance productible solaire en tentant d'annuler l'erreur par action du correcteur implanté dans l'optimiseur. La consigne correspond à la puissance photovoltaïque productible et non à la puissance réellement produite de façon à réduire les délestages de production. Le moyen d'action de l'optimiseur est de type tout ou rien en donnant ou non la permission au CMA de connecter ou déconnecter les charges délestables (ordre externe agissant sur l'interrupteur II comme représenté figure 19). Par exemple, l'optimiseur va chercher à rendre enclencher des charges délestables des consommateurs lors des maximums de production photovoltaïque. L'énergie ainsi consommée ne transitera pas par l'accumulateur et ne sollicitera pas le groupe électrogène minimisant ainsi les coûts de fonctionnement pendant cette période.

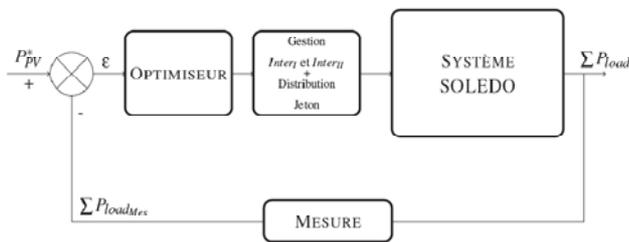


Figure 20. Représentation du système SOLEDO en boucle fermée

A cela, il faut ajouter une règle de gestion des abonnés. Dans le cas d'un système multi-utilisateurs (micro-réseau hybride), l'optimiseur doit assurer une gestion équitable des différents abonnés. Le mode de gestion retenu est de type "à jetons" et se déroule en 4 étapes :

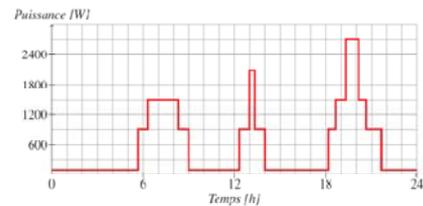
1. Tirage aléatoire du premier consommateur à fournir : affectation aléatoire du jeton
2. Attente de l'autorisation de l'optimiseur : permission de consommer
3. Échange du jeton par permutation circulaire à l'utilisateur suivant une fois que la permission a été accordée
4. Permission de consommer pendant 2 h.

L'échange cyclique du jeton permet d'autoriser tour à tour les différents utilisateurs à démarrer des charges délestables. De plus, le jeton est échangé dès que l'autorisation de consommer est donnée par l'optimiseur, ce qui permet à plusieurs utilisateurs de consommer en même temps. Enfin, une fois la permission accordée, elle ne peut pas être retirée avant un certain temps (2h dans cet exemple) de façon à éviter les instabilités au sein du système (démarrages et arrêts successifs des charges d'un même utilisateur).

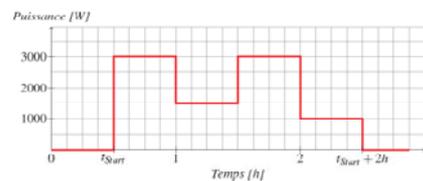
Dans l'optique de simplifier l'interprétation des résultats de simulation, les profils de consommation utilisés dans cette étude sont relativement simples. Il est possible de différencier le profil de consommation correspondant aux charges prioritaires du profil correspondant au cycle des charges délestables. Le profil des charges prioritaires est ici déterministe (cf. figure 21a).

Chaque jour, 3 pointes de consommation sont remarquables : elles correspondent aux pics habituellement observés pour

les profils de consommation résidentiels. Concernant le profil des charges délestables est probabiliste et aléatoire (tirage par épreuve de Bernoulli). Il dépend de l'action de l'optimiseur et du consommateur. Une fois l'instant de démarrage déterminé autorisé, le profil de consommation correspondant est purement déterministe. Il est représenté à la figure 21b.



(a) Profil de consommation journalier des charges **prioritaires**



(b) Profil de consommation de charges **délestables**

Figure 21. Exemples de profils de consommation journaliers considérés

A titre d'exemple, la figure 22 montre des résultats de simulation pour différentes valeurs du paramètre  $K_p$ . La consommation totale du consommateur ainsi que la production photovoltaïque sont représentées sur cette figure. Plusieurs observations peuvent être réalisées :

- $K_p = 0$  : pour un gain nul du correcteur proportionnel, seules les charges prioritaires du consommateur sont fournies. En effet, l'optimiseur n'a ici aucun effet, jamais les charges délestables ne sont autorisées. Le coût global de fonctionnement est ici minimal. En contrepartie, l'énergie fournie au consommateur est elle aussi minimale.
- $K_p = 0.3310^{-3}$  : pour ce gain, on peut voir que les charges délestables sont démarrées uniquement aux instants opportuns, c'est à dire lorsque le potentiel de production solaire est le plus élevé. Dans ce cas, l'énergie fournie au consommateur augmente sans pour autant augmenter les coûts de fonctionnement. Il s'agit du réglage optimum du correcteur pour lequel la part du coût de fonctionnement dans le coût du kWh consommé est la moins élevée.
- $K_p = 2.510^{-3}$  : à l'inverse, un réglage trop fort du correcteur proportionnel a pour effet de démarrer les charges délestables à des instants pas forcément bien choisis. Ainsi, le cycle correspondant aux charges délestables peut être mis en route en cas de sous-production d'énergie photovoltaïque. Dans ce cas, la fourniture des charges du consommateur fait invariablement appel soit à l'accumulateur ou au groupe électrogène augmentant alors nettement le coût de fonctionnement du système.

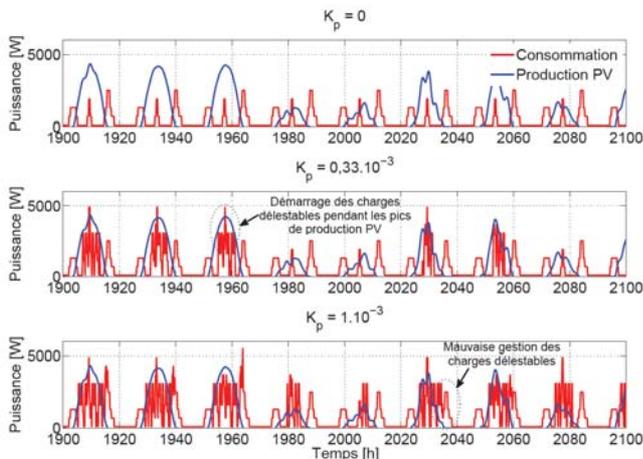


Figure 22. Résultats de simulations temporelles pour 3 valeurs remarquables du gain  $K_p$  [7]

#### 4. Conclusion

Leur coût d'investissement et de fonctionnement et la variabilité des sources d'origine renouvelable sont les deux inconvénients majeurs souvent mis en avant pour justifier leur difficulté de pénétration massive. Concernant le premier point, nous avons souligné une baisse très significative des coûts qui a conduit à une compétitivité réelle des filières EnR par rapport aux filières traditionnelles non renouvelables et fortement polluantes. Concernant le second point relatif à leur variabilité, de nombreux leviers techniques existent notamment par un pilotage optimal de la production, de la consommation et éventuellement du stockage. Dans cet article, nous en avons donné quelques exemples et illustrer la faisabilité et l'impact très bénéfique de ce pilotage sur le dimensionnement sur cycle de vie de tels systèmes.

Sur le plan pédagogique, le contexte des EnR et les divers degrés de liberté possibles pour leur pilotage sont un formidable « terrain de jeu » technique pour enseigner et diffuser efficacement les notions fondamentales de l'EEA.

#### 5. Bibliographie

[1]. B. Multon, Y. Thiaux, H. Ben Ahmed, Consommation d'énergie, ressources énergétiques et place de l'électricité, Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D3900v2, fev. 2011, 20 p.

[2]. B. Chabot, Global electricity overview for 2014, juin 2015, Renewable International Magazine (en ligne)

[3]. OBSER'ER, La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 14e inventaire, édition 2013

[4]. Banque Lazard, Lazard's levelized cost of energy analysis - Version 8.0, sept. 2014 (en ligne).

[5]. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (Ch. 9 : Renewable Energy in the Context of Sustainable Development), 2011.

[6]. O. Gergaud. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur. PhD thesis, ENS Cachan, SATIE, 2002.

[7]. Y. Thiaux. Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques hybrides. PhD thesis, ENS Cachan, SATIE, 2010.

[8]. L. Dang. Contribution à l'étude des systèmes Photovoltaïques/Stockage distribués. Impact de leur intégration à un réseau fragile. PhD thesis, ENS Cachan, SATIE, 2014.

[9]. P. Haessig. Dimensionnement & gestion d'un stockage d'énergie pour l'atténuation des incertitudes de production éolienne. PhD thesis, ENS Cachan, SATIE, 2014.

[10]. J. Aubry. Optimisation du dimensionnement d'une chaîne de conversion électrique directe incluant un système de lissage de production par supercondensateurs. Application au houlogénérateur SEAREV PhD thesis, ENS Cachan, SATIE, 2011.

[11]. N. Herrmann, S. Golz, and B. Buchholtz. Washing with the sun: Results of a field test for the use of locally generated renewable electricity and load shifting in households. International Journal of Distributed Energy Ressources, vol.4, 2008.

[12]. P.P. Groumos and G. Papegeorgiou. An optimum load management strategy for standalone photovoltaic power systems. Solar Energy, vol.46, n.2 :121–128, 1991.

[13]. A.N Celik. Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand alone photovoltaic systems. Renewable Energy, vol.32 :2096–2115, 2007.

[14]. J. Seigneurbieux, G. Robin, H. Ben Ahmed, and B. Multon. Optimization with energy management of PB battery stand alone systems over the entire life cycle. European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 21, 2006.

[15]. Y. Riffonneau. Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau. PhD thesis, Université de Grenoble, 2009.

[16]. Power Meter de Google. Site Web : <http://www.google.org/powermeter>, visité le 15/01/2010.

[17]. Société EDELIA. Site Web : <http://www.edelia.fr>, visité le 15/01/2010.

[18]. Société VOLTALIS. Site Web : <http://www.voltalis.com>, visité le 15/01/2010.

[19]. Association PV Cycle. Site Web : <http://www.pvcycle.org/>, visité le 16/02/2010.

[20]. E.A Alsema and E. Nieuwlaar. Energy viability of photovoltaic systems. Energy Policy, vol.28 :999–1010, 2000.

[21]. Y. Thiaux, J. Seigneurbieux, B. Multon, and H. Ben Ahmed. Load Profile Impact on the Gross Energy Requirement of Stand-Alone Photovoltaic Systems. Renewable Energy, vol.35 :602–613, 2009.

[22]. C.J Rydh and B.A Sandén. Energy Analysis of batteries in photovoltaic systems. Part 1 : Performance and energy requirement. Energy Conversion and Management, 2005.

[23]. C.J Rydh. Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage. Journal of Power Sources, vol.80 :21–29, 1999.

[24]. Société Enertech. Site Web : <http://www.enertech.fr/>.

[25]. S. Krauter. Solar Electric Power Generation, Photovoltaic Energy Systems. Springer, 2006.