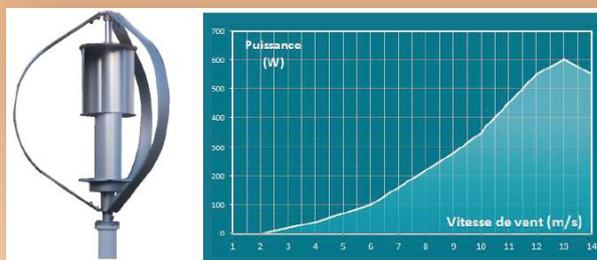
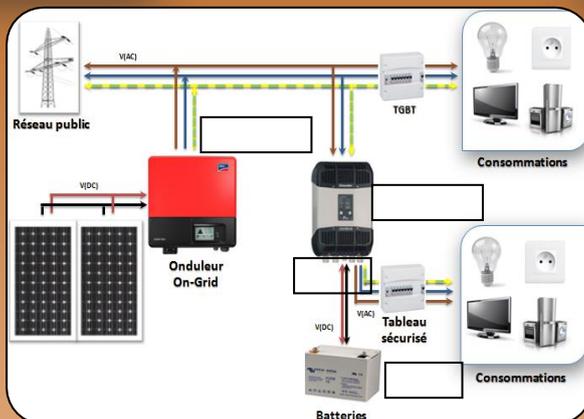
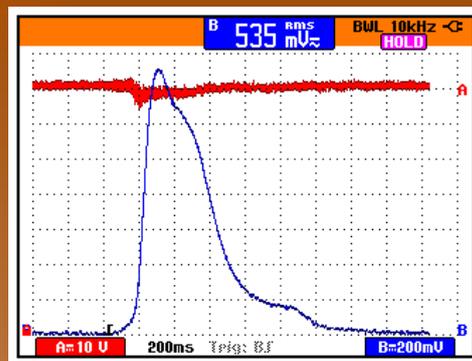
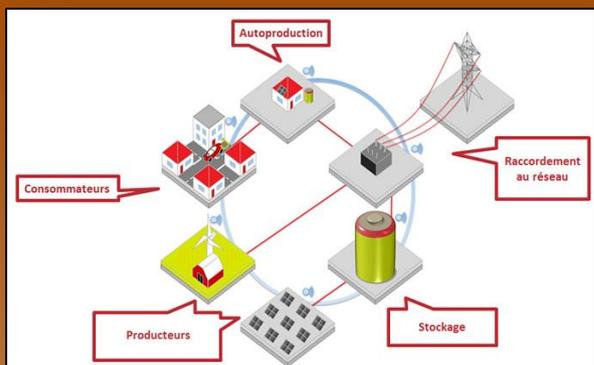


La Revue SEE



Ressource publiée sur Culture Sciences de l'Ingénieur : <https://eduscol.education.fr/sti/si-ens-paris-saclay>



**Autoconsommation
et
autoproduction**

Publication trimestrielle du Cercle Thématique 13.01 de la SEE

ENSEIGNER L'ÉLECTROTECHNIQUE ET L'ÉLECTRONIQUE INDUSTRIELLE



*Société de l'Électricité, de l'Électronique
et des Technologies de l'Information
et de la Communication*

N°81 – Juillet 2015

Activité de projet en STS électrotechnique autour d'une installation d'autoconsommation-production.
 MOUSTAFA CHERIGUENE (pages 46 à 50)

Synoptique de l'installation :

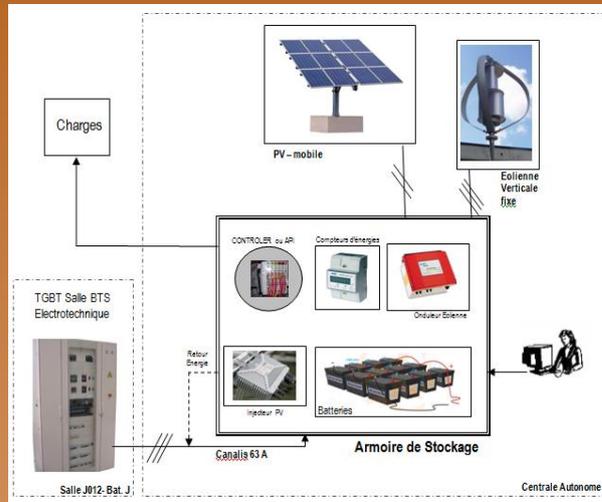
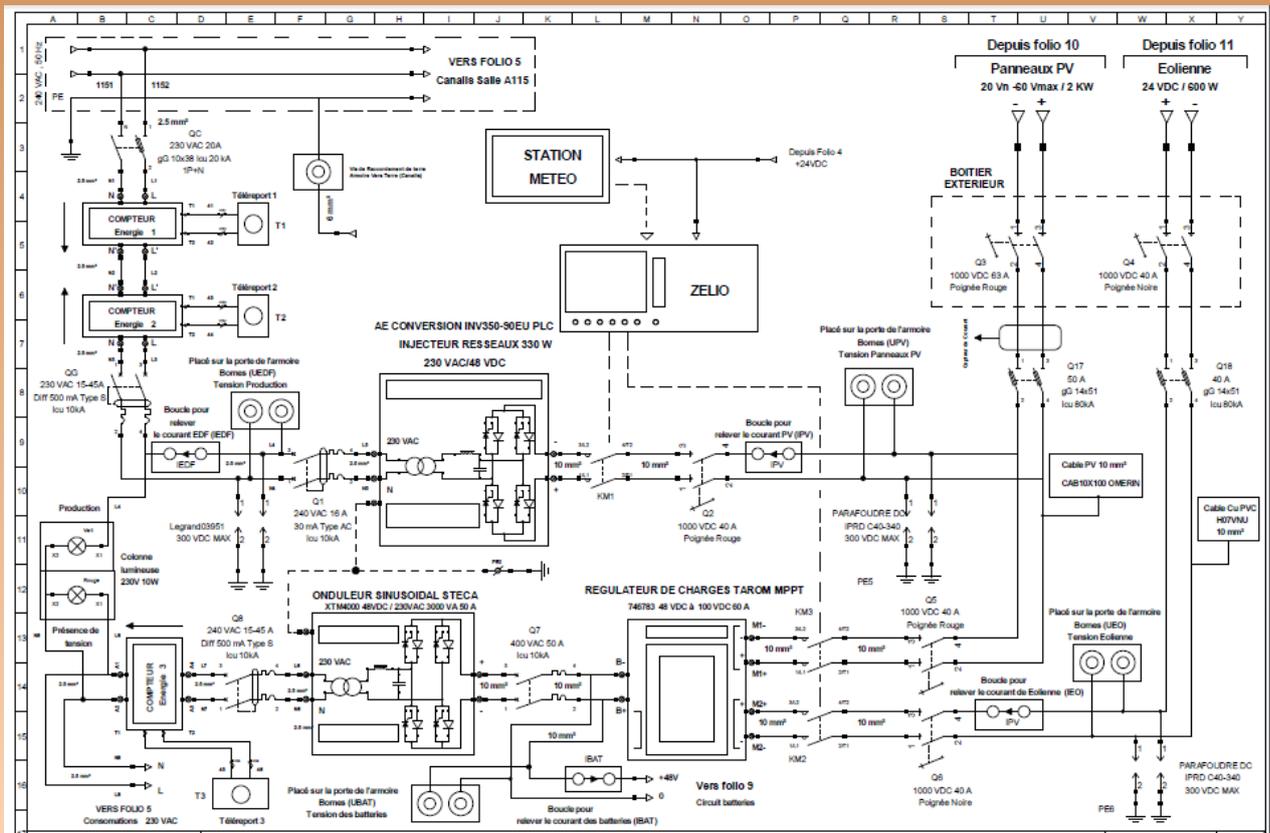


Schéma multifilaire :





La Revue 3EI
publication trimestrielle
du **Cercle Thématique 13-01**
de la SEE

SOCIÉTÉ de l'ELECTRICITE, de l'ELECTRONIQUE et des TECHNOLOGIES de l'INFORMATION et de la COMMUNICATION.

17, rue de l'Amiral Hamelin, PARIS 75783 CEDEX 16
Tél : 01 56 90 37 00 Fax : 01 56 90 37 19
site web : www.see.asso.fr

SEE, association reconnue d'utilité publique par le décret du 7 décembre 1886
Siret 785 393 232 00042, APE 9412 Z, n° d'identification FR 44 785 393 232

3EI : Enseigner l'Électrotechnique et l'Électronique Industrielle

<p>La Revue 3EI, Édition SEE, 17 rue de l'Amiral Hamelin 75783 PARIS Cedex 16</p> <p>Directeur de la publication François GERIN Président de la SEE</p> <p>Rédacteur en Chef Franck LE GALL</p> <p>Adresser les propositions d'article à : revue3ei.art@voila.fr</p> <p>Communication Mr Jacques Horvilleur communication@see.asso.fr 01 56 90 37 09 publicité au rapport</p> <p>Abonnement (4 numéros par an) Janvier, Avril, Juillet, Octobre 2015. tarifs TTC : (revue papier) <u>Individuel :</u> France et CEE.....40 € Pays hors CEE.....50 € <u>Collectivités</u> France et CEE.....57 € Pays hors CEE.....70 €</p> <p>Réalisation et impression Imprimerie JOUVE</p> <p>Routage et Expédition Imprimerie JOUVE</p> <p>Dépôt Légal : Juillet 2015 Commission Paritaire 1217 G 78028 ISSN 1252-770X</p>	<p style="text-align: right;">Sommaire du n° 81</p> <p style="text-align: center;">Thème : Autoconsommation et autoproduction</p> <p>p. 2 Éditorial, p. 3 Publications, p. 7 Introduction aux « smart-grids » et à l'auto-production/consommation de l'énergie électrique. Arnaud Brugier (IUT de Saint-Denis)</p> <p>p. 13 Autoconsommation : opportunité ou vraie fausse piste ? Mélodie de l'Épine (Hespul)</p> <p>p. 21 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 Hamed, B. Multon, Y. Thiaux, O. Gergaud, P. Haessig, T. Kovaltchouk, R. Le Goff-Latimier (ENS Rennes)</p> <p>p. 33 Nice Grid : un projet ambitieux et innovant de quartier solaire intelligent. Alexis Phelizon (ERDF)</p> <p>p. 38 Point de vue d'un industriel sur l'autoconsommation de l'énergie solaire photovoltaïque. Grégory Lamotte (COMWATT)</p> <p>p. 41 Les onduleurs "Smart-Grid" IMEON pour le photovoltaïque en autoconsommation. Antoine Mathieu (IMEON Energy)</p> <p style="text-align: center;">Hors Thème</p> <p>p. 46 Activité de projet en STS électrotechnique autour d'une installation d'autoconsommation-production. Moustafa Chériguène (Lycée Jean Jaurès, Argenteuil)</p> <p>p. 51 Instrumentation d'un véhicule motorisé électrique faible consommation de type « éco marathon ». Arnaud Sivert, Franck Bertin (IUT Soissons), Thierry Lequeu (IUT Tours)</p> <p>p. 60 Modélisation, Commande et Mise en Œuvre de deux Ponts Triphasés Back-to-Back avec Contrôle des Flux de Puissance et de la Tension du Bus DC. Application à l'émulation de la chaîne de conversion électrique des houlogénérateurs directs. A. Darkawi, T. Kovaltchouk, H. Ben Ahmed, B. Multon, S. Hamonic (ENS Rennes)</p> <p>p. 71 Modélisation par réseaux de réductances d'une machine à rotor encoché avec prise en compte de la réaction magnétique de l'induit, Sara Bazhar (Université de Lorraine)</p>
---	--

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans la présente édition, faite sans l'autorisation de l'éditeur est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées. Toutefois des copies peuvent être utilisées avec l'autorisation de l'éditeur. Celle-ci pourra être obtenue auprès du Centre Français du Droit de Copie, 20, rue des Grands Augustins, 75006 Paris, auquel la Revue 3EI a donné mandat pour la représenter auprès des utilisateurs. (loi du 11 mars 1957, art.40 et 41 et Code Pénal art. 425).

A l'heure où la planète entière se pose la question du réchauffement climatique, de nombreuses pistes sont explorées par les chercheurs et les industriels pour parvenir à un développement durable des moyens de production de l'énergie. Le cas particulier de la production de l'électricité a été récemment le sujet de rapports officiels du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie et de l'ADEME. Par ailleurs, les annonces d'industriels aussi médiatiques qu'Elon Musk (fondateur de la société Tesla Motors) sur le développement de l'autoconsommation électrique, nous incitent à nous poser la question de notre modèle de production actuel.

Le thème que nous vous proposons dans ce nouveau numéro de la revue 3EI est donc celui de "l'autoconsommation et l'autoproduction". Il a été piloté par Arnaud Brugier, membre du comité de rédaction de la revue et enseignant à l'IUT de Saint-Denis.

Après l'introduction de M. Brugier, Mme de l'Epine, membre de l'Association Hespul qui depuis 1991 développe son expertise dans le domaine du photovoltaïque, fait le point sur l'autoconsommation en France.

Dans leur article, M. Ben Ahmed et ses collègues de l'ENS Rennes, nous montrent que les systèmes photovoltaïques peuvent être très performant moyennant un pilotage intelligent des profils de consommation.

Le point de vue des industriels est largement représenté par M. Phelizon d'ERDF, M. Lamotte de l'entreprise COMWATT et M. Mathieu de la société IMEON. Ils exposent respectivement l'expérience d'un quartier solaire intelligent à Nice, le point de vue de l'industriel COMWATT sur l'autoconsommation et l'onduleur Smart-Grid IMEON qui, avec sa structure hybride, permet d'optimiser le fonctionnement d'une installation de panneaux photovoltaïques.

Dans la section hors thème, vous pourrez découvrir l'article de M. Chériguene, enseignant en STS électrotechnique au lycée Jean Jaurès d'Argenteuil, qui décrit un projet mené en STS électrotechnique sur une installation hybride (PV et éolien) de production d'énergie électrique.

Le second article "hors thème" est dû à M. Sivert et ses collègues qui, à la suite d'articles déjà parus dans les précédents numéros de la revue 3EI, développent l'étude complète de l'instrumentation d'un véhicule motorisé électrique faible consommation de type "éco marathon".

L'article de M. Darkawi et de ses co-auteurs nous permettra de bien comprendre le fonctionnement d'un convertisseur Back-to-Back avec contrôles du flux de puissance et de la tension du Bus DC pour l'application à la conversion électrique des houlogénérateurs directs.

Ce numéro de juillet s'achève sur l'article de Mme Bazhar présenté lors des journées JCGE-SEEDS, qui nous propose l'étude d'une machine à rotor encoché par réseaux de réluctances.

Vous remarquerez que la revue 3EI fait peau neuve. Nous espérons que cette nouvelle présentation tout en couleurs vous sera plus agréable et contribuera à une meilleure diffusion des travaux qui y sont présentés.

Bonne lecture.

Le Comité de Publication de la Revue 3EI

La Revue 3EI**Comité de publication**

Hamid BEN AHMED

Arnaud BRUGIER

Jacques COURAULT

Jean FAUCHER

Gilles FELD

Jean-Philippe ILARY

Chérif LAROUCI

Marie-Michèle LE BIHAN

Franck LE GALL

Denis LABROUSSE

Pascal LOOS

Marc PETIT

Sylvain PIETRANICO

Oviglio SALA

Jean-François SERGENT

Jean-Claude VANNIER

**Faites connaître notre revue !
Vous en assurez ainsi la pérennité.**



Systèmes électroniques embarqués et transports

Pierre Ezerzere, Philippe Jourdes, Philippe Louvel

Technique et ingénierie DUNOD

Des ordinateurs portables aux satellites les plus sophistiqués, l'électronique embarquée s'est imposée comme une discipline à part, aux spécificités propres. Dans le domaine des transports, elle a su par exemple s'adapter aux contingences les plus critiques de l'aéronautique.

Véritable état de l'art de l'électronique embarquée dans les transports, cet ouvrage présente :

- les différentes catégories de systèmes (électropneumatique, électrohydraulique, électrothermodynamique, électromécanique...);
- leurs propriétés et fonctionnalités (sécurité, autonomie, communication...);
- leurs caractéristiques intrinsèques (architecture système, choix des composants en fonction des contraintes...).

Distinguant transports automobile, aéronautique et ferroviaire, l'ouvrage met en avant leurs similitudes ou différences à travers de très nombreux exemples commentés et, pour chacun, leurs enjeux et perspectives d'évolution. À la fois livre de référence, outil de travail et de réflexion, cet ouvrage se destine principalement aux ingénieurs et techniciens des industries automobile, aéronautique ou ferroviaire.

Sommaire : Ingénierie au niveau système. Ingénierie au niveau composants. Systèmes embarqués en aéronautique. Génération électrique et distribution. Génération de l'énergie hydraulique. Commande des gouvernes de vol. Contrôle des turboréacteurs. Pressurisation et climatisation. Contrôle des trains d'atterrissage. Systèmes de freins. Navigation et pilotage automatique. Systèmes embarqués ferroviaires. Captage électrique et distribution. Freinage. Signalisation. Traction. Eclairage et climatisation. Enregistreur d'événements. Pendulation active. Systèmes embarqués automobile. Génération électrique, distribution et batteries. Contrôle moteur et dépollution. ABS et ESP. Airbags. Directions assistées. Antidémarrage, télécommandes de portes. Eclairage et essuyage extérieurs. Climatisation, autoradio, navigation. Transmissions et boîtes automatiques. Systèmes d'aide à la conduite. Enjeux et perspectives.



La conception de systèmes avec FPGA

Bonnes pratiques pour le développement collaboratif

Philip Simpson

Technique et ingénierie DUNOD

Concevoir des systèmes sur puce (SoC) avec des FPGA nécessite de faire collaborer des ingénieurs ayant des expertises différentes en électronique et en informatique : concepteurs de FPGA, concepteurs de cartes, spécialistes de l'intégrité du signal, développeurs de logiciels système et d'applications.

La réussite de ces projets passe par une bonne planification, une bonne coordination des tâches de toute l'équipe pour une conception selon le planning prévu, en veillant au respect des spécifications fonctionnelles et temporelles et en employant des techniques permettant des réutilisations ultérieures de parties du circuit.

Le but de cet ouvrage est de fournir l'ensemble des bonnes pratiques pour réussir la conception collective d'un système avec FPGA.

Sommaire : Spécifications. Modélisation. Étude des ressources. Conception de cartes. Consommation. Flot de conception en équipe. Conception RTL. IP (Intellectual Property) et réutilisation de circuits. Conception pour l'embarqué. Vérification fonctionnelle. Contraintes temporelles. Conception de haut niveau. Débogage. Validation.



**Précis
d'électricité**
L'essentiel du cours
Exercices corrigés

DUNOD

Précis d'Electricité
L'essentiel du cours, exercices corrigés

Christophe Palermo, Catherine Guasch, Jérémie Torres

DUNOD

Cet ouvrage est conforme au programme des filières GEII, Mesures physiques, GIM et Génie chimique. Le cours, concis, clair et pédagogique, est ponctué de rubriques "En bref" qui signalent les notions importantes à retenir. Dans chaque chapitre, de nombreux exercices basés sur des situations concrètes permettent de se préparer aux épreuves.

Cet ouvrage propose un cours d'électricité de niveau L1/L2. Le cours, concis, clair et pédagogique, est ponctué de rubriques "En bref" qui signalent les notions importantes à retenir. Dans chaque chapitre, de nombreux exercices basés sur des situations concrètes permettent de se préparer aux épreuves. Les corrigés, détaillés, mettent l'accent sur la méthodologie.

Sommaire : Bases fondamentales. Phénomènes électriques. Grandeurs et quantités électrostatique. composants électriques. Courant et tension. Courant électrique. Tension. Conventions récepteur et générateur. Résistance et loi d'ohm. Energie et puissance électriques. Dipôles. Générateurs. Récepteurs actifs. Réseaux linéaires en régime continu. Les lois de Kirchoff. Le principe de superposition. La méthode du dipôle linéaire. Le théorème de Millmann. Régimes dépendant du temps. Régime quasi stationnaire. Régime transitoire. Régime sinusoïdal permanent.

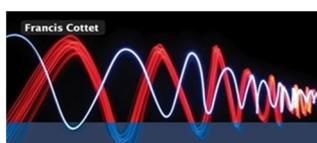


Electricité - GEII-GIM-GMP, informatique, mesures physiques, réseaux et Télécom

Christophe Palermo, Catherine Guasch, Jérémie Torres

DUNOD

Cet ouvrage de la collection "Parcours IUT" est conforme au programme des filières GEII, Mesures physiques, GIM et Génie chimique. Le cours, concis, clair et pédagogique, est ponctué de rubriques "En bref" qui signalent les notions importantes à retenir. Dans chaque chapitre, de nombreux exercices basés sur des situations concrètes permettent de se préparer aux épreuves. Les corrigés, détaillés, mettent l'accent sur la méthodologie.



**Traitement
des signaux
et acquisition
de données**
Cours et exercices corrigés
4^e édition

IUT
Licence 3
Master
Écoles d'ingénieurs

DUNOD

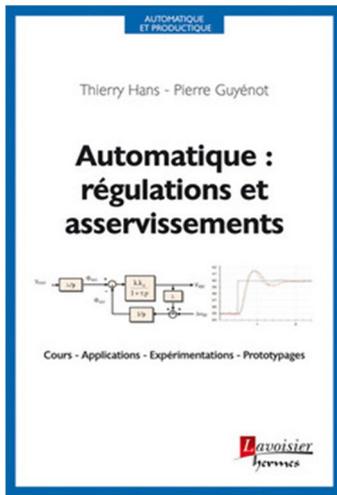
Traitement des signaux et acquisition de données
Traitement des signaux et acquisition de données - Cours et exercices corrigés
- IUT, Licence 3, master, écoles d'ingénieurs

Francis Cottet

DUNOD

Cet ouvrage présente les principales caractéristiques de la conception puis de la réalisation d'une chaîne de mesures d'un procédé physique. La première partie décrit le traitement des signaux analogiques. La deuxième est consacrée au traitement des signaux numériques. Enfin la troisième traite du choix et de la mise en oeuvre d'une chaîne de mesures. De nombreux exercices et problèmes résolus complètent chaque chapitre. Les exemples de l'ouvrage sont illustrés à l'aide du logiciel d'instrumentation industrielle LabVIEW.

Cette quatrième édition se différencie de la précédente par l'ajout d'un nouveau chapitre sur le traitement d'images.



Automatique : régulations et asservissements : Cours - Applications - Expérimentations - Prototypages

HANS Thierry, GUYÉNOT Pierre

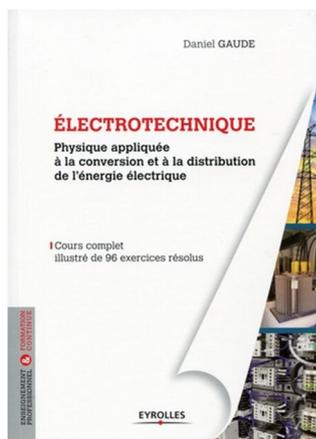
LAVOISIER HERMES

Dans le domaine industriel, réguler une grandeur physique ou asservir la sortie d'un processus à une de ses entrées impose de faire appel à des boucles de rétroaction. La conception, l'expérimentation, la mise au point et l'exploitation de ces systèmes « bouclés » nécessitent de sérieuses connaissances théoriques et pratiques. Pour faciliter la compréhension de ces systèmes, l'ouvrage procède en deux temps :

- une première partie rappelle les notions théoriques indispensables illustrées par de nombreux exercices corrigés ;
- une seconde partie aborde l'étude de problèmes de synthèse à caractère industriel.

L'originalité de cet ouvrage est d'ajouter aux notions classiques propres à ces domaines l'étude expérimentale et la modélisation des processus par l'utilisation de logiciels permettant d'expérimenter puis de simuler leurs comportements afin de les améliorer avec souplesse, rapidité et économie.

Pratique, didactique et synthétique, ce livre s'adresse aux enseignants et aux étudiants concernés par l'étude des régulations ou asservissements, mais également aux techniciens et ingénieurs exerçant au sein de bureaux d'études ou de services de maintenance, à la recherche de réponses à leurs problèmes concrets.



Electrotechnique 1 et 2

Daniel Gaude

EYROLLES

L'électrotechnique est une discipline où la recherche nous apporte périodiquement de nouvelles applications, tandis que de nouveaux besoins ne cessent de se faire jour.

L'intérêt que suscite cette discipline déjà classique s'en trouve donc constamment stimulé, invitant tous ceux qui souhaitent suivre cette évolution à découvrir ou à redécouvrir ce domaine porteur d'emplois et ouvrant aux nombreuses carrières de techniciens, d'ingénieurs et de chercheurs.

Par sa polyvalence et sa souplesse, l'énergie électrique est au coeur des échanges d'énergie.

Ces manuels permettront aux étudiants inscrits dans les différents premiers cycles de l'enseignement supérieur et aux professionnels en formation continue d'étudier - avec des méthodes actuelles - l'électrotechnique telle qu'on la pratique aujourd'hui; les problèmes reposent donc sur des données industrielles et techniques.

La part faite aux études de cas et aux exercices corrigés constitue un des meilleurs atouts de ces ouvrages où l'on verra que, chaque fois que cela est possible, le problème précède le cours. Toutefois, pour que l'on soit encouragé à le résoudre, la solution est le plus souvent déjà dans l'énoncé.

Enfin, pour résoudre les problèmes à la calculatrice ou à l'ordinateur, la simulation informatique et les méthodes de calcul informatisées sont ici très largement utilisés.





Les fibres optiques

Notions fondamentales (câbles, connectique, composants, protocoles, réseaux.)

Jean-Michel Mur

ENI collection EPSILON

Devenu un classique, ce livre sur les fibres optiques a été mis à jour et complété pour cette nouvelle édition. Il s'adresse à toute personne intervenant dans la prise de décision d'investissement dans ce domaine (services informatiques, services généraux d'entreprise, collectivités territoriales, promoteurs immobiliers, gestionnaires d'équipements...) ainsi qu'à des étudiants et professionnels de l'informatique désireux de mieux connaître ce support, qui convient aussi bien aux autoroutes de l'information des opérateurs, aux zones d'aménagement public, aux data centers des informaticiens, aux réseaux locaux des entreprises, à l'immobilier et l'habitat, etc. L'auteur a souhaité présenter de manière simple, sans être simpliste, la grande diversité des éléments qui composent le monde des fibres optiques.

Dans les premiers chapitres, il décrit la variété des fibres optiques et leurs points forts (fibres optiques unimodales, multimodales, fibres optiques en plastique, fibres optiques pour applications spécifiques...) ainsi que leur protection vue à travers un large panorama des câbles en fibres optiques pour l'intérieur ou pour l'extérieur (câbles en aérien, câbles enterrés, en galerie, en caniveaux, câbles marinisés, câbles hybrides, etc.).

La partie matériel des réseaux optiques est traitée dans les chapitres suivants à travers la présentation des méthodes d'aboutement des fibres optiques (connectique optique, épissure...), les équipements pour les tests et mesures et les grands types de composants optoélectroniques (lasers, photodiodes, coupleurs, atténuateurs, cordons optiques actifs pour data centers, etc.).

Un chapitre sur le multiplexage en longueur d'onde (WDM) fait comprendre tout l'intérêt de cette technique appliquée à ce support pour rentabiliser au maximum les investissements déjà consentis dans l'installation de réseaux en fibres optiques.

Les derniers chapitres font le tour des principaux protocoles transitant sur les fibres optiques (des divers Ethernet de l'ancien 10 Mbit/s aux récents 40 et 100 Gbit/s et très récent 400 Gbit/s, y compris Ethernet industriel, InfiniBand, Fiber Channel, etc.) et présentent les grands types de réseaux en fibres optiques avec un focus particulier sur les réseaux optiques passifs (PON) permettant de déployer à moindre coût la fibre optique jusqu'à l'habitation.

Enfin, en annexe, sont fournies les adresses des sites Internet des organismes de normalisation et d'associations d'industriels ainsi qu'une liste des acronymes propres au domaine des fibres optiques.

Introduction aux « smart-grids » et à l'autoproduction consommation de l'énergie électrique

ARNAUD BRUGIER

Enseignant de sciences industrielles de l'ingénieur, option énergie

Comité de lecture de *La Revue 3ei*

brugier@iutsd.univ-paris13.fr

Département Génie Industriel et Maintenance, IUT de Saint-Denis, Université Paris 13

***Résumé :** c'est la publication dans la presse de plusieurs articles traitant du sujet et de deux rapports officiels du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie⁶ puis de l'ADEME⁸⁶ qui a incité le comité de lecture de La Revue 3ei à aborder ce thème dans son nouveau numéro.*

Nous souhaitons donc rappeler ici les principes et technologies mis en œuvre dans les « smart-grids » à l'aide de ressources documentaires de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)¹ mais aussi présenter les enjeux de l'autoconsommation et de l'autoproduction de l'énergie électrique et ce, principalement à partir de l'introduction du rapport du Ministère.

1. Les étapes de l'intégration des EnR aux réseaux électriques¹

1.1. Un préalable, le raccordement au réseau

Le raccordement consiste à **connecter l'installation de production** au réseau d'électricité. Il est un préalable à l'accès au réseau, dont la transparence et l'aspect non-discriminatoire sont garantis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Les installations de production d'énergie renouvelable (hydraulique, éolien, solaire, biomasse, etc.) doivent être raccordées à un réseau électrique public ou privé pour que l'électricité qu'elles produisent puisse être vendue, sur les marchés ou de façon contractuelle, notamment dans le cadre de **mécanismes d'obligation d'achat ou d'appels d'offres**, et pour que cette énergie puisse être utilisée par des consommateurs raccordés au réseau.

1.2. Un défi pour les gestionnaires de réseaux

L'insertion massive des énergies renouvelables (EnR) sur les réseaux électriques pose des **problèmes d'ordre technique**, notamment pour les gestionnaires de réseaux. Le premier concerne la **localisation** des installations de production. L'intégration de la production décentralisée conduit à un fonctionnement bidirectionnel des réseaux traditionnellement conçus

pour n'acheminer l'énergie que dans un sens, faisant émerger des besoins de renforcement. Le second relève de la **gestion des moyens de production intermittents** dans le système électrique. Pour des taux de pénétration inférieurs à 30 %, l'impact de la production intermittente reste limité et peut être pris en charge par le système électrique. En revanche, lorsque le taux de pénétration augmente, des déséquilibres peuvent survenir.

En France, la dynamique de développement des installations de production d'électricité de sources renouvelables place **en première ligne les gestionnaires de réseau de distribution** chargés de raccorder les centrales et d'apporter des réponses à court, moyen et long termes pour garantir un fonctionnement sûr et économique du système électrique.

Trois facteurs principaux influent sur l'apparition et l'intensité des contraintes :

- l'impact sur le réseau est plus fort quand la production n'est pas corrélée avec la consommation (ce qui est souvent le cas pour le photovoltaïque) ;
- le besoin d'investissements est plus élevé quand le développement se fait dans des zones peu denses où les réseaux de transport et de distribution sont dimensionnés au plus juste (cette situation est souvent rencontrée pour les centrales éoliennes qui sont implantées là où la densité de population est réduite) ;
- l'ampleur des adaptations du réseau nécessaires pour l'insertion des installations de

petite taille en basse tension est très fortement dépendante de leur niveau de concentration.

L'intégration des EnR sur les réseaux électriques nécessite une **adaptation des infrastructures et de la gestion du système électrique**.

L'intermittence, le caractère non pilotable et un besoin de gestion de l'équilibre production/consommation à la maille locale constituent un défi pour les gestionnaires de réseau de distribution et imposeront une évolution de la gestion du système électrique.

1.3. Des solutions de « smart grids »

Afin de faciliter l'intégration des EnR dans le système électrique, les réseaux devront être gérés de manière plus réactive, grâce aux technologies de « smart grids » ou réseaux intelligents. Ces technologies regroupent de nombreux outils et systèmes pour la gestion des réseaux (comptage communicant, stockage de l'électricité, modèles de marché, onduleurs et charges contrôlables, etc.). Les nouvelles technologies de l'information et de la communication interviendront également afin d'optimiser les flux d'énergie et, notamment, d'assurer l'équilibre « offre/demande ». En développant l'observabilité, la prévisibilité, le pilotage et la flexibilité, les « smart grids » permettront de mieux gérer l'intermittence des énergies renouvelables.

Développer l'observabilité permettra de surveiller l'état du réseau à tout moment (défaut, congestion, variation de la tension, etc.), d'anticiper les incidents et de faciliter la prise de décision pour optimiser le réseau et le rendre plus sûr. La multiplication des capteurs, tels que les compteurs communicants, permettra ainsi de mesurer précisément les flux d'énergie sur le réseau et de maintenir l'équilibre et la stabilité du système.

Les gestionnaires de réseaux européens développent actuellement les outils de prévision de la production renouvelable, afin de mieux gérer l'équilibre production/consommation et, ainsi, d'améliorer l'insertion de cette production sur les réseaux. Il s'agit de déterminer quelle part de la puissance totale maximale attribuer aux énergies renouvelables. (RTE et IPES / REE et le Cecre) La météorologie joue également un rôle prépondérant pour une meilleure intégration des énergies renouvelables aux réseaux. Les prévisions météorologiques permettent d'opérer des rapprochements statistiques et/ou corrélatifs entre l'aléa météorologique et la production. Ainsi, un faible écart entre les prévisions et la production sera

satisfaisant pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande et, ainsi, préserver l'équilibre du système.

Afin de mieux intégrer la production décentralisée sur les réseaux en respectant la stabilité et la qualité du système, des outils de contrôle et de pilotage ont été mis en place. Il s'agit d'interagir avec la production décentralisée :

- en développant les fonctions d'automatisation (réglages de la tension et de la puissance, reconfiguration après défaut),
- en agrégeant les productions décentralisées à travers une « centrale virtuelle » locale. La création de « centrales virtuelles » permet de s'affranchir en temps réel de l'intermittence grâce à la combinaison de marchés locaux de l'électricité et de couples matériels/logiciels assez habiles pour équilibrer, en temps réel, demande et production d'électricité,
- en développant la gestion de la demande. Celle-ci permet, en incitant, par des signaux tarifaires, les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation en période de pointe et à consommer en période creuse, de mieux gérer l'équilibre production/consommation. Il s'agit de calquer la consommation sur la production d'électricité renouvelable. Etant donné que les quantités d'électricité produites et consommées doivent toujours être égales, que les EnR sont par nature intermittentes et qu'il est très difficile de stocker l'électricité, on efface ou on déclenche certaines consommations afin de préserver l'équilibre du système.

Il faut alors concevoir des infrastructures de communication et de gestion des données pour intégrer la production décentralisée dans la conduite du système

Les technologies de « smart grids » permettront de développer la flexibilité des réseaux et, ainsi, de gérer l'intermittence et la variabilité des énergies renouvelables. Les FACTS (« flexible alternative current transmission systems » – systèmes de transmission flexible de courant alternatif), les compensateurs statiques et les condensateurs permettent le transfert d'une plus grande quantité d'énergie sur les lignes électriques existantes tout en améliorant la stabilité de la tension et accroissent la résistance du réseau électrique aux oscillations de système et aux perturbations.

Le stockage de masse et le renforcement des interconnexions apparaissent comme des solutions complémentaires aux FACTS pour améliorer la flexibilité du système électrique. En effet, en offrant la possibilité de lisser la production de pallier

l'intermittence des EnR, ils permettront de mieux intégrer les énergies renouvelables au système électrique.

2. Expérimentations à l'échelle « d'îlots urbains »¹

Dans son dernier ouvrage intitulé « la troisième révolution industrielle », l'économiste américain Jeremy Rifkin, anticipe un futur proche où chaque bâtiment pourra devenir à la fois producteur, consommateur, réserve (avec la batterie d'un véhicule par ex.), fournisseur d'énergie électrique, le tout via les réseaux intelligents (« smart grids » - mais ne devrait-on pas dire « smarter grids » tant le réseau actuel l'est déjà ?). Ce modèle « distribué et horizontal » est l'objet d'un grand nombre d'études et d'expérimentations. La CRE (Commission de Régulation de l'Energie) publie également sur son site dédié aux « smart-grids » (<http://www.smartgrids-cre.fr>) les définitions suivantes relatives aux « micro-grids », réseaux intelligents à l'échelle d'un îlot urbain :

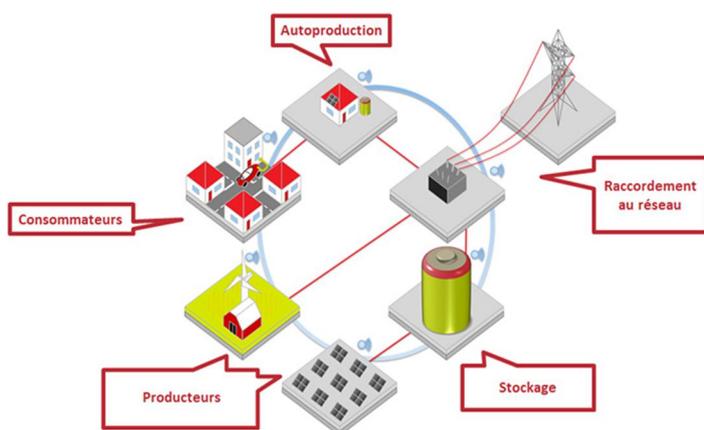


Fig. 1 : le « micro-grid »¹

Producteurs : les « micro-grids » sont alimentés par un ou plusieurs générateurs : installations de production d'électricité à partir de ressources renouvelables intermittentes (micro-turbines, éoliennes, centrale solaire PV, ...) mais également installations de production conventionnelles.

Les « micro-grids » permettent une gestion optimisée de la production d'électricité de source d'origine renouvelable à l'échelle locale. Ils permettent également de différer des investissements de réseaux, la proximité entre production et consommation rendant possible l'optimisation de l'acheminement de l'énergie.

Cependant, dans le même temps, la production décentralisée induit des problématiques en matière de qualité d'alimentation et de stabilité du réseau.

Expérimentation « micro-grid » producteurs :
Smart ZAE à Toulouse.

Raccordement au réseau : les « micro-grids » sont connectés au réseau public de distribution (cas des zones artisanales ou industrielles, des campus universitaires et des éco-quartiers) mais peuvent également fonctionner en mode îloté, en cas de défaut dans le réseau principal (cas des zones isolées ou des bases de vie).

Le fonctionnement en mode îloté pose des questions techniques, mais également de modèle économique. De nouveaux mécanismes sont à étudier pour faciliter le développement de l'auto-consommation à une maille plus grande, celle de l'îlot ou du quartier par exemple, plutôt que celle de l'utilisateur individuel. Ces dispositifs seraient de nature à améliorer le synchronisme entre production et consommation à une maille locale, par exemple en incitant les consommateurs du « micro-grid » à déplacer leur consommation aux périodes de production locale d'électricité.

Expérimentation « micro-grid » îloté : *Kaw en Guyane* et raccordé au réseau : *iBATs en Suisse.*

Consommateurs : les « micro-grids » alimentent plusieurs consommateurs. L'objectif de déploiement d'un « micro-grid » est souvent de trouver une solution pour l'alimentation de consommateurs isolés ou pour parer à des situations climatiques extrêmes pouvant couper certains consommateurs du réseau principal pendant une longue période.

Expérimentation « micro-grid » destinée à faire face à des conditions climatiques extrêmes : *PAESI en Corse.*

Stockage : les « micro-grids » comportent des systèmes de stockage tels que des volants d'inertie, des super-condensateurs et des batteries qui permettent de stocker l'énergie produite qui n'est pas consommée instantanément et de la réinjecter au besoin sur le réseau. Le stockage permet également de lisser la production des énergies renouvelables intermittentes avant de l'injecter sur le réseau.

Le stockage est un des défis technologiques à relever pour accélérer le déploiement des « micro-grids ». Les technologies de stockage devront progresser et leur prix devra diminuer pour qu'elles soient plus accessibles et plus rentables.

La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) lance d'ailleurs des appels d'offres pour l'équipement en Systèmes Electriques Insulaires (SEI) à destination des Zones Non Interconnectées (ZNI) – DOM, Corse... - qui réclament des solutions adaptées. Notamment avec

des moyens de stabilisation du réseau grâce au stockage énergétique

Expérimentation « micro-grid » testant l'ilotage grâce au stockage : Nice Grid à Carros. Voir aussi l'article dédié dans ce numéro de La Revue 3ei.

On peut également évoquer ici le projet **Pegase** « Prévission des énergies renouvelables et garantie active par le stockage d'énergie » qui a pour objectif de répondre aux spécificités des réseaux électriques insulaires des départements d'outre-mer, et en particulier de celui de la Réunion.

Le système électrique de la Réunion présente des spécificités par rapport aux grands systèmes continentaux. Le taux de pénétration des ENR intermittentes y est élevé et présente une croissance telle que celui-ci atteindra plusieurs fois par an, d'ici 2013, le seuil des 30 % de puissance produite intermittente par rapport à la puissance consommée.

Le système électrique est, du fait de sa petite taille, intrinsèquement plus fragile que les grands systèmes interconnectés continentaux avec un risque de rupture plus important de l'équilibre instantané offre/demande, notamment lié à des variations brutales et de fortes amplitudes des ENR intermittentes.

Le parc de production d'électricité comporte une part importante de moyens thermiques émetteurs de CO2 qui, sans moyens de prévision de l'intermittence ENR et de compensations par le stockage d'énergie, pourraient être plus fortement sollicités, annulant ainsi les gains environnementaux liés aux ENR.

Neuf partenaires – Aérowatt, EDF EN, EDF R&D, EDF SEI, EP-LMD, Météo France, Sidec, l'Université de la Réunion ont conçu le projet Pegase, dont l'objectif est de développer les méthodes et outils :

- de prévision court terme (jusqu'à 48 heures) et très court terme (jusqu'à quelques heures) de gabarits de production de parcs photovoltaïques et éoliens à partir de moyens de prévisions météorologiques ;
- de gestion de l'information pour être en mesure de gérer l'ensemble des flux de données en temps réel et rendre le réseau électrique plus intelligent ;
- de gestion du stockage d'énergie par batterie NaS (sodium-soufre) pour corriger les écarts de production avec la prévision photovoltaïque et éolienne tout en permettant des services à différents horizons temporels allant du transfert d'énergie (quelques heures) au réglage de fréquence (quelques secondes).

- L'expérimentation *Pegase* participe donc à l'atteinte des objectifs suivants pour le système électrique réunionnais :
- optimiser l'équilibre offre-demande ;
- mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production de l'île ;
- améliorer la stabilité du système électrique.

Cette expérimentation a permis de coupler, pour la première fois en France, une ferme photovoltaïque et/ou éolienne (de 3 à 10 MW) avec un moyen de stockage par batterie NaS (1 MW) suivant un plan de production qui intègre la prévision de production. Elle permet aussi de tester une gestion foisonnée de plusieurs centrales renouvelables en temps réel, avec le stockage d'énergie.

Autoproduction : les ENR décentralisées permettent de produire de l'électricité au plus près du consommateur. La notion de bâtiment à « énergie positive » fait référence à un édifice qui produit en moyenne plus d'énergie qu'il n'en consomme. Initialement pensés à l'échelle d'un bâtiment, les objectifs d'optimisation de la consommation du parc bâti et de mobilisation des ressources renouvelables locales ouvrent la possibilité d'élargir ce concept au-delà du bâtiment : à l'échelle de l'ilot, du quartier, voire de la ville ou du périmètre de concession. Cette question est prégnante dans le cas des « micro-grids » qui doivent optimiser l'équilibre offre/demande à leur propre maille. La maille du « micro-grid » est d'ailleurs intéressante dans la mesure où elle permet de combiner des usages et besoins différents (école, salles de sports, logements, bureaux, commerces, équipements de voirie, etc...) et de bénéficier de cette mutualisation pour mieux équilibrer le réseau.

Expérimentation « micro-grid » auto-production : Kergrid en Bretagne.

NdlR : on peut également citer des exemples européens comme l'écoquartier de Kempele^{3,4}, à 12 km au sud d'Oulu, en Finlande ou celui de Feldheim⁵, village du Brandebourg, en Allemagne (un parmi bien d'autres car la loi est plus favorable à ce genre d'installations !). Dans ces deux cas, les objectifs sont principalement financiers (amortissement des investissements ENR locaux et stockage par la réduction des frais de gestion du réseau public et la non consommation d'un kWh dont le tarif augmente) et/ou écologistes (production d'ENR locale et déconnexion du réseau public et des producteurs centralisés et émetteurs de Gaz à effet de serre ou nucléaires).

3. Enjeux et contexte de l'autoconsommation autoproduction⁶

Le ministère de l'écologie a publié le 12 février 2015 les conclusions des travaux menés au niveau national sur l'autoconsommation de l'électricité renouvelable, dans son rapport de synthèse². La publication de ce rapport avait été annoncée par Ségolène Royal, ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, lors de la présentation du grand chantier sur cette question, avec cinq axes de travail pour soutenir le développement des énergies renouvelables.

Ce rapport est l'aboutissement d'une réflexion lancée par le ministère en décembre 2013. Elle a rassemblé dans un groupe de travail une quarantaine d'organismes qui se sont réunis treize fois en séance plénière entre décembre 2013 et juillet 2014. L'objectif de ce groupe était d'identifier et de caractériser les enjeux et défis soulevés par l'autoconsommation/autoproduction dans le but de prévoir les dispositions adaptées pour y répondre.

L'autoconsommation consiste à produire sur son propre site (maison, entreprise, etc.) tout ou partie de l'électricité que l'on consomme. Cette pratique est destinée à se développer dans un contexte où les coûts de production des installations d'électricité renouvelable diminuent et où les prix de l'électricité augmentent. Compte tenu de ses caractéristiques (énergie facilement accessible), cela est particulièrement vrai pour la filière photovoltaïque, sur laquelle les travaux du groupe ont donc été déclinés.

4. Définitions⁶

L'autoconsommation peut se définir comme le fait de consommer sa propre production d'électricité. Elle est associée à la notion d'autoconsommation, qui est le fait

► **Exemple 1 :** si un consommateur, dans sa maison, recourt à une installation photovoltaïque de taille réduite, la production d'électricité de cette installation sera faible. Sa maison pourra donc consommer entièrement la production locale : son taux d'autoconsommation atteindra 100 %. En revanche, dans la mesure où la taille de l'installation ne permettra pas de produire à hauteur de la consommation totale de la maison, le taux d'autoconsommation sera très faible. Le consommateur utilisera donc l'électricité du réseau traditionnel pour assurer une partie de sa consommation.

► **Exemple 2 :** si le consommateur recourt à une installation de taille plus importante qui lui permet de produire son électricité à hauteur de sa consommation totale, le taux d'autoconsommation sera de 100 %. Cependant, dans ce cas, il est très probable que, pour couvrir sa consommation, l'installation soit surdimensionnée et produise en excès à des moments de consommation faible. Dans ce cas, l'autoconsommateur aura également besoin du réseau traditionnel pour réinjecter l'électricité produite localement et son taux d'autoconsommation sera vraisemblablement très faible (inférieur à 30%).

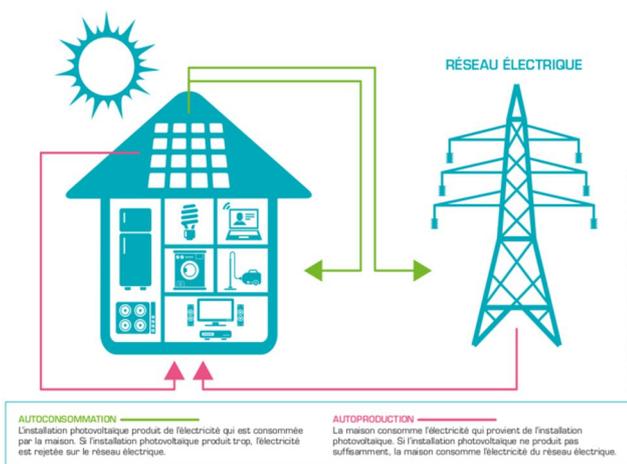
Ainsi, dans la mesure où certaines installations renouvelables ne produisent pas d'électricité en permanence et ne peuvent donc pas couvrir à tout instant les besoins de consommation d'un site (notamment lors des périodes de pointe comme celle de la consommation du soir pour les installations photovoltaïques par exemple), dans la majorité des cas, le site devra pouvoir avoir recours au réseau électrique traditionnel.

Une situation d'autoconsommation/autoproduction ne signifie pas être en autarcie énergétique. Les sites de consommation auront toujours besoin, à quelques exceptions, de recourir pendant certaines périodes au réseau électrique traditionnel soit pour se fournir en électricité, soit pour injecter l'électricité produite en excédent.

5. Principaux constats⁶

A : La baisse attendue du coût de production des énergies renouvelables décentralisées conjuguée à la hausse prévisible des prix de vente TTC de l'électricité ainsi que l'aspiration de certains consommateurs à pouvoir répondre à leurs besoins électriques par des moyens de production locaux dits « verts » vont ouvrir la voie au développement de l'auto-consommation / autoproduction.

B : L'autoconsommation / autoproduction présente des opportunités de réduction des coûts du réseau



de produire sa propre consommation.

Fig. 2 : autoconsommation et autoconsommation⁶

électrique par une amélioration de l'intégration des énergies renouvelables décentralisées à celui-ci, à la condition qu'elle permette de réduire les puissances maximales injectées ou soutirées du réseau. Elle représente un concept physique intimement lié au réseau électrique et à son équilibrage et est souvent confondu à tort avec les seules relations commerciales d'achat et de vente de l'électricité, déconnectées des enjeux techniques sous-jacents.

C : Deux leviers peuvent permettre une telle amélioration : l'incitation au bon dimensionnement des installations de production au regard des besoins locaux de consommation et la mise en œuvre de mesures d'optimisation des profils de consommation et de production afin d'en accroître la synchronisation.

D : L'autoconsommation / autoproduction peut être appréhendée à différentes échelles : au niveau d'un site unique de production et de consommation ou à l'échelle plus macroscopique « d'îlots urbains » tels que : bâtiment collectif, groupe de bâtiments voire territoire ou quartier.

A l'échelle des « îlots urbains » il convient de distinguer le simple foisonnement des consommations et des productions permis par l'existence des réseaux publics de distribution et les mesures supplémentaires visant à améliorer l'adéquation des courbes de production et de consommation. Deux types d'actions supplémentaires sont envisageables :

- les actions de planification visant à optimiser le dimensionnement des installations de production en fonction notamment du réseau électrique et de la demande, qui sont à la main des pouvoirs publics;
- les actions et initiatives qui font appel plus largement aux consommateurs et producteurs locaux et qui visent par le pilotage de l'offre et de la demande à optimiser localement les flux d'électricité, et plus particulièrement leurs pointes maximales, en allant au-delà de ce que permet le simple foisonnement.

E : Certains profils de producteurs et de consommateurs apparaissent spontanément plus adaptés à un modèle d'autoconsommation / autoproduction du fait d'une bonne synchronisation de leurs courbes de consommation et de production. Pour le photovoltaïque, ces profils sont notamment ceux des secteurs tertiaires et industriels, dont la consommation est plutôt régulière et continue et concomitante avec les périodes de production.

F : Le développement de l'autoconsommation / autoproduction, dont le modèle de rémunération repose sur une économie de facture TTC par la réduction de la quantité d'électricité soutirée du réseau, conduit à des

modifications du mécanisme de couverture des coûts du système électrique et des recettes sur certaines contributions et taxes. Ces effets peuvent induire notamment des transferts de charges entre auto-consommateurs et autres utilisateurs des réseaux (TURPE et CSPE) et des baisses de recettes de certaines taxes et contributions (CTA, TCFE et TVA). Ces transferts de charges et baisses de recettes pourront devenir significatifs en cas de développement massif du modèle d'autoconsommation / autoproduction.

NdlR : la suite du rapport éclairera le lecteur sur les dispositifs de soutien pouvant être mis en place et la situation particulière du photovoltaïque.

6. Références

- 1- CRE : <http://www.smartgrids-cre.fr>
- 2- CRE : <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=zonesinsulaires>
- 3- <http://www.vttresearch.com>
- 4- « Énergie: Oulu, fière de ses déconnectés », Libération du 24/02/2013, Gabriel SIMÉON - http://www.liberation.fr/economie/2013/02/24/energie-oulu-fiere-de-ses-deconnectes_884208
- 5- « À Feldheim, l'électricité faite maison », Nathalie Versieux, Libération
- 6- <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Rapport-sur-l-autoconsommation-et.html>
« Rapport sur l'autoconsommation et sur l'autoproduction de l'électricité renouvelable », groupe de travail national sur l'autoproduction de l'électricité renouvelable, Direction de l'énergie et du climat, Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie + « Vers un mix énergétique 100% renouvelable en 2015 », ADEME , http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/rapport100enr_comite.pdf

Autoconsommation : opportunité ou vraie fausse piste ?

Mélodie de l'Épine : HESPUL • ENERGIES RENOUVELABLES ET EFFICACITE ENERGETIQUE

14 place Jules Ferry – 69006 Lyon - www.hespul.org

contact : Mélodie de l'Épine - pv@hespul.org

Coordinatrice du pôle photovoltaïque - Chargée de projet photovoltaïque

Résumé : *l'autoconsommation est de plus en plus souvent présentée comme une solution pour le développement futur des énergies renouvelables électriques « de proximité » en général et du photovoltaïque en particulier. Ses promoteurs mettent en avant le fait qu'elle permettrait de soulager la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) acquittée par les consommateurs et de limiter l'impact de la production sur le réseau de distribution, notamment en terme de besoin de renforcement. Toutefois, une lecture attentive des nombreuses déclarations et présentations sur le sujet montre que la définition de cette notion n'est pas homogène et que la compréhension de toutes les implications d'un système qui la favoriserait est loin d'être partagée par tous les interlocuteurs.*

Cet article a pour objectif d'éclairer le débat afin d'orienter les éventuelles mesures incitatives dans une direction qui ne soit pas contre-productive pour les différents acteurs de la filière : l'industrie, les installateurs et autres professionnels, les producteurs, mais surtout les consommateurs qui auront à en assumer le coût financier via la CSPE et les gestionnaires des réseaux qui auront à gérer les conséquences concrètes de son éventuel développement.

Les réflexions présentées ici s'inscrivent dans le contexte actuel, mais elles pourraient être modifiées par des évolutions à venir comme une accélération de la pénétration du photovoltaïque sur le réseau, une augmentation sensible des prix de vente, régulés ou non, de l'électricité, le développement de nouveaux usages comme les véhicules électriques ou encore l'émergence de nouvelles technologies de stockage (hydrogène, méthanisation).

1. Considérations préalables

1.1. Rappels de quelques principes physiques

Du point de vue de la physique, l'électricité suit toujours le chemin le plus court de moindre résistance pour aller du point où elle est produite vers le point de consommation le plus proche.

Lorsqu'un système photovoltaïque produit de l'électricité, ce sont toujours les appareils en fonctionnement au même moment à proximité immédiate qui seront alimentés en priorité, indépendamment du type de raccordement et de l'existence ou non d'un contrat d'achat.

Dans le cas d'un système installé sur un bâtiment équipé d'un compteur électrique de consommation, trois situations peuvent se présenter :

- le producteur bénéficie d'un contrat d'achat en « vente de la totalité » : le système est raccordé directement au réseau public de distribution *via* un compteur de production posé par le gestionnaire de réseau (ERDF ou ELD) en parallèle du compteur de

consommation (un nouveau raccordement est créé), toute la production est mesurée ;

- le producteur bénéficie d'un contrat d'achat en « vente de surplus » : le système est raccordé au tableau du circuit électrique intérieur et un compteur de production est posé en série sur le raccordement existant, tête-bêche par rapport au compteur de consommation ; seule la partie de la production qui n'est pas directement consommée à l'intérieur du bâtiment est mesurée ;

- le producteur ne bénéficie d'aucun contrat d'achat et se trouve en situation d'« autoconsommation totale »: tout en restant soumis pour des raisons de sécurité à une obligation de déclaration et à une convention d'exploitation avec le gestionnaire de réseau, le système peut être raccordé en un point quelconque du circuit intérieur, les frais de raccordement sont nuls, la production n'est pas mesurée par le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) et les éventuels excédents sont en définitive donnés gratuitement au réseau.

Dans le premier cas, l'électricité qui est injectée dans le réseau public peut revenir instantanément dans le

circuit intérieur pour être consommée immédiatement si un appareil est en fonctionnement dans le bâtiment : d'un point de vue physique, il n'y a donc aucune différence avec les deux autres cas, seul le mode de valorisation économique varie. Cela permet notamment au producteur de bénéficier de l'obligation d'achat et des tarifs associés dont il faut rappeler qu'ils ont été mis en place pour offrir aux producteurs d'électricité renouvelable une visibilité et une stabilité suffisante pour leur permettre d'investir sans risque dans une filière dont le développement a été jugé d'intérêt général.

1.2. Qu'est-ce que l'autoconsommation ?

L'autoconsommation peut se définir en première approche comme la part de la production qui est consommée dans le bâtiment où elle est produite.

On peut considérer qu'il existe toujours une part d'autoconsommation « spontanée » correspondant au fonctionnement naturel (sans intervention particulière) des appareils durant les périodes de production, qui dépend des équipements et des activités des occupants.

Pour une production donnée, cette part sera d'autant plus élevée qu'un plus grand nombre d'appareils sera en fonctionnement dans le bâtiment au moment où la production est la plus importante, c'est-à-dire en journée et plutôt en été.

Ainsi, pour des systèmes dimensionnés pour produire l'équivalent de la consommation annuelle du bâtiment, le taux moyen annuel d'autoconsommation spontanée est de l'ordre de 20% dans un logement en l'absence de pilotage¹, mais ce pourcentage peut être plus bas, de l'ordre de 10 à 15 % dans le cas, courant en France, de maisons individuelles avec chauffage et ECS (Eau Chaude Sanitaire) électriques. À cet égard, la figure 1 ci-dessous montre clairement que le pilotage des ballons d'ECS tel qu'effectué actuellement en « heures pleines / heures creuses » est en contradiction avec la logique d'autoconsommation.

Le taux moyen d'autoconsommation spontanée peut aller jusqu'à 40 % si une gestion intelligente est mise en place *via* une « box énergie » associée à des actionneurs et programmeurs pour les différents appareils¹ ; dans le secteur tertiaire, cette part peut s'élever à 70 % voire 100 % du fait de la meilleure synchronisation de la consommation et de la production¹. Dans le cas présenté en figure 2, le taux d'autoconsommation spontanée sur l'année complète est de 100 % lorsque le potentiel photovoltaïque de la toiture est maximisé.

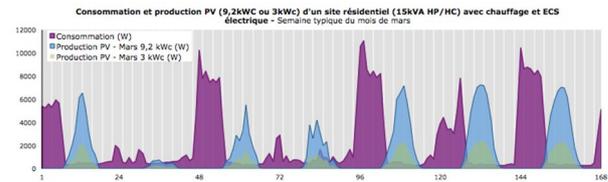


Figure 1: profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour une maison individuelle type avec chauffage et ECS électriques (suivant un signal heures pleines / heures creuses) au mois de mars lorsque consommation et production photovoltaïque sont fortes. Source : Hespul.

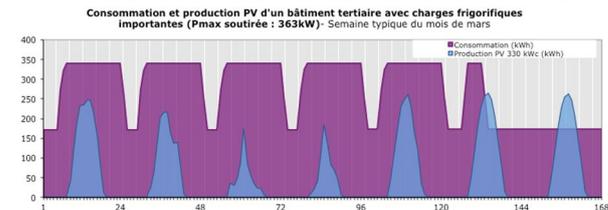


Figure 2: profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour un site commercial avec stockage de froid au mois de mars lorsque consommation et production photovoltaïque sont fortes. Source : Hespul.

Il est possible d'augmenter le taux d'autoconsommation de trois façons différentes :

- limiter la puissance du système photovoltaïque pour qu'une part plus importante de la production soit consommée dans le bâtiment : on va dans ce cas doublement à l'encontre du but recherché de développement des énergies renouvelables à moindre coût, puisque des systèmes plus petits produisent moins et coûtent plus cher ;
- augmenter le nombre et/ou la puissance des appareils en fonctionnement en période de production pour favoriser l'*autoconsommation instantanée* : on peut dans ce cas s'interroger sur l'utilité de cette consommation supplémentaire, ainsi que sur son coût ;
- stocker une partie de la production dans le bâtiment pour la consommer plus tard dans une logique d'*autoconsommation différée* : se pose alors la question de l'efficacité technique, économique et écologique des solutions disponibles à l'échelle considérée, qui est loin d'être avérée dans l'état actuel des choses.

Puisqu'aucune de ces solutions n'apporte de réponse satisfaisante, on est en droit de se demander si ce n'est pas parce que la question est mal posée, à tout le moins que les objectifs d'une stratégie visant à favoriser l'autoconsommation n'ont pas été clairement définis.

1.3. Autoconsommation ou autoproduction ?

Les deux notions semblent à première vue très proches, mais il est important de bien comprendre les implications respectives d'une démarche visant à favoriser l'une plutôt que l'autre, qui sont très différentes.

Comme on l'a vu précédemment, chercher à augmenter le taux d'autoconsommation conduit généralement à une désoptimisation du couple production-consommation, soit en limitant une production qui autrement viendrait se substituer à une énergie non-renouvelable, soit en augmentant inutilement une consommation dont on sait qu'elle doit au contraire être réduite, soit en incitant à s'équiper de moyens de stockage aux performances médiocres.

À l'inverse, chercher à augmenter le taux d'autoproduction, qui se définit comme la part de la consommation qui est produite sur place et non importée du réseau public, conduit à des comportements vertueux, en incitant à la fois à réduire la consommation d'énergie et à augmenter la production d'énergie renouvelable.

Prenons un exemple concret et réel, celui d'une maison équipée d'un toit photovoltaïque de 4 kWc, avec une consommation journalière, un jour de printemps, de 12 kWh (usages spécifiques de l'électricité uniquement) et d'une production de 18 kWh dont 4,3 kWh sont consommés sur place : le taux d'autoconsommation sera de 24 % tandis que le taux d'autoproduction sera de 37 % (voir tableau ci-dessous). Dans ce cas (consommation inférieure à la production), la quantité d'électricité soutirée au réseau a été diminuée de 37 % (et non de 24%) grâce à la production photovoltaïque : **c'est donc bien l'augmentation du taux d'autoproduction qui permet de réduire la quantité et donc la facture d'électricité importée du réseau.**

Consommation	12 kWh
Production	18 kWh
kWh consommé sur place	4,3 kWh
Taux d'autoconsommation	4,3/18=24 %
Taux d'autoproduction	4,3/12=37 %

Comparaison autoconsommation / autoproduction

A noter que lorsque l'autoconsommation atteint 100 %, il n'y a pas d'électricité excédentaire à injecter dans le réseau puisque tout est consommé sur place, tandis que lorsque l'autoproduction atteint 100 %, il peut encore y avoir de l'électricité excédentaire qui est alors injectée dans le réseau, et qu'autoconsommation et autoproduction ne sont équivalentes que lorsque la production et la consommation annuelles d'électricité sont égales sur un périmètre donné (maison

individuelle, bâtiment collectif d'habitation, quartier, etc.).

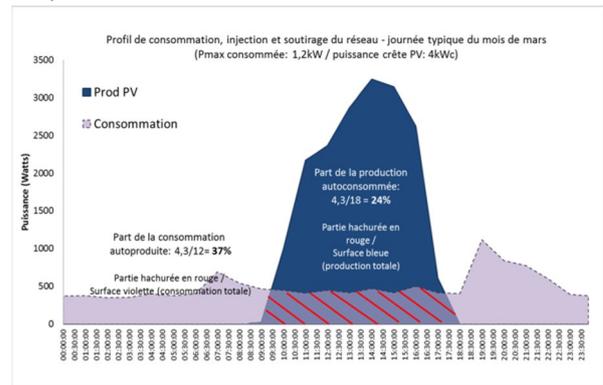


Figure 3: distinction entre autoconsommation (part de la production totale qui est consommée sur place) et autoproduction (part de la consommation totale qui est fournie par la production sur place). Source : Hespul

La différence entre autoconsommation et autoproduction est cruciale : maximiser l'une ou l'autre ne revient pas au même dans de nombreux cas, chacune répondant à une problématique différente.

- Maximiser l'autoconsommation peut entraîner une surconsommation d'électricité, inciter au sous-dimensionnement de l'installation photovoltaïque en toiture, et décourager des initiatives d'efficacité énergétique, de manière à éviter toute injection sur le réseau.
- Maximiser l'autoproduction a tendance au contraire à encourager l'efficacité énergétique des équipements et l'utilisation optimale de la toiture, le réseau permettant de garantir que toute la production pourra être utilisée, même si ce n'est pas dans le bâtiment où elle a lieu.

2. Tirer les leçons de l'expérience allemande

2.1. Le cas allemand : de la « prime à l'autoconsommation » au « programme de soutien du réseau »

En Allemagne, l'autoconsommation a bénéficié entre janvier 2009 et mars 2012 d'un mécanisme de soutien qui valorisait pour les installations de moins de 500 kWc la part de la production auto-consommée à différents tarifs selon le taux d'autoconsommation (en-deçà ou au-delà de 30 %). Cette prime avait été mise en place initialement pour encourager la diminution de l'injection sur le réseau de manière à résoudre des problématiques techniques liées au développement très rapide du photovoltaïque, notamment la capacité d'accueil du réseau.

La prime a été supprimée en avril 2012 suite à de nombreuses critiques sur la complexité de sa mise en

œuvre et sur l'exonération de fait, pour la part de la production auto-consommée, de taxes diverses et surtout de participation au financement du développement des EnR (l'équivalent de la CSPE) et aux frais d'utilisation du réseau public de l'électricité (l'équivalent du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité TURPE)² ; elle a été remplacée par un mécanisme de soutien aux installations équipées d'unités de stockage conçues pour soutenir le réseau public et réduire les besoins de renforcement³, dont la rémunération est conditionnée par un dimensionnement et un pilotage des batteries permettant de limiter la puissance injectée dans le réseau à 60 % de la puissance maximale. En outre, les batteries peuvent fournir des « services système » au réseau (plan de tension, fréquence).

2.2. Le cas français : une bouée de sauvetage pour une filière en difficulté ?

En France, la situation est tout autre : avec à peine plus de 4 GWc de puissance installée fin 2013 contre 34 GWc en Allemagne, le photovoltaïque ne génère pratiquement aucune contrainte sur le réseau de distribution sauf dans des cas très particuliers d'installations photovoltaïques de taille importante en bout de réseau, éloignées de tout point de consommation.

La filière photovoltaïque française continue en revanche à souffrir des conséquences du moratoire de la fin 2010, auxquelles s'ajoutent régulièrement de nouvelles étapes de complexification comme la bonification des tarifs d'achat pour la provenance européenne des panneaux. En outre, les récents changements des règles de calcul du plan de tension imposés par ERDF (diminution des marges admissibles d'élévation de tension au secondaire des postes HTA/BT) ont induit une augmentation très significative des coûts de raccordement pour les installations de plus de 36 kVA.

Dans ces conditions, les producteurs pourraient être tentés d'opter pour un schéma de raccordement en « autoconsommation totale » afin d'obtenir un coût de raccordement nul en contrepartie d'un engagement à auto-consommer toute l'électricité produite. Si ce schéma dans lequel l'électricité éventuellement injectée n'est pas comptée devait se développer, l'absence d'étude d'impact et de moyens techniques de mesurer l'injection dans le réseau pourraient poser rapidement des problèmes aux gestionnaires de réseau de distribution.

De plus, dans le contexte réglementaire français actuel, l'association d'un dispositif de stockage d'électricité

avec une installation photovoltaïque ne permet pas à cette dernière de bénéficier du tarif d'achat, ce qui limite fortement la rentabilité de ces systèmes.

3. Éléments de réflexion sur la mise en place d'un soutien à l'autoconsommation

Les discussions autour de la mise en place d'un mécanisme de soutien à l'autoconsommation arrivent dans un contexte où la volonté de maîtrise de la CSPE gonflée par des tarifs d'achat excessivement élevés entre 2006 et 2010 a conduit à un fort repli puis à une stagnation du secteur photovoltaïque du fait de tarifs d'achat trop bas auxquels s'ajoutent des coûts de raccordement de plus en plus élevés.⁶

Les éléments ci-dessous visent ainsi à expliciter dans quel cadre un mécanisme de soutien à l'autoconsommation ou à l'autoproduction peut être conçu pour l'intérêt général.

3.1. Favoriser avant tout l'autoproduction « collective » en milieu urbain et périurbain ...

Le soutien à l'autoconsommation, s'il n'encourage pas dans le même temps l'autoproduction, peut avoir l'effet pervers de mener à une « exploitation insuffisante du potentiel en surfaces de toit » (IOW, 2011). La figure 4 ci-dessous issue d'une étude de cas réel illustre bien ce problème : si un pourcentage d'autoconsommation de 100 % est recherché, l'installation PV sera dimensionnée à 500 Wc (taux de couverture annuelle de la consommation de 5%) alors que la toiture peut accueillir 9,2 kWc (taux de couverture annuelle de la consommation de 84%) .

En effet, en milieu urbain où vivent et travaillent plus de 80 % de nos concitoyens, la contrainte la plus forte ne porte pas sur la capacité d'accueil du réseau, mais sur la possibilité de trouver des surfaces de toitures adéquates pour accueillir le photovoltaïque (bonne orientation, compétition avec d'autres usages, zones protégées, etc).

Il est donc important, dans la perspective d'une optimisation de la production et des systèmes d'aide qui la soutiennent, que chaque toiture soit utilisée au maximum de son potentiel et non une partie seulement au prétexte que la puissance installée excéderait les besoins du bâtiment en question à certains moments de l'année.

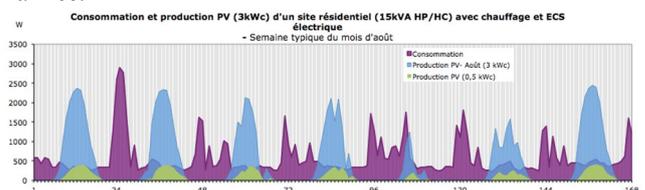


Figure 4: Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour une maison individuelle type avec chauffage et ECS électrique (suivant un signal heures pleines/heures creuses) au mois d'août. Deux cas d'installations sont simulées : une installation de 9,2kWc qui correspond au potentiel maximal de la toiture et une de 0,5kWc qui permet d'atteindre un taux d'autoconsommation physique de 100 % à chaque heure de l'année. Source : Hespul.

Le soutien à l'autoproduction permet également d'encourager une démarche systémique consistant en premier lieu à chercher à réduire les consommations avant de penser à installer un système de production renouvelable.

3.2. et revoir les conditions de raccordement en milieu rural

La question se pose différemment en milieu rural, où la production d'électricité renouvelable peut poser des contraintes de tension, voire être refoulée sur le réseau de transport si le niveau de consommation est trop faible à un moment donné.

On notera toutefois que les règles actuelles de financement du raccordement au réseau qui est à la charge du seul producteur incitent déjà fortement ce dernier à dimensionner correctement son installation pour ne pas générer de contraintes sur le réseau.

Quoiqu'il en soit, plutôt que brider le potentiel de production renouvelable en dimensionnant « au plus juste » par rapport à la consommation si un mécanisme de soutien à l'autoconsommation est mis en place, il conviendrait de revoir les règles de dimensionnement et de conduite des réseaux de façon à en augmenter la capacité d'accueil sans pour autant générer de risques de contrainte ni imposer des travaux de renforcement importants.

3.3. Privilégier l'autoconsommation et l'autoproduction dans le secteur tertiaire

Comme dit précédemment, il y a fort à penser que de nombreux sites tertiaires pourraient atteindre un taux d'autoconsommation proche de 100 % sans pilotage, surtout en présence d'équipements de froid ou de rafraîchissement qui génèrent une demande synchrone avec la production PV ; l'espace disponible en toiture ou en façade et la performance thermique du bâtiment seront décisifs pour obtenir un taux important d'autoproduction.

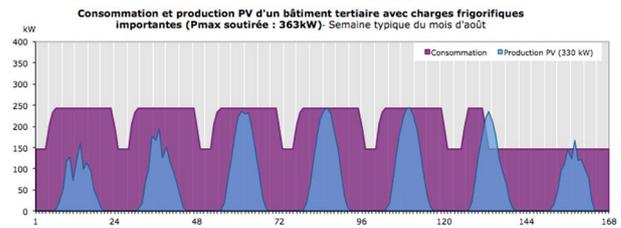


Figure 5: profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour un site commercial avec stockage de froid au mois d'août lorsque consommation et production photovoltaïque sont fortes. Source : Hespul.

La Figure 5 présente un profil type hebdomadaire d'un bâtiment commercial avec stockage de froid dont la puissance crête de l'installation PV dépasse de 25 % la puissance maximale annuelle appelée par le site. La période choisie est critique puisqu'il y a forte production et relativement faible consommation (même site que pour la Figure 2).

3.4. Inciter au stockage seulement lorsqu'il permet d'augmenter la capacité d'accueil du réseau

Une étude du *Fraunhofer Institute* publiée en 2013 s'est intéressée, à partir de la modélisation de différents types de réseaux de distribution, à l'impact sur ces derniers de moyens de stockage associés à des systèmes photovoltaïques, avec pour objectif principal la stabilité de la tension.

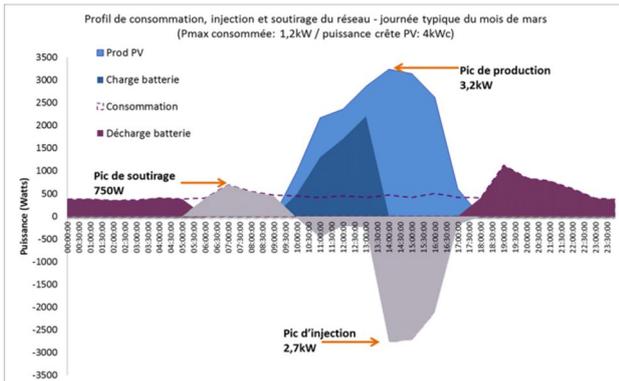
La conclusion est que « *l'utilisation d'une batterie photovoltaïque axée sur les besoins du réseau permet de réduire le pic d'injection de tous les systèmes d'environ 40 %* », ce qui permet d'augmenter d'autant la capacité d'accueil et de créer une situation « gagnant-gagnant ».

A l'inverse, la gestion « traditionnelle » d'une batterie axée sur l'optimisation pour le producteur-consommateur dans le cadre de la prime d'autoconsommation ne permet pas de soulager le réseau électrique du fait que la batterie est en général déjà chargée au maximum avant même que l'installation n'atteigne son pic de production.

Les deux schémas de la figure 6 illustrent clairement tout l'intérêt que peut avoir pour le gestionnaire de réseau un stockage « intelligent » basé sur une logique de coopération entre les acteurs.

Scénario 1 : stockage dès que l'installation produit

Dans les systèmes actuels « PV+ stockage », l'unité de stockage se charge dès que la production photovoltaïque produit et se décharge dès que la consommation dépasse la production. Aucune incitation tarifaire n'encourage l'utilisation du stockage pour diminuer le pic d'injection ni le pic de soutirage. Dans cet exemple, le stockage a permis de réduire le pic journalier d'injection de 3,2kW à 2,7kW (16% de réduction) et la puissance de soutirage de 1,2kW à 0,75kW.



Scénario 2 : stockage du pic de production PV

Le stockage peut aussi être utilisé de manière à stocker prioritairement le pic de production : dans cet exemple, le pic d'injection est ainsi réduit de 3,2kW à 1,4kW (56 % de réduction). L'unité est déchargée un peu plus tard le matin pour réduire la puissance maximale de soutirage de 1,2kW à 0,5kW. Dans cet exemple, la réduction du pic d'injection est plus importante que la réduction du pic de soutirage parce que la consommation est faible vis-à-vis de la production. Par contre, ceci nécessite d'intégrer des données de prévision de la production photovoltaïque.

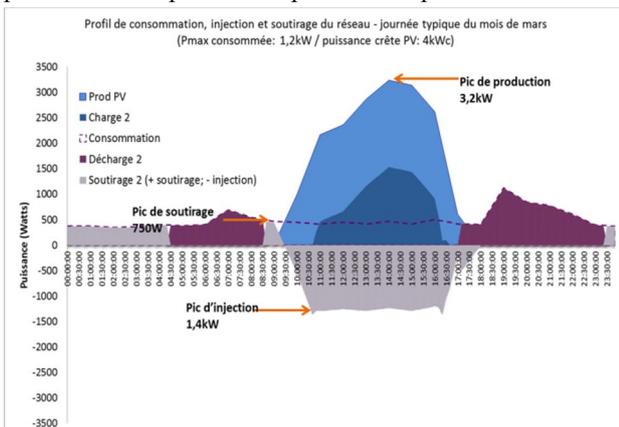


Figure 6: Pilotage de l'unité de stockage pour maximiser les bénéfices du réseau (Capacité de stockage : 8 kWh, Puissance de charge maximale : 200 W). Source : Hespul

3.5. Utiliser d'abord les capacités de stockage existantes !

La modulation d'une partie de la consommation peut être faite de manière automatique en modifiant simplement les plages des heures creuses de manière à démarrer les ballons d'ECS au moment du pic d'injection du photovoltaïque. Ceci pourrait d'ores et déjà être fait à coût zéro par les gestionnaires de réseau de distribution dans des zones à forte pénétration photovoltaïque.

Au-delà, le déploiement des compteurs communicants devrait permettre d'individualiser la modulation du ballon d'ECS pour les utilisateurs ayant une installation photovoltaïque en utilisant un signal avant compteur paramétré par l'utilisateur, par un agrégateur ou par le gestionnaire de réseau.

Les unités de stockage électrique: un équipement onéreux qui doit être multifonctionnel

L'institut de recherche en économie écologique de Berlin (IOW) conclut également que **l'autoconsommation sans dispositif de stockage reste aujourd'hui la formule la plus économique.**

Dans les conditions allemandes, les meilleurs systèmes dans les gammes de puissance adaptées à une utilisation résidentielle ont un coût d'environ 500 euros par kWh de capacité de stockage pour une durée de vie de 5 à 10 ans alors qu'un coût de 300 à 400 euros par kWh et une durée de vie de 20 ans seraient nécessaires pour obtenir la même rentabilité qu'une installation sans stockage.

En France, le fossé est d'autant plus grand que les tarifs régulés de consommation sont deux fois moins élevés que le prix moyen de l'électricité pour les particuliers en Allemagne.

Pour avoir un réel intérêt économique, les unités de stockage devraient remplir plusieurs fonctions :

1. éviter le renforcement des réseaux en augmentant leur capacité d'accueil de la production,
2. fournir des services systèmes au réseau (puissance réactive, filtrage d'harmoniques, etc.),
3. contribuer à diminuer la pointe de consommation dans une logique d'autoproduction,
4. lisser les fluctuations parfois rapides du photovoltaïque.

Chacun de ces gisements de valeur obéit à une logique spécifique qui peut être contradictoire avec les autres, et la possibilité de les exploiter dépend de règles de dimensionnement, de fonctionnement et de rémunération des équipements : celles-ci doivent donc

être élaborées avec le plus grand soin dans un contexte de collaboration entre toutes les parties prenantes.

Différents mécanismes de soutien sont comparés dans le tableau suivant ; cette analyse comparative doit être considérée comme une première grille de réflexion, qui sera enrichie des échanges futurs avec les autres acteurs de la filière.

4. Analyse comparative des mécanismes de soutien à l'autoconsommation

Mécanismes	Impact sur le réseau de distribution	Réduction de la facture énergétique et Condition de rentabilité de l'installation	Réduction de la demande en pointe	COÛT SOCIÉTAL : CSPE + complexité administrative	Secteur visé /recommandé
1. Mécanismes existants en France					
1.1 Prime au kWc	Pas d'incitation : voir schéma en autoconsommation totale -	Oui s'il y a autoconsommation effective. Condition : les installations ne doivent pas être vendues plus chères (prix maximum au kWc).	Pas d'incitation	Coût d'investissement important pour la collectivité qui peut être comparable à payer le tarif d'achat. Simple à mettre en œuvre.	Tertiaire : possible Résidentiel : à éviter
1.2 Vente totale	Pas d'incitation ni de valorisation de l'autoconsommation physique sur le site	Pas de réduction de la facture de consommation. L'installation est rentabilisée par le tarif d'achat	Pas d'incitation	Situation de référence	Situation de référence
1.3 Vente des surplus	Incitation à minimiser l'injection seulement si la parité réseau est atteinte. Contribution limitée aux coûts d'infrastructures des réseaux et à leur utilisation	Oui, réduction de la facture de consommation. Condition de rentabilité : atteinte de la parité réseau.	Pas d'incitation.	Moindre coût comparé à la vente totale mais baisse de la contribution au TURPE et aux taxes. Relativement simple	Résidentiel, tertiaire : possible
1.3 Autoconsommation totale	Incitation à minimiser l'injection mais pas d'engagement contractuel à le faire. Pas de contribution aux coûts d'infrastructures réseaux ni pour leur utilisation	Oui, réduction de la facture de consommation. Condition de rentabilité : atteinte de la parité réseau et autoconsommation suffisante.	Pas d'incitation.	Moindre coût comparé à la vente totale mais baisse de la contribution au TURPE et aux taxes .	Résidentiel : non (risque financier) ; Tertiaire : possible si bonne synchronisation production-consommateur*
2. Mesures en cours					
2.1 Tarifs horo-saisonniers	Incitation à l'autoproduction (consommer dans les périodes base et semi-base correspondant aux périodes de forte production photovoltaïque)	Oui : réduction de la facture si pas ou peu de soutirage en période de pointe. Condition de rentabilité : dépend de la différence entre le tarif de pointe et le tarif de base et du schéma de raccordement.	Oui	Pas de baisse de la CSPE sauf si l'exploitant choisit un schéma de raccordement en autoconsommation totale ou vente du surplus. Fonctionnalité rendue possible par les compteurs communicants - pas de coût supplémentaire	Résidentiel, tertiaire : intéressant
2.2 Tarif dérogatoire pour sites >36kVA	Incitation à l'autoproduction parce qu'accroît l'arrivée de la parité réseau. Pas d'impact garanti sur le pic d'injection	Oui, réduction de la facture. Condition de rentabilité : dépend du schéma de raccordement	Pas d'incitation explicite		Tertiaire : intéressant
3. Mesures en vigueur dans d'autres pays ou envisagés par certains acteurs en France					
3.1 Incitation financière au stockage	Incitation à l'autoconsommation seulement si une contrainte est imposée sur les paramètres de charge et décharge du stockage et si prise en compte de ces paramètres pour le dimensionnement du raccordement	Oui, réduction de la facture. Condition : l'unité de stockage est rentabilisée par l'incitation financière et la baisse des coûts de raccordement par rapport à la situation de référence.	Incitatif seulement si une contrainte est imposée sur les paramètres de décharge du stockage.	Surcoût de la CSPE pour financer le stockage. Nécessite un contrôle sur le fonctionnement du stockage.	Résidentiel : peu adapté vu les coûts Tertiaire : incitation à l'utilisation de stockage existant (thermique ou de secours), incitation au
3.2 Changement de statut de fournisseur - vente d'un surplus à un tiers sans passer par un responsable d'équilibre	Incitatif à l'autoconsommation à l'échelle du quartier - Les consommateurs paient quand même l'utilisation du réseau mais à moindre frais. - Les acheteurs de la production locale devront être exemptés de la partie transport du TURPE.	Oui. Condition de rentabilité : le prix de vente du surplus est suffisant.	Pas d'incitation: l'autoconsommation et la vente dépendent du pourcentage d'autoconsommation à l'échelle du quartier et non de la période de la journée.	Pas d'impact sur la CSPE. Nécessite des changements réglementaires : tout fournisseur et producteur doit actuellement être rattaché à un responsable d'équilibre (introduction de la notion d'agrégateur local?)	stockage Résidentiel : Non, trop complexe. Gros tertiaire : Oui par le biais d'un agrégateur associé à un responsable d'équilibre.
3.3 Net-metering	Aucune incitation : - Le schéma ne tient pas compte de la temporalité au pas de temps horaire des injections et soutirages - Pas de cotisation au TURPE alors que le consommateur utilise le réseau en injection ET en soutirage.	Oui, réduction de la facture de consommation. Condition de rentabilité : atteinte de la parité réseau.	Non : le profil de consommation n'est pas modifié	Très simple. Coût nul pour la CSPE mais baisse de la contribution à la CSPE.	Résidentiel : simplicité de mise en œuvre et suivi. Tertiaire : pas optimal parce que pas suffisamment incitatif.
3.4 Prime au kWh produit qui est consommé sur site	Incitation à l'autoconsommation: -Le kWh produit qui est consommé sur site a plus de valeur que s'il est injecté. -Encouragement d'un dimensionnement de l'installation de manière à minimiser l'injection sur le réseau en énergie. -Contribution au TURPE à la hauteur de l'utilisation effective du réseau.	Oui, baisse de la facture. Condition de rentabilité : la prime doit permettre de couvrir les frais.	Pas d'incitation : la prime dépend du pourcentage d'autoconsommation et non de la période de la journée.	Très compliqué : beaucoup de compteurs et de configurations différentes. Coût potentiellement plus faible pour la CSPE que la vente totale mais baisse de la contribution aux taxes.	Résidentiel : compliqué Tertiaire : possible

5. Recommandations

- **L'autoconsommation et plus encore l'autoproduction sont à encourager en priorité dans le secteur tertiaire** où les pointes de consommation et de production coïncident, où des outils de pilotage des charges et de suivi de la production photovoltaïque sont fréquemment présents (Gestion Technique Centralisée GTC), et où la compétitivité directe du PV (« parité-réseau ») sera plus rapidement atteinte, avec notamment

- la fin dès 2015 des tarifs réglementés au-delà de 36 kVA.
- Il convient en second lieu de **favoriser les démarches répondant à une logique d'autoconsommation collective plutôt qu'individuelle**, le cas échéant en adaptant la réglementation et en formalisant une procédure facilitatrice, à travers par exemple une réflexion autour d'une fonction d'«agrégateur» pour gérer la production diffuse répartie sur chaque boucle locale de distribution.
- **Le soutien à l'autoconsommation n'est pas souhaitable pour les particuliers à l'heure**

actuelle du fait que la marge de manœuvre pour augmenter la part d'autoconsommation est très faible. En outre, l'autoconsommation n'est pas un sujet prioritaire pour les réseaux urbains qui sont très peu contraints.

- Pour les particuliers, **la généralisation des compteurs communicants et la mise en place d'une tarification horo-saisonnière ou dynamique encourager ont de fait l'autoconsommation** et la diminution de la pointe de consommation par l'efficacité énergétique et/ou le déplacement de charges dans le temps.
- **Un mécanisme de soutien à l'autoconsommation quel qu'il soit ne doit pas venir en contradiction avec les objectifs généraux de maîtrise de la demande en électricité.** Une solution possible est de le combiner avec des exigences de performance énergétique ou de diminution de la consommation d'électricité spécifique. Il ne doit pas non plus avoir pour conséquences de limiter les puissances installées au détriment de l'optimisation des surfaces disponibles en toiture, notamment en milieu urbain.

3 En Allemagne, la majorité des coûts de raccordement et de renforcement sont payés par le gestionnaire de réseau et non par les producteurs qui eux, paient seulement le coût de branchement. Cette répartition incite le gestionnaire à optimiser ses investissements et à mutualiser les infrastructures.

4 Nous n'insisterons jamais assez pour dire que ce ne sont pas les tarifs d'achat très bas d'aujourd'hui qui sont à l'origine de l'augmentation importante de la CSPE mais bien le niveau très élevé des tarifs entre 2006 et 2010 !

5 Fraunhofer Institute, *ÉTUDE SUR LE STOCKAGE 2013. Courte analyse sur l'estimation et le classement des effets énergétiques, économiques et autres d'un soutien aux dispositifs de stockage électrochimique localisés*, Traduction de janvier 2013 par le bureau de coordination franco-allemand des énergies renouvelables.

6. Références

Note de la rédaction :

Cet article est issu d'une « *Note de décryptage et de positionnement – janvier 2014* » rédigée par Hespul.

Sa lecture peut être complétée par une note plus technique et actuellement en cours de rédaction intitulée : « *L'autoconsommation dans le collectif, dans le tertiaire et l'industrie - Note technique pour les installations photovoltaïques principalement de puissance supérieure à 36 kVA* ».

Ces notes peuvent être obtenues auprès de **Mélie de l'EPINE**, coordinatrice du pôle photovoltaïque - chargée de projet photovoltaïque (pv@hespul.org).

7. Notes

1 Ces chiffres sont issus de l'étude allemande de l'Institut de recherche en économie écologique de Berlin (IOW 2011, Effects of self-consumption and grid parity of photovoltaic systems qui a évalué l'autoconsommation des ménages de 2 à 4 personnes, avec des installations PV de 3 à 5 kWc (800 à 1000 kWh/kWc annuels), sans stockage. Ces chiffres sont donc à utiliser avec précaution en France.

2 En effet, l'étude de l'IOW (2011), montre que la mise en place d'une prime à l'autoconsommation se traduit non par un gain net pour la collectivité mais par un simple transfert de charge entre consommateurs et contribuables d'une part, et entre consommateurs et gestionnaires de réseaux d'autre part.

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 leur variabilité. Nous abordons, dans cet article, une des facettes 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 mettons en évidence, sur la base du critère de 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 de l'humanité (cf. figure 1).

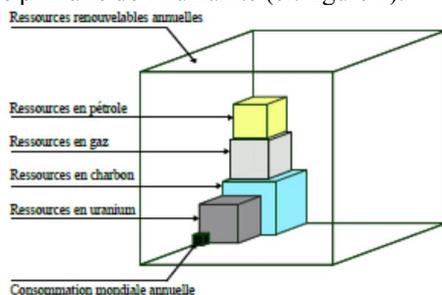


Figure 1. Consommation énergétique primaire mondiale et ressources énergétiques terrestres renouvelables ou non (d'après [25])

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].

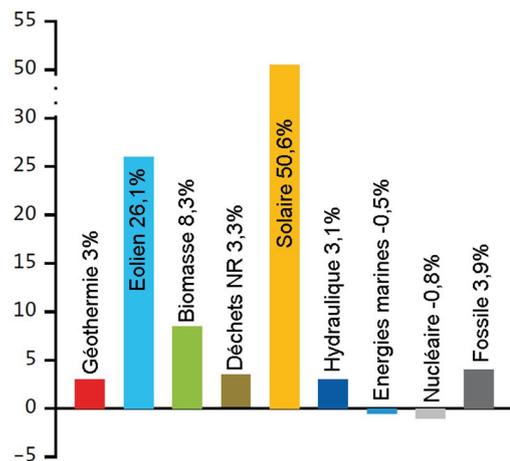


Figure 2. Taux de croissance annuel moyennés sur 10 ans (2002-2012) des moyens de production d'électricité (données Observ'ER [3])

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 (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.

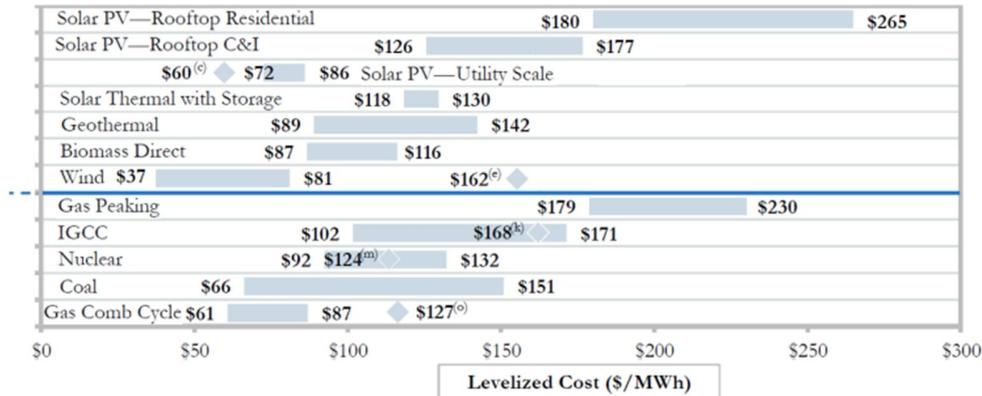


Figure 3. Comparaison des coûts de revient actualisés (LCOE) des différentes solutions de production d'électricité aux USA en 2012 (d'après la banque Lazard [4]). Les losanges représentent les estimations des coûts futurs (2017), sauf pour l'éolien (offshore).

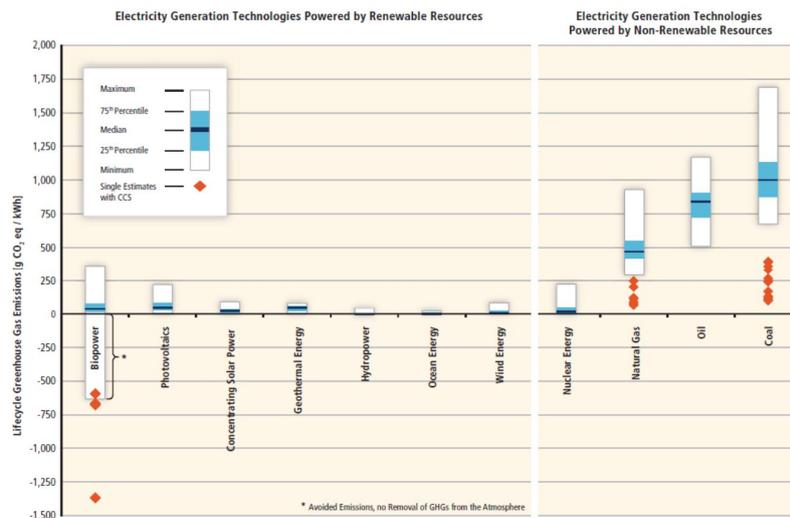


Figure 4. Comparaison des émissions de gaz à effet de serre sur cycle de vie (en kg équivalent CO₂ par kWh) [5].

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, pour les seules émissions de gaz à effet de serre, la figure 4, 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 isolée 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 groupes 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-Grids* ».

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.

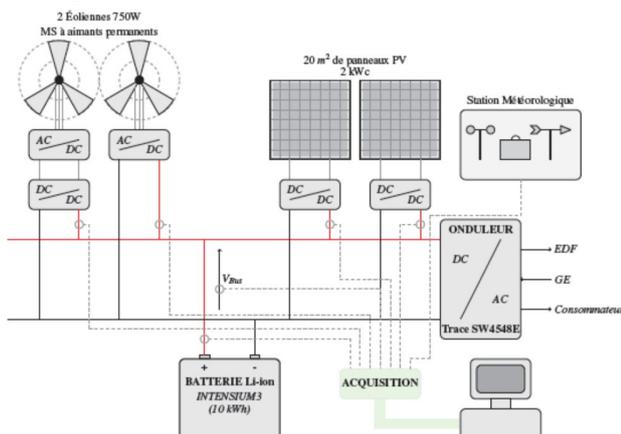


Figure 5. Plate-forme expérimentale implantée au laboratoire SATIE

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

- 2 éoliennes de chez *Aerocraft* de puissance nominale 750 W, correspondant à des génératrices à aimants permanents triphasées à 6 paires de pôles.
- 20 m² 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 2 V – 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. Ces deux hacheurs ont été remplacés en 2015 par un seul convertisseur Mastervolt SCM-60.

- une station météorologique mesurant en permanence l'ensoleillement dans le plan des panneaux et dans le plan horizontal (pyranomètres), la vitesse du vent (anémomètre), sa direction (girouette), et les températures ambiante et en surface des panneaux photovoltaïques.

- 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

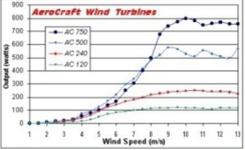
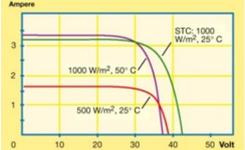
Produit	Principales caractéristiques	courbes/photos
2 éoliennes Aerocraft 750AC	750 W à 9,5 m/s démarrage à 3 m/s vitesse de survie 60 m/s génératrice à aimants 16 pôles, 600 tr/mn diamètre rotor 2,4 m, masse 43 kg, mats 14 m	
20 panneaux ASE-100-GT-FT 2 kW crêtes	Puissance maxi à 1000 W/m ² : 100 W, 34,5 V – 2,9 V (à P _{max}) (72 cellules en Si polycristallin EFG 10x10 cm, 3 diodes de bypass) dimensions : 0,64x1,28 m ² 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 Mastervolt 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-sinusoïdal, Puissance continue : 4,5 kVA en 230 V – 50 Hz - 48 V DC 20 A permanents, 34 A _{rms} 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) optimisant la récupération selon l'état du système, notamment de l'état de charge du stockage éventuel ;
- 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 houlogénération directe [9] et [10]. 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, concernant la gestion énergétique dans les systèmes à EnR, et 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, ici du coût énergétique global sur cycle de vie (somme de toutes les dépenses d'énergie primaire 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-stage (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.

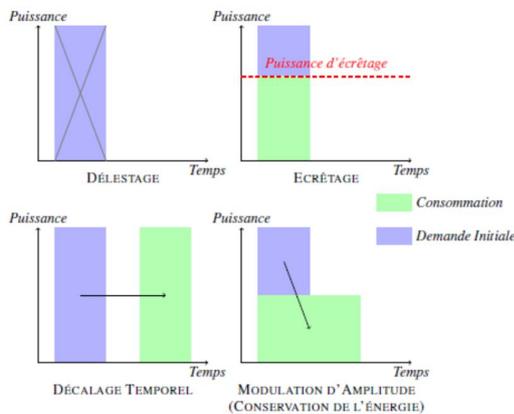


Figure 7. Exemples d'actions sur le profil de charge [7]

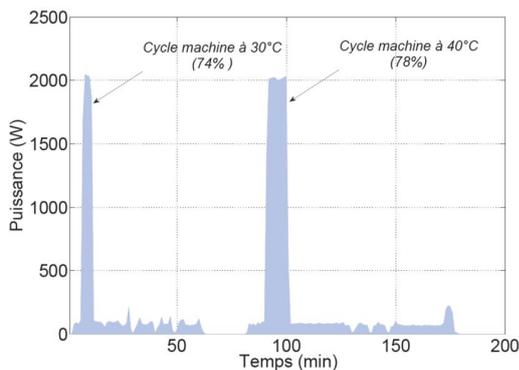


Figure 8. Relevés expérimentaux du profil de puissance d'une machine à laver de classe A+ pour 2 températures de cycle (30°C et 40°C)

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 *Volialis* [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 (kWh_p), 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_p .

Les coûts énergétiques primaires des différents éléments (GER_X) 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% ($130W_c/m^2$ sous une irradiance de $1 kW/m^2$) ;
- GER des modules PV en kWh_p par Watt crête (W_c) installé [20] : $GER_{Pv} = 8.9 kWh_p/W_c = 32 MJ_p/W_c$

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). A titre d'illustration, 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]. Notons que cette étude est très ancienne et n'est plus représentative des technologies actuelles.

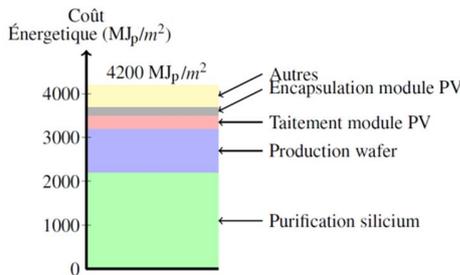


Figure 9. Contribution au GER global des différentes étapes de fabrication des modules PV en silicium polycristallin d'après [20] (Nota : données liées à des technologies anciennes)

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 : $GER_{Sto} = 359 kWh_p/kWh = 1200 MJ_p/kWh$

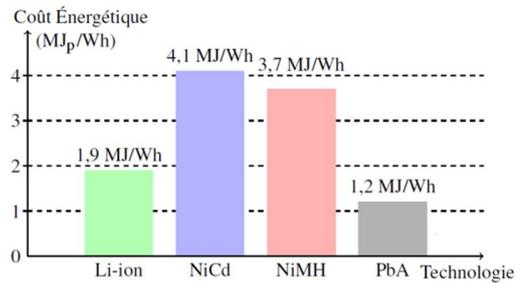


Figure 10. Comparaison des principales technologies de batterie en terme de GER d'après [23]

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.

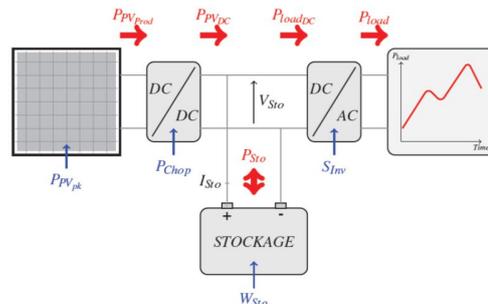


Figure 12. Architecture du système étudié [7]

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_p)
- 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 $P_{demand}(t)$ la puissance demandée, et $P_{load}(t)$ 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.

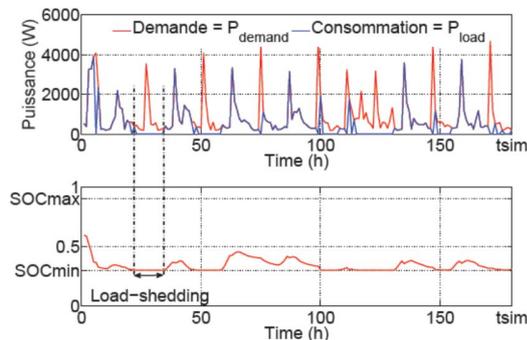


Figure 13. Mise en évidence du délestage de consommation en situation de batterie trop déchargée [7]

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.

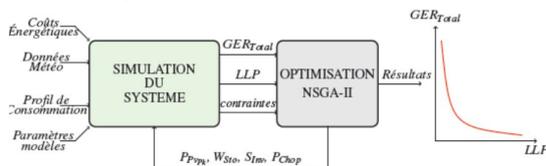


Figure 14. Implémentation de l'algorithme d'optimisation [7]

À 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.

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.

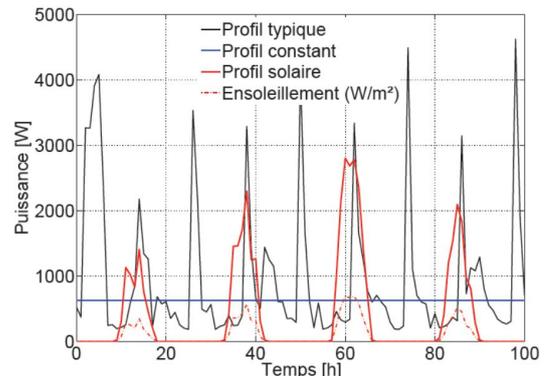


Figure 15. Extraits des profils de consommation comparés [7]

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_p (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.

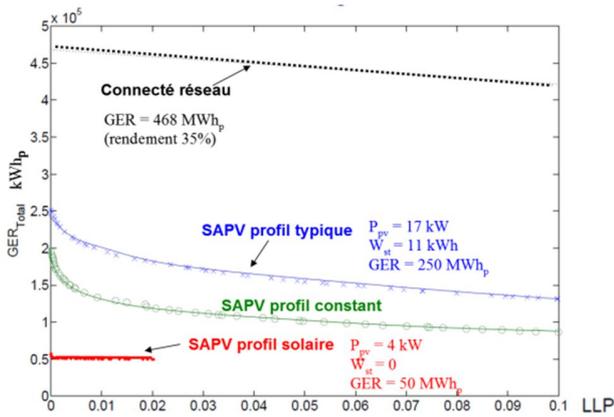


Figure 16. Comparaison des valeurs du GER obtenus avec une alimentation par le réseau français ou par un SAPV pour 3 profils de consommation en fonction du taux de délestage [7]

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_p à 180 MWh_p). 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_p à 50 MWh_p). 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.

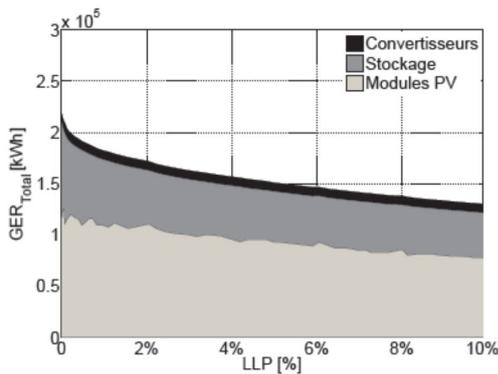


Figure 17. Evolution du GER en fonction du taux de délestage pour le profil typique

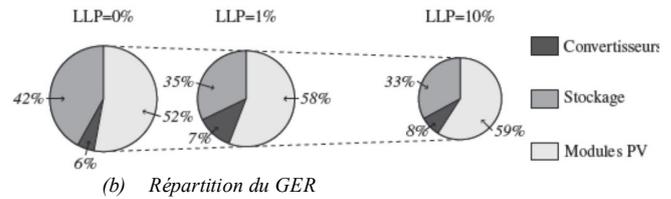


Figure 18. Détails des résultats d'optimisation pour le profil typique pour 3 valeurs de LLP [7]

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 dynamique 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_{E11}	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_{ConvSo}	Puissance nominale du convertisseur batterie	10 [kVA]
S_{ConvPV}	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.

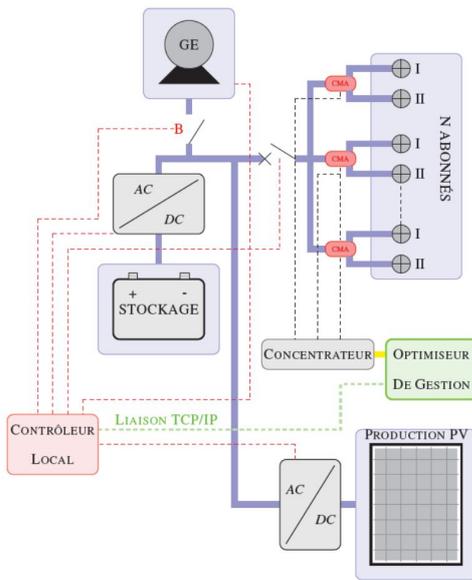


Figure 19. Configuration du système SOLEDO en mode autonome

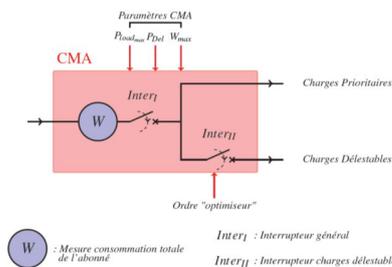


Figure 19b. CMA : Organe de contrôle des charges

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 incombent 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).

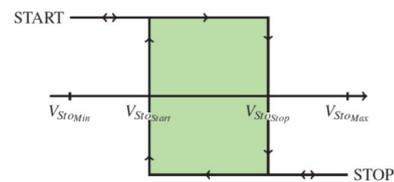


Figure 19c. Cycle d'hystérésis de fonctionnement du Groupe Électrogène

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 19b). Par exemple, l'optimiseur va chercher à 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.

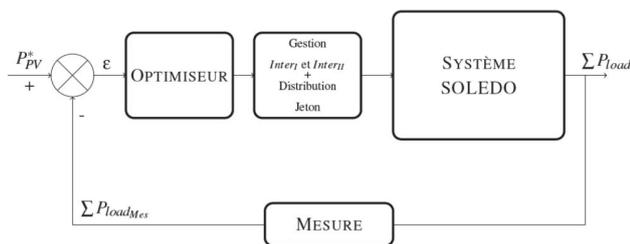


Figure 20. Représentation du système SOLEDO en boucle fermée

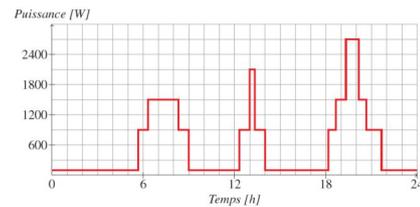
A cela, il faut ajouter une règle de gestion des abonnés. Dans le cas d'un système multi-utilisateurs (micro-réseau hybride), l'optimiseur doit assurer une gestion équitable des différents abonnés. Le mode de gestion retenu est de type "à jetons" et se déroule en 4 étapes :

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.

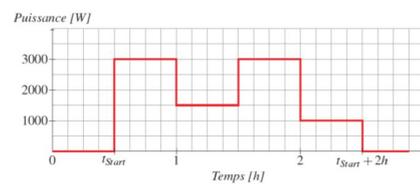
L'échange cyclique du jeton permet d'autoriser tour à tour les différents utilisateurs à démarrer des charges délestables. De plus, le jeton est échangé dès que l'autorisation de consommer est donnée par l'optimiseur, ce qui permet à plusieurs utilisateurs de consommer en même temps. Enfin, une fois 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.

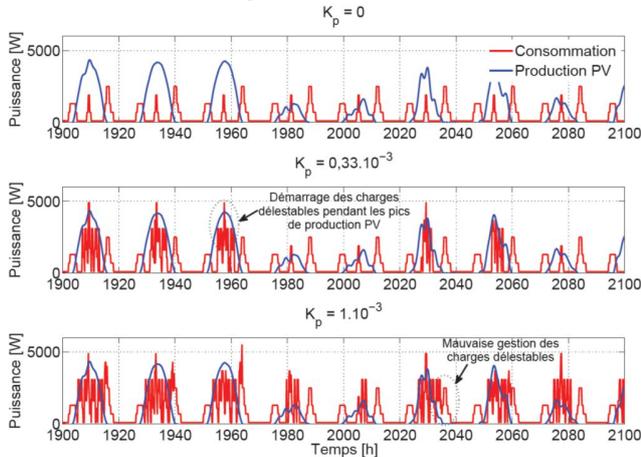


Figure 22. Résultats de simulations temporelles pour 3 valeurs remarquables du gain K_p [7]

4. Conclusion

Les coûts d'investissement et de fonctionnement et la variabilité des sources photovoltaïques et éoliennes sont les deux inconvénients majeurs souvent mis en avant pour justifier leur difficulté de pénétration massive. Concernant le premier point, nous avons souligné la 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 avons donné quelques exemples et illustré 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 constituent 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, june 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. Groumpos 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.

Nice Grid : un projet ambitieux et innovant de quartier solaire intelligent

Alexis Phelizon, ERDF - Electricité Réseau Distribution France

ERDF - Direction Technique - Pôle projet Smart Grids Tour ERDF - 34 place des Corolles - 92079 Paris la Défense

alexis.phelizon@erdf.fr

Résumé : Face aux engagements environnementaux ambitieux et à l'arrivée de nouveaux modes de consommation et de production d'électricité d'origine renouvelable, le système électrique de distribution doit s'adapter. NICEGRID développe à Carros le réseau électrique de demain, c'est-à-dire plus communicant et plus réactif en intégrant une forte production photovoltaïque, des unités de stockage et des équipements communicants. Au centre de l'expérimentation, le consommateur qui devient consomm'acteur en produisant et en stockant l'électricité. NICEGRID s'appuie sur des technologies innovantes, le compteur électrique nouvelle génération Linky et les infrastructures électriques existantes pour tester l'ensemble du concept de réseau électrique intelligent.

1. Introduction

En tant qu'acteur majeur dans le domaine des réseaux intelligents, ERDF coordonne le projet européen «GRID4EU» dont NICEGRID constitue la contribution française.

Ce programme, initié dans le cadre d'un appel à projets de la Commission Européenne, prépare le développement des réseaux électriques de demain. Financé à hauteur de 25 millions d'euros par la Commission Européenne, ce projet, dont le coût est évalué à 54 M€, est l'un des premiers projets européens dans le domaine des réseaux intelligents en terme de financement par l'Union Européenne.

Il contribue à expérimenter le potentiel des smart grids dans le domaine de l'intégration des énergies renouvelables, du développement des véhicules électriques, de l'automatisation des réseaux, du stockage de l'énergie, de l'efficacité énergétique, de l'ilotage et de la gestion active de la demande.

GRID4EU repose sur six démonstrateurs qui sont testés pendant quatre ans (de novembre 2011 à décembre 2015) dans chaque pays européen représenté dans le consortium (France, Italie, Espagne, République Tchèque, Suède et Allemagne).

Les démonstrateurs sont pilotés par six distributeurs d'électricité européens (ERDF, ENEL, IBERDROLA, CEZ, VATTENFALL et RWE).

Ce programme favorise la complémentarité entre les différents projets avec notamment des actions transverses de recherche et de partage des résultats entre les différents distributeurs concernés. GRID4EU s'appuie également sur les compétences d'autres partenaires industriels et scientifiques, il fédère ainsi une trentaine de partenaires en provenance d'une dizaine de pays de l'Union Européenne.

2. Les réseaux intelligents, pour quoi faire ?

Jour après jour, la révolution énergétique avance. Hier encore, le système électrique paraissait presque simple. Quelques centaines de centrales de production nucléaires, hydroélectriques, thermiques, injectaient sur le réseau de transport suffisamment d'électricité pour satisfaire aux besoins de l'Hexagone et, fréquemment, de ses voisins. Convertie en moyenne et basse tension, cette électricité était ensuite acheminée vers les usagers, via les réseaux de distribution exploités par ERDF.



L'électricité se stockant mal, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution veillaient à ce qu'à tout moment, l'offre soit bien égale à la demande. Après avoir fait ses preuves plus d'un demi-siècle durant, ce système doit maintenant évoluer, notamment du fait de la montée en puissance des énergies renouvelables décentralisées dont les principales caractéristiques sont l'intermittence, la diffusion sur tout le territoire, la quasi-absence de pilotage et la prévisibilité délicate.

2.1. La mutation du système électrique

Pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, le paquet énergie climat européen, le Grenelle de l'Environnement et la programmation pluriannuelle des investissements électriques (PPI) obligent la France à produire 23 % de son énergie finale à partir d'énergies renouvelables d'ici à 2020.

Pour le secteur électrique, cela implique de mettre en service sur l'ensemble de la France 25 000 MW éoliens (dont 6 000 MW en mer) et 5 400 MWc de capacités photovoltaïques en quelques années.

Ce quasi-doublement, en une décennie, de la part des renouvelables dans le mix énergétique français n'est pas sans poser quelques problèmes. La production de ces nouvelles centrales est tributaire des conditions météorologiques et d'ensoleillement, raison pour laquelle on qualifie ces énergies « d'intermittentes ».



Sur les régions Provence-Alpes-Côte d'Azur et Languedoc-Roussillon, l'ensemble de la production d'énergie renouvelable raccordée au réseau de distribution d'électricité était de 2 125 MW au 30 juin 2014, soit l'équivalent en puissance d'un peu plus de deux tranches nucléaires de 900 MW.

2.2. Réseaux électriques et systèmes de communication

Pour maintenir en toutes circonstances l'équilibre entre l'offre et la demande, les gestionnaires de réseaux doivent connaître en permanence les besoins en consommation, les niveaux de production et l'état des réseaux. Or, à mesure que s'accroît le nombre d'acteurs, la collecte de ces informations devient de plus en plus difficile.

Piloter des réseaux sur lesquels plusieurs centaines de milliers de producteurs-consommateurs injectent de l'électricité exige de déployer des capteurs et des réseaux de communication grâce auxquels les gestionnaires de réseaux optimisent les flux énergétiques et détectent les contraintes électriques avant qu'elles ne surviennent.

2.3. Des compteurs communicants

En 2009, l'Union européenne a fixé par une Directive l'objectif de déployer des compteurs communicants dans 80% des foyers européens d'ici 2020.

Ce compteur d'électricité nouvelle génération offre de nouveaux services : télé relevés, changement de puissance et mise en service à distance, facture sur la base de la consommation réelle, délais d'intervention réduits (de 5j à 24h), sans rendez-vous, facilitation du diagnostic en cas de panne.

Il permet également un suivi des consommations d'énergie via un portail internet et développe aussi des possibilités de pilotage des équipements du logement. Ce compteur a été conçu pour faciliter la vie de 35 millions de clients et servir d'outil pour accompagner la transition énergétique engagée par le Gouvernement.

Le compteur communicant a été expérimenté avec succès auprès de près de 300 000 clients dans l'agglomération de Lyon et le département d'Indre-et-Loire, entre le 31 mars 2009 et le 31 mars 2011.

Le premier ministre a confirmé le déploiement du compteur communicant avec le déploiement d'une première tranche de 3 millions de compteurs d'ici fin 2016 et le remplacement de 35 millions de compteurs à terme.

Le compteur communicant Linky constitue la première étape des futurs « réseaux intelligents » (smart grids). Avec ses nouvelles fonctionnalités, il permet de piloter de manière plus efficace le réseau de distribution d'électricité et facilite l'intégration des énergies renouvelables et de la mobilité électrique sur le réseau.

La mise en place des compteurs nouvelle génération constitue un saut technologique important qui complète sur le réseau Basse Tension la modernisation engagée par ERDF depuis une quinzaine d'années sur le réseau Moyenne Tension.

2.4. Un consommateur au cœur du système énergétique : le « consomm'acteur-producteur »

Le déploiement à grande échelle du réseau intelligent va favoriser l'implication des consommateurs dans le pilotage des consommations d'électricité sur le réseau.

Donner les moyens d'engager le consommateur client dans une participation active à la maîtrise des consommations d'énergie et dans une démarche avertie de réduction des émissions de gaz à effet de serre en le rendant acteur, est un enjeu des smart grids. Cette participation active au système énergétique est caractérisée par :

- ses appels de puissance électrique et sa consommation,
- sa capacité de stockage (eau chaude, véhicule électrique, équipements intelligents pilotables),
- sa production d'énergie renouvelable décentralisée.

Ces équipements intelligents mettront les clients en situation d'acteur au sein de leur logement, voire de leur quartier, en leur donnant la possibilité d'adapter leur production (avec des capacités de stockage) et/ou consommation en fonction des contraintes du réseau, tout en minimisant l'impact sur leur confort. La sensibilisation du client par une information, en préavis, en temps réel ou a posteriori, de ses consommations et des répercussions (économiques ou environnementales par exemple) de son comportement énergétique sera également au cœur des expérimentations.

Toutes ces mutations inviteront les citoyens à être acteurs de leurs choix énergétiques et acteurs du système électrique (consommateurs, producteurs d'énergies renouvelables, stockeurs et arbitres de leur poste énergie)

2.5. Ce que les réseaux intelligents vont changer



Action des consommateurs	Limitée	Informés en temps quasi réel, les consommateurs pourront adapter leur consommation en fonction des tarifications horaires
Production décentralisée	Du fait d'une production aujourd'hui majoritairement centralisée, les réseaux électriques sont peu adaptés pour répondre au développement des énergies renouvelables intermittentes (éolien, photovoltaïque).	Les réseaux intelligents aideront à gérer les contraintes de l'intermittence, par exemple en facilitant le stockage dans les systèmes électriques.
Nouveaux services	Les fournisseurs disposant d'une information peu détaillée sur les consommations, leurs offres sont standardisées.	Grâce aux informations transmises par les compteurs communicants, les fournisseurs pourront formuler de nouvelles offres adaptées aux besoins des consommateurs.
Qualité de service	La durée moyenne d'interruption d'alimentation s'établit à 97 minutes en 2013 en France.	Équipés de capteurs communicants, les réseaux intelligents détecteront une défaillance avant la survenue d'une panne, facilitant le travail des équipes de maintenance.
Vulnérabilité	S'étendant sur près d'1,3 million de kilomètres, le réseau de distribution est vulnérable aux actions de malveillance ou aux incidents.	L'exploitation encore plus intelligente des actifs permet de localiser immédiatement tout incident, d'en limiter l'impact à distance et de diligenter rapidement et précisément une équipe d'intervention.

3. Le projet Nice Grid

Coordonné par ERDF, NICEGRID est aujourd'hui le premier démonstrateur de quartier solaire intelligent et fait partie du programme européen GRID4EU destiné à tester des solutions innovantes de gestion de l'électricité et préparer les réseaux intelligents de demain.

Le 17 juin 2011, le gouvernement a donné le coup d'envoi du projet géré par un consortium coordonné par ERDF, associé avec 9 partenaires :

ALSTOM, SAFT, EDF SA, ARMINES, RTE, NETSEENERGY, DAIKIN, SOCOMEC et NKE WATTECO.

Le projet s'étend sur 4 ans et se situe à Carros, dans la plaine du Var, sur le territoire de la Métropole Nice Côte d'Azur et dans le périmètre de l'Opération d'Intérêt National « Eco-Vallée ». Plus précisément, il s'établit sur le cœur de la ville et sur la zone industrielle de Carros.

L'objectif principal de NICEGRID est d'optimiser à l'échelle d'un quartier la production, la consommation et le stockage d'électricité avec une insertion importante d'électricité photovoltaïque intermittente sur le réseau de distribution de la commune de Carros.

3.1. La technologie Nice Grid

Pour y parvenir, NICE GRID a installé des technologies innovantes et a développé un gestionnaire d'énergie réseau qui agit sur les leviers suivants pour optimiser l'équilibre consommation/production à l'échelle d'un quartier.

- Utilisations de compteurs communicants Linky pour améliorer les prévisions de consommation et piloter certains usages.



Compteur communicant Linky

- Recours à des systèmes de stockage (des batteries lithium-ion) chez des clients volontaires, sur le réseau électrique de distribution et au poste source.



Assemblage de modules Batterie Lithium-ion



Onduleur de la batterie 1MW

- Recours à des solutions innovantes utilisant les Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTIC) pour piloter à distance certains usages (chauffage, ballon d'eau chaude électrique, etc..) chez les particuliers volontaires.



Capteur TIC (Télé Information Client) autoalimenté pour compteur électrique

- Utilisation d'algorithmes de prévision pour la production photovoltaïque et la demande en électricité.

3.2. Stockage

Les moyens de stockage du projet sont les suivants :

- Une batterie de 1 MW- 560 kWh installée au poste source broc Carros.
- Une batterie 250 kW- 620 kWh au poste de distribution HTA/BT dock TRACHEL
- deux batteries réseau Li-Ion de 33 kW- 106 kWh raccordées au réseau basse tension.
- 20 batteries 4 kW- 4 kWh chez des clients résidentiels volontaires.

Ces batteries participent aux trois champs d'expérimentation : l'effacement, la gestion de la production photovoltaïque et l'ilotage.



Exemple de batterie Li-ion

Ce système de stockage peut injecter jusqu'à 1,5MW de réseau, soit l'équivalent en appel de puissance de 750 foyers



3.3. Le NEM

Le «NEM» (Network Energy Manager) ou gestionnaire d'énergie réseau du projet, développé par ALSTOM, a été mis en fonctionnement en mars 2014. Ce gestionnaire de réseaux permet de solliciter différents agrégateurs, qui optimisent les réponses aux contraintes observées sur le réseau, en fonction de l'heure de la journée.

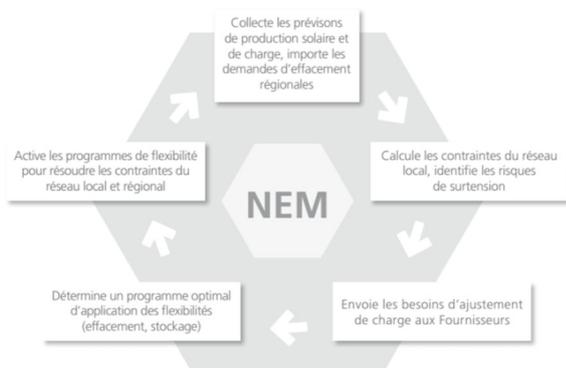
Ces réponses correspondent à des offres de flexibilités locales proposées aux participants. Elles les encouragent à déplacer leur consommation au moment où la production solaire est élevée, et/ou à baisser leur consommation lors des pics de froid.

Par exemple, l'été, en cas de surproduction photovoltaïque, il peut retenir les offres de flexibilités résidentielles de l'agrégateur, qui propose : des «bonus solaires» (heures creuses solaires entre 12h et 16h), un déclenchement à distance du chauffe-eau des clients volontaires, du stockage d'électricité dans les batteries.

À l'inverse, l'hiver, lors des pointes de consommation, le NEM peut retenir des offres de baisse du chauffage via le compteur Linky ou des propositions de décharge des batteries, émanant de l'agrégateur des batteries réseau.

Ainsi, le NEM collecte les informations liées aux conditions d'opérations du réseau (prévisions solaires,

prévisions de consommation), calculer les contraintes du réseau et déterminer le programme des flexibilités à mettre en œuvre.



3.4. Les consommateurs

NICE GRID associe des clients résidentiels, équipés de compteurs communicants Linky (En mai 2015, ce sont 2500 compteurs installés chez les habitants de Carros.) et pour certains de panneaux photovoltaïques et/ou de batteries individuelles et des clients industriels qui participent aux expérimentations.

Le consommateur devient acteur du système électrique de demain de différentes manières : en décalant ses consommations aux moments où l'énergie est abondante, en stockant l'énergie au moment où elle est produite pour la consommer plus tard (quand il est lui-même producteur d'électricité d'origine renouvelable), ce qui lui permet d'exploiter au mieux la ressource renouvelable.

Le consommateur (particuliers, entreprises et collectivités locales) peut aussi, en période de grands froids, diminuer sa consommation électrique, pour contribuer à la maîtrise des pics de consommation. Les expérimentateurs NICE GRID contribuent grâce à leur participation, leurs avis et commentaires, à améliorer l'efficacité énergétique de leur quartier et à intégrer harmonieusement la production photovoltaïque sur le réseau basse tension.

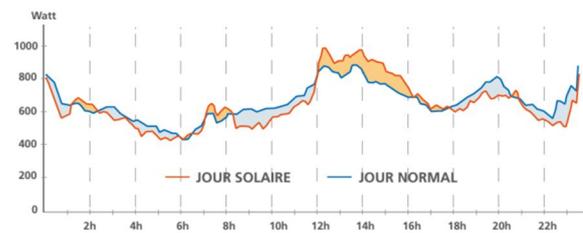
4. Les premiers résultats

Afin d'absorber le surcroît de production solaire sur le réseau électrique entre 12h et 16h, 70 clients volontaires dans les 7 quartiers solaires ont été mobilisés 37 fois pour répondre aux sollicitations du NEM (offres de flexibilités locales), et se sont ainsi inscrits dans une démarche de consommateurs.

Les résultats observés montrent un déplacement de la consommation sur la tranche horaire 12h-16h.

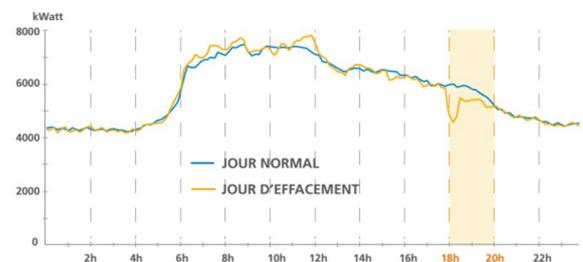
Ces expériences se poursuivront à l'été 2015, afin de conforter ces premiers résultats, et de tester des batteries résidentielles et un ballon d'eau chaude

électrique innovant, qui offrira une consommation répartie sur l'ensemble des heures de surproduction.



Durant l'hiver 2014/2015, plus de 200 clients résidentiels et 11 clients industriels ont participé à 10 reprises (industriels) ou à 20 reprises (résidentiels) aux demandes de réduction de la consommation entre 18h et 20h.

Les résultats observés montrent une réduction de la consommation à la pointe du soir, entre 18h et 20h.



Les clients volontaires ont été incités à modérer leur consommation, et à tester les solutions de pilotage de leur chauffage électrique via le compteur communicant Linky. Ces particuliers participants ont réduit en moyenne de 20 % leurs consommations d'électricité lors des jours de pointe entre 18h et 20h.

Les entreprises participantes, qui représentent environ 10 MW de puissance souscrite, ont permis quant à elles une réduction des consommations d'électricité à la pointe du soir d'environ 10%.

A cette occasion, l'électricité stockée dans les 3 batteries installées sur le réseau de distribution (système de stockage) a été utilisée.

5. Conclusion

Le 27 mai 2015, lors du Clean Energy Ministerial (G20 des ministres de l'énergie) au Mexique, GRID4EU a reçu «l'ISGAN Award of excellence 2015».

6. Références

- [1] "Nice Grid un quartier solaire intelligent" : Dossier de Presse
- [2] www.erdf.fr

Point de vue d'un industriel sur l'autoconsommation de l'énergie solaire photovoltaïque.

GREGORY LAMOTTE

Fondateur de COMWATT, www.comwatt.com

gregory.lamotte@comwatt.com

CAP OMEGA, rond-point Benjamin Franklin, CS 39521, 34960 MONTPELLIER Cedex 2

Résumé : la société COMWATT propose des solutions techniques permettant de suivre et piloter ses consommations mais aussi d'auto-consommer sa production photovoltaïque tout en maintenant un lien physique avec le réseau pour la revente surplus et l'alimentation du site en cas de besoin. Son fondateur nous présente ici les avantages d'un tel système par rapport au système centralisé actuel et au système d'auto-alimentation en site isolé.

1. Les sept idées fausses sur le solaire PV

1.1. Le solaire PV coûte très cher ... Faux !

Le solaire photovoltaïque était le moyen de produire de l'énergie électrique le plus cher il y a 10 ans. Il devient progressivement l'un des plus compétitifs et cela sans subventions (www.comwatt.com/archives/3777). En effet, d'un côté le prix des modules photovoltaïques a été divisé par 4 en 4 ans et de l'autre, plus de 50% de la facture d'électricité correspond au prix du transport et de la distribution de l'électricité (en France et partout dans le monde). En régime d'autoconsommation, quand on produit et consomme sur place on minimise les frais de transport et de distribution. C'est ce qui explique que, même si le charbon et le gaz de schiste sont actuellement des ressources énergétiques de faible coût, l'autoconsommation de l'énergie produite à partir de l'énergie solaire coûte au final moins cher à l'utilisateur. Selon un rapport de la banque Lazard (www.comwatt.com/archives/2837), le solaire en autoconsommation devient en 2014 le moyen le moins cher de produire de l'électricité.

Si dans un premier temps, les Allemands ont installé du solaire PV pour des raisons de respect de l'environnement, en 2014 les principaux pays qui installent du solaire PV le font pour des raisons économiques (Chine, USA et Japon).

Il est interdit de produire l'énergie que l'on consomme ... Faux !

Depuis l'année 2000 et les premières lois sur la transition énergétique, notamment la loi **relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité** (www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT00000750321), il est parfaitement légal de

produire et consommer son énergie. Seulement peu de gens le faisaient car ce n'était pas rentable (www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rapport_autoconsommation.pdf). Tant que le solaire était un moyen de production onéreux, la presque totalité des projets visaient la revente de toute leur production à l'Etat car c'était là le seul moyen de rentabiliser l'investissement. Maintenant, avec la baisse du prix des installations solaires, il devient plus économique de consommer sa propre énergie que de la revendre.

1.2. Le solaire PV ne pourra jamais produire assez d'électricité pour couvrir les besoins ... Faux !

Les Allemands ont déjà installé plus de 35 GWc de moyens de production solaire PV, ce qui, en terme d'énergie annuelle, est équivalent à la production de 7 centrales nucléaires. Au niveau mondial, le solaire PV représente plus de 50% des nouvelles capacités de production installées chaque année. Le récent rapport publié par l'ADEME et intitulé « Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050 » (www.comwatt.com/archives/3435) démontre par une étude approfondie que la France pouvait produire 100% de son énergie électrique à partir de ressources renouvelables pour un coût moindre qu'avec un mix électrique comprenant 50% de nucléaire. Enfin, si nous équipions 50% des toitures de l'hexagone, nous produirions annuellement 100% de la consommation française d'électricité.

1.3. Le solaire PV crée des emplois en Chine et pas en France ... Faux !

Avec la baisse importante de prix du Wc, les modules photovoltaïques ne représentent plus que 25%

du coût d'un projet en autoconsommation. Le reste de la facture est composé à 25% de constituants fabriqués en France et en Europe (câbles, systèmes de fixation et onduleurs) et 50% est composé du prix de la main d'œuvre (bureau d'étude, électricien, couvreur etc.). De manière générale, à production équivalente, les énergies renouvelables nécessitent 10 fois plus de main d'œuvre que la production centralisée d'énergie (selon le ministère Allemand de l'énergie).

1.4. Le solaire PV est un produit manufacturé plus polluant à fabriquer que les autres ... Faux !

Les modules solaires PV ne sont pas des produits manufacturés plus polluants qu'un aspirateur, un ordinateur,.. Les modules solaires cristallins ne consomment pas de ressources rares et il n'existe aucun élément de leur composition pouvant représenter un goulot d'étranglement selon une étude récente du MIT pour UBS (reneweconomy.com.au/2015/ubs-lays-out-dream-solar-scenario-50-of-global-generation-by-2050)

1.5. Le solaire PV n'est pas recyclable ... Faux !

Dans le prix du matériel solaire, le prix du recyclage est inclus. Les modules photovoltaïques cristallins (95% du marché solaire) sont parfaitement recyclables (pour plus de détail, consulter le site de COMWATT www.comwatt.com/archives/3819).

1.6. Le solaire nécessite beaucoup d'énergie lors de sa fabrication ... Faux !

A l'heure actuelle, en moins d'un an et demi, le module photovoltaïque aura produit davantage d'énergie qu'il lui en aura fallu pour sa fabrication. Un module ayant une espérance de vie de 40 ans, chaque module fabriqué permet de produire autant d'énergie qu'il en faut pour en fabriquer 25 autres. C'est un cercle vertueux. Depuis 2011, la production de l'ensemble des modules solaires PV a dépassé la consommation de l'ensemble des usines de fabrications de modules solaires PV.

2. Auto-produire son énergie.

Après la seconde guerre mondiale, il a fallu rebâtir un système de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique en Europe. A cette période le moyen le plus rentable de fabriquer de l'électricité était de la produire de manière centralisée à l'aide d'installations hydroélectriques ou de centrales thermiques à flammes (charbon, gaz, fioul) ou nucléaire. Depuis quelques années, avec les progrès faits dans les solutions techniques de production

d'énergie électrique à partir de ressources renouvelables, c'est la production décentralisée qui est devenue progressivement la solution la plus économique pour produire du courant.

Grand éolien et photovoltaïque sont, en 2015, rentables sans subventions. Cependant, le poids des habitudes rend leur progression difficile. En effet, l'autoconsommation est légale en France, mais la législation et les grands groupes de l'énergie s'organisent pour favoriser le maintien d'un modèle centralisé. Passer d'un modèle de production centralisé en quasi-monopole à un système décentralisé plus coopératif peut se traduire par l'appellation "transition énergétique". C'est le processus irréversible maintenant en cours en France et dans le monde.

Mais quel va être l'impact de cette transition sur la vie des Français ?

Dans les années qui viennent, la plupart des bâtiments produiront une partie de l'énergie dont ils auront besoin et achèteront au réseau de distribution l'énergie manquante ou lui vendront l'énergie en surplus (ou la stockeront). Demain, des millions de producteurs d'énergie commerceront avec des millions de consommateurs : c'est ce qu'on appelle dès à présent "l'internet de l'énergie". Nous échangerons donc l'énergie via les réseaux électriques comme nous échangeons des courriels aujourd'hui.

Dans ce nouveau système décentralisé, les territoires seront plus robustes, pourront bénéficier d'une énergie moins chère tout en créant 10 fois plus d'emplois qu'avec la production centralisée actuelle et ne dépendront plus d'une énergie produite loin des lieux de consommation, avec tous les risques que cela implique. En effet, est-il sage de dépendre du gaz Russe ou d'une sécheresse importante qui réduira le débit des fleuves et nous obligera à arrêter nos centrales thermiques nucléaires ?

Quand un territoire sait se débrouiller seul, il est capable de négocier les prix de manière plus efficace que lorsqu'il est complètement dépendant de ressources importées.

3. L'entreprise TESLA révolutionne-t-elle vraiment le marché de l'électricité ?

L'information a fait le tour des rédactions et de l'Internet depuis plusieurs mois : Elon Musk, fondateur de Tesla Inc., serait un dis-rupteur de génie et il proposerait notamment un produit très attractif destiné au marché de l'électricité. Cet entrepreneur, qui a co-fondé *Paypal* (paiement des achats sur l'Internet) puis fondé *Tesla* (voiture électrique), *Space X* (fusées spatiales), *Solar City* (installations solaires) et

d'*HyperLoop* (projet de train à très grande vitesse, plus de 1000 km/h) serait le nouveau Léonard de Vinci des temps modernes. Au-delà de ses succès commerciaux, cet entrepreneur décomplexé a pour ambition de prendre à contre-pied ses concurrents en mettant notamment en œuvre une nouvelle manière d'innover. Citons, par exemple, l'utilisation du mode de diffusion des ses innovations en *open-source*. Il offre ainsi à tout-un-chacun la possibilité de développer des produits à partir de ses brevets.

Avec de tels acteurs entrant dans le marché de l'énergie, il est facile de pronostiquer la perte de situation de monopole des producteurs historiques. Mais tous ne vont pas disparaître rapidement. Pourquoi?

Pour répondre à cette question, réalisons une petite évaluation économique de l'offre de Tesla :

Quel est le prix de la solution de stockage proposée par Elon Musk pour un particulier Français ? 3500 \$ pour 10kWh (soit 350 \$/kWh) ce qui situe vraiment la solution dans le bas de la fourchette des prix actuels (autour de 400\$/kWh). Pour obtenir de tels prix, il semble (à confirmer) qu'il intègre dans ses kits résidentiels de stockage les batteries d'occasion des véhicules Tesla (construites dans une *Giga Factory* sur-automatisée de manière à réduire les coûts) et qui ont perdu 20% de capacité de recharge, ce qui n'est pas gênant pour les particuliers. Au niveau économique, 10 kWh pour 3500 \$ correspondent à 3125 €HT à quoi l'on doit ajouter la pose (500€ au minimum) et l'onduleur-chargeur-déchargeur (500€ au minimum) soit 4 125 €HT. Soit avec la TVA à 20%, 4 950 €TTC pour 10 kWh d'énergie stockée, donc environ 495 €TTC/kWh stockés. Si l'on charge et décharge la batterie tous les jours à 100% et ce, pendant 10 ans (durée de vie donnée), nous atteignons un prix de revient au kWh utilisé minimum de $495/(365 \times 10) = 0,14 \text{€TTC/kWh}$. Mais comme il sera impossible de charger / décharger à 100% ses batteries chaque jour, le prix moyen d'usage sera probablement entre 0,20 et 0,30€TTC/kWh.

A ce prix, nous avons le stockage de l'énergie mais, il faut maintenant produire cette énergie. La solution la moins coûteuse pour un particulier consiste à produire à l'aide d'un système photovoltaïque en autoproduction. Il faut compter environ 0,09 €/kWh. Ce qui fait, pour un particulier qui décide de renoncer au producteur historique, un prix au kWh compris entre 0,29 et 0,39 €/kWh...soit loin du tarif réglementé Français qui est en 2015 de 0.15€/kWh.

Pour rappel, avec la solution *COMWATT* (www.comwatt.com), on produit dès 2015 à

0.10€/kwh...soit 3 fois moins cher qu'avec la solution de stockage complète du constructeur Tesla.

Mais alors, quel est le prix à payer pour se déconnecter du réseau ?

Pour se déconnecter du réseau, il faut pouvoir maintenir l'alimentation des charges plusieurs jours sans production. Si un client souhaite éviter totalement l'interruption de service, il va devoir prévoir le stockage de 5 à 6 jours de consommation d'énergie électrique, ce qui fait grimper le prix du kWh à plus de 0,80 €/KWh. Donc, même si le tarif des batteries diminue énormément (-30% d'ici 5 ans), pour ceux ayant le choix, la déconnexion du réseau public ne sera pas une solution économiquement acceptable avant longtemps.

4. Conclusion

Nous venons donc de découvrir deux visions extrêmes. D'un côté, le modèle centralisé actuel et de l'autre, le modèle totalement déconnecté du réseau. L'optimum économique sera probablement un mélange des deux avec une solution du type de celle proposée par *COMWATT* pour réduire les besoins de stockages et d'infrastructure de transport.

Pour réduire sa facture, il faut donc investir en commençant par ce qui coûte le moins cher puis, progressivement, utiliser des techniques de plus en plus onéreuses. Voici l'ordre des investissements que nous proposons :

- réduire sa consommation grâce aux fonctions d'efficacité mises en œuvre par le boîtier *COMWATT IndepBox Easy & Power* (l'énergie la moins chère est celle que l'on ne consomme pas),
- auto-produire l'énergie et la stocker dans les usages (coût de 0,09€/KWh + 0%/an plutôt que d'acheter l'énergie au réseau à 0,15€/KWh + 5%/an),
- stocker l'énergie en surplus dans de petites batteries tout en restant connecté au réseau afin de couvrir les besoins qu'il n'est pas possible de déplacer (environ 0,20€/kwh) des périodes sans soleil,
- acheter et vendre de l'énergie localement à ses voisins afin de réaliser des circuits courts (cette option n'est pas juridiquement envisageable en France pour le moment mais c'est la voie la plus économique à terme).

Le réseau reste la clé de voûte de ce système. Il devra donc être capable d'évoluer pour répondre à ces nouvelles attentes de flexibilité et de prix. Il devra être géré de manière collégiale et intégrer les attentes de tous et surtout ne pas être géré uniquement par les producteurs et fournisseurs d'énergie.

Les onduleurs Smart-Grid IMEON pour le photovoltaïque en autoconsommation

ANTOINE MATHIEU

IMEON ENERGY

300 rue Pierre Rivoalon

29200 BREST

<http://www.imeon-energy.com/>

Résumé : IMEON ENERGY est une société Française implantée à Brest qui conçoit des onduleurs spécifiques pour le photovoltaïque en autoconsommation. Les onduleurs IMEON intègrent dans un seul système l'ensemble des fonctionnalités nécessaires à la mise en place d'un système solaire avec stockage. Dans cet article, après un descriptif des différentes architectures d'onduleurs adaptées à l'autoconsommation, nous présentons la solution développée par la société IMEON.

1. Contexte et perspectives

A l'heure actuelle, l'autoconsommation photovoltaïque est un sujet d'actualité qui mobilise de plus en plus les différents acteurs d'une filière malmenée depuis plusieurs années. Pour comprendre les raisons de cet engouement et les éléments qui laissent penser que le marché de l'autoconsommation va devancer celui du photovoltaïque subventionné dans les années à venir, il est nécessaire de prendre en considération différents paramètres :

a) La baisse des subventions

Depuis 2010, les décisions successives du gouvernement français ont entraîné la chute d'un marché naissant et prometteur ; suppression des crédits d'impôts et des différentes aides à l'investissement pour les particuliers (aides des départements et régions), baisses drastiques et successives des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque, augmentation des coûts de raccordement au réseau, annonce de l'Europe d'un arrêt progressif des tarifs d'achat subventionnés pour l'électricité d'origine renouvelable à partir de 2016.

b) Chute du coût des cellules et modules photovoltaïques

Les avancées technologiques concernant la fabrication des cellules et modules photovoltaïques et les augmentations des volumes de production (au niveau mondial) ont entraîné la réalisation d'importantes économies d'échelles et une chute conséquente du coût des modules photovoltaïques. Le coût moyen d'une

cellule photovoltaïque a été divisé par trois entre 2008 et 2013 (et par cent depuis 1977). Le tarif de production du kWh solaire ayant un lien direct avec le prix des modules PV, on peut en déduire que ce kWh augmente en compétitivité au fur et à mesure que le tarif des panneaux solaires baisse.

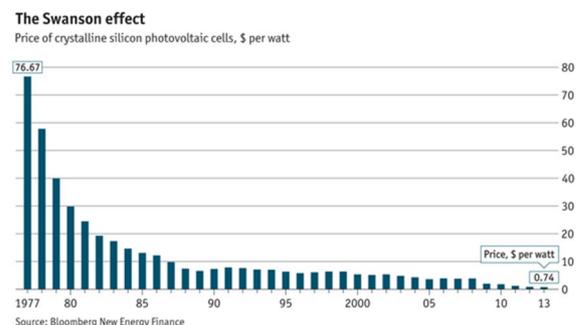


Figure 1 : prix des cellules photovoltaïques

c) Augmentation des tarifs de l'électricité du réseau

La France bénéficie actuellement d'un tarif de l'électricité parmi les plus bas d'Europe. Cependant, ces tarifs augmentent constamment depuis 2007 et différents paramètres laissent entrevoir que ces hausses vont s'accroître dans les années à venir ; déréglementation progressive des tarifs de l'électricité à partir de 2016, mise en place de nouvelles méthodes de calcul pour définir les tarifs de l'électricité, investissements importants liés à la rénovation et/ou au démantèlement des centrales nucléaires (voir le rapport de mai 2014 de la cour des comptes concernant le coût de production de l'électricité nucléaire).

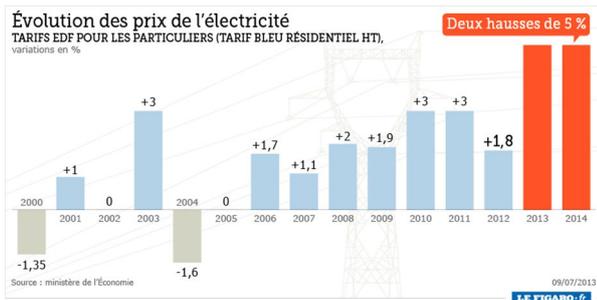


Figure 2 : évolution du prix de l'électricité

d) Parité réseau

La parité réseau est la conséquence de la baisse du prix des modules photovoltaïques et de la hausse des tarifs de l'électricité du réseau. Ces deux paramètres combinés permettent de rendre économiquement viable la production d'électricité générée par une installation solaire. La parité réseau est atteinte lorsque le coût de l'électricité photovoltaïque est compétitif avec celui de l'électricité conventionnelle fournie par le réseau public. En regardant le graphique de la figure 3, on s'aperçoit que la parité réseau est déjà atteinte dans le sud de la France (ou l'ensoleillement est important) et qu'elle arrivera aux alentours de 2017 dans le nord.

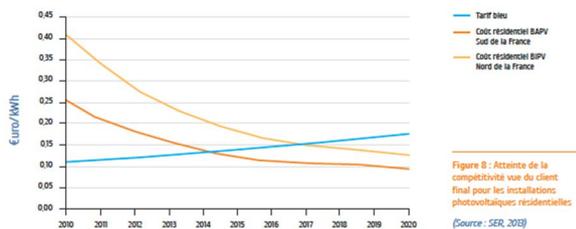


Figure 3 : parité réseau

La parité réseau va permettre de développer le marché du photovoltaïque autour d'un nouveau modèle : l'autoconsommation ou autoproduction. L'intérêt de ce modèle est de consommer sur site l'électricité générée par une installation solaire plutôt que de la vendre à EDF. Au-delà de l'intérêt économique, l'autoconsommation permet aux utilisateurs de faire un pas important vers l'autonomie énergétique.

2. Corrélation entre production solaire et profil de consommation

Lorsque l'on s'intéresse à l'autoconsommation de la production d'électricité photovoltaïque pour les applications résidentielles, il est important de mettre en évidence l'adéquation (ou la non adéquation) qui peut exister entre la production solaire et la consommation afin de dimensionner le système de production et de

choisir une technologie qui apportera une réponse cohérente aux objectifs fixés en amont du projet. Dans la plupart des cas le profil de production de la centrale photovoltaïque n'est pas corrélé au profil de consommation : l'installation produit beaucoup d'énergie au moment où la consommation est faible et inversement. L'illustration en est donnée sur le graphique de la figure 4 dans lequel on compare un profil de production solaire à un profil de consommation dans le secteur du résidentiel.

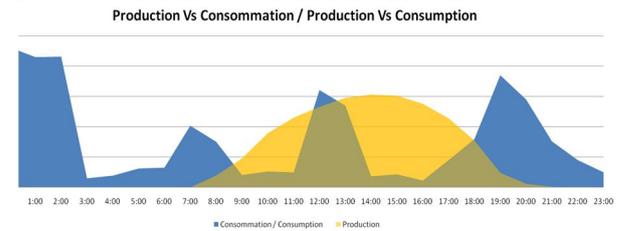


Figure 4 : comparaison production solaire / consommation résidentielle

3. Les différentes solutions techniques adaptées à l'autoconsommation

a) Les systèmes "On-Grid"

En autoconsommation, l'objectif est de consommer sur site la quasi-totalité de la production et donc d'éviter au maximum d'exporter de l'énergie vers le réseau.

En prenant en compte le graphique « production/consommation » on comprend aisément que ce type d'installation pour des applications résidentielles se cantonnera la plupart du temps (en fonction du profil de consommation) à des mises en œuvre de très petites puissances (<1.5 kWc). En effet, le dimensionnement de ce type d'installation s'effectue en prenant en compte le « bruit de fond » de l'habitation : consommation des veilles et appareils électriques en fonctionnement permanent. Les solutions « On-Grid » pour l'autoconsommation (de puissances plus importantes) sont plus adaptées à des applications dans les secteurs tertiaire et industriel où une consommation importante en journée donne la possibilité d'absorber la totalité de la production solaire.

On notera que le type d'onduleur utilisé pour cette configuration se synchronisant sur le réseau public, interdit les applications de « Back-Up » (sécurisation de l'alimentation en cas de défaillance du réseau public).

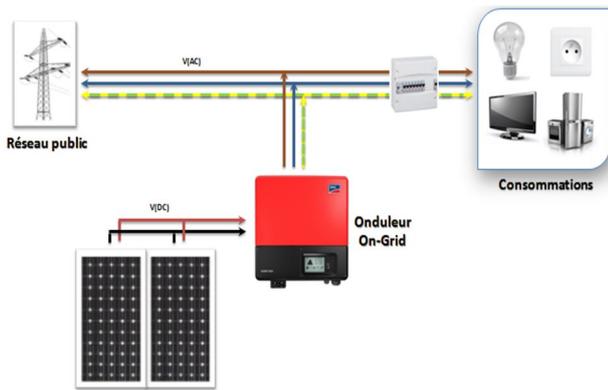


Figure 5 : structure d'un système On-Grid

La tableau ci-dessous synthétise les avantages et inconvénients des systèmes "On-Grid" pour l'autoconsommation dans le domaine résidentiel.

Avantages	Inconvénients
Rendement des onduleurs "On-Grid" (de 94 à 98%)	Principalement pour des puissances < 1.5 kWc
Simplicité de mise en œuvre	Pas adapté pour du sites isolés ou "Back-Up"
Taux d'autoconsommation important (si dimensionnement cohérent)	Taux d'autoproduction faible

b) Les systèmes Off-Grid

C'est le système historiquement utilisé pour électrifier des sites isolés. Trois composants principaux sont nécessaires pour la mise en œuvre :

- Le chargeur ou régulateur de charge (PWM ou MPPT) qui gère la charge des batteries.
- Les batteries permettent de stocker sous forme électrochimique l'énergie produite.
- L'onduleur qui crée un signal électrique AC exploitable (Ex: 230VAC / 50hz) pour alimenter les consommateurs.

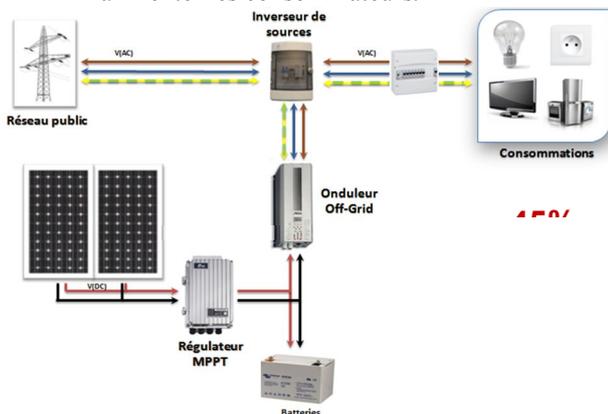


Figure 6 : structure d'un système "Off-Grid"

Le prix est le principal avantage des systèmes "Off-Grid". En effet, parmi les solutions techniques qui

permettent de gérer un système de stockage, les systèmes "Off-Grid" sont les plus économiques du marché.

L'architecture des solutions "Off-Grid" impose de stocker la production générée par l'installation solaire avant de la consommer ce qui engendre une forte sollicitation des batteries et des pertes d'énergies importantes liées aux différents étages de conversion et au stockage. Cette solution est la plus cohérente lorsqu'il existe un décalage complet entre les profils de production et de consommation.

La mise en œuvre de systèmes "Off-Grid" nécessite de solides compétences techniques car il est nécessaire de dimensionner et paramétrer chaque élément de manière précise (adéquation des différents composants, courants de charges, programmation des seuils de tension d'absorption, "bulk" et "floating" – Seuils d'activation et de coupure de la sortie onduleur...). Un dimensionnement aléatoire entraîne des dysfonctionnements importants (chutes ou hausses de tension brutales des batteries) et une usure prématurée des batteries.

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des avantages et inconvénients des systèmes "Off-Grid".

Avantages	Inconvénients
Prix	Dimensionnement et paramétrage complexe
	Temps de mise en œuvre
	Rendement global du système
	Sollicitation importante des batteries

c) Les systèmes Hybrides

Les systèmes hybrides permettent d'améliorer le rendement global d'un système photovoltaïque avec stockage en mixant les technologies "On-Grid" et "Off-Grid". Les composants principaux nécessaires pour cette configuration sont :

- un onduleur "On-Grid",
- un onduleur/chargeur,
- des batteries.

L'intérêt principal de ce type de configuration est de consommer directement l'électricité générée par l'installation solaire et de stocker uniquement l'excédent de production dans les batteries. La part d'énergie autoconsommée directement (sans passer par les batteries) bénéficiera ainsi du très bon rendement des onduleurs "On-Grid". Le rendement global des

installations hybrides dépend de l'adéquation production/consommation mais est en moyenne 30% à 50% plus élevé que celui des systèmes "Off-Grid". Le fait de stocker uniquement l'excédent de production optimise l'utilisation et la durée de vie du stockage.

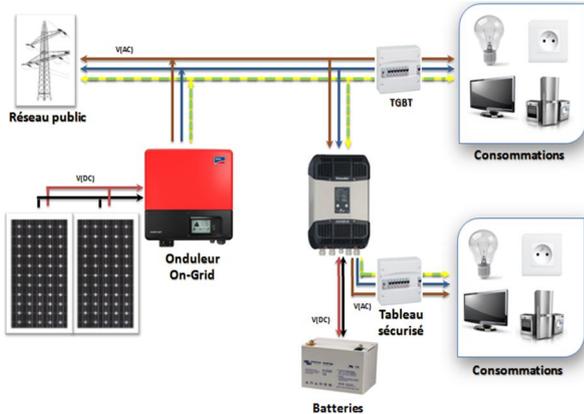


Figure 7 : structure d'un système hybride

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des avantages et inconvénients des systèmes hybrides.

Avantages	Inconvénients
Rendement	Dimensionnement et paramétrage complexe
Meilleure gestion des batteries	Temps de mise en œuvre
	Prix

4. Etude de cas et comparatif "On-Grid", "Off-Grid", "Hybrid"

Une étude de cas permettant de comparer les différentes solutions a été faite pour l'implantation suivante :

Lieu d'implantation	Paris	Inclinaison des modules	45°
Puissance installée	3 kWc	Période prise en compte	Avril
Orientation	Sud	Conso du site	12 kWh/jour

En tenant compte des prévisions météorologiques données dans le tableau ci-dessous :

Mois	kWh/j	kWh/mois
Janvier	3.49	108
Février	5.80	162
Mars	9.61	298
Avril	11.60	348
Mai	11.30	350
Juin	11.50	345
Juillet	11.70	362
Août	11.10	343
Septembre	10.30	308
Octobre	7.00	217
Novembre	4.08	123
Décembre	3.36	104

et du profil de la consommation horaire moyenné (12.00 kWh/jour) et de la production (11.60/jour)

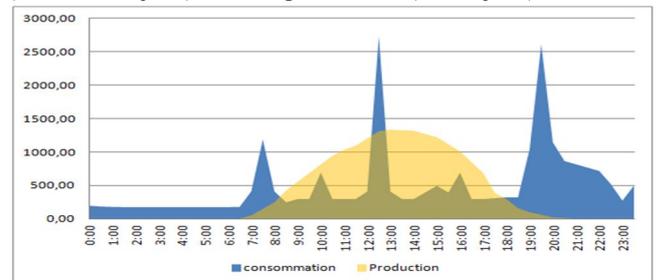


Figure 8 : consommation moyennée et production photovoltaïque

on obtient le tableau comparatif "Off-Grid"/"On-Grid"/"Hybrid" suivant :

	"Off-Grid"	"On-Grid"	"Hybrid" 25% consommé en direct	"Hybrid" 50% consommé en direct	"Hybrid" 75% consommé en direct
Consommation journalière (kWh)	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Production solaire journalière (kWh)	11.60	11.60	11.60	11.60	11.60
Rendement moyen du système (%)	60.00 %	95 %	72.50 %	80.00 %	87.50 %
Production exportée vers le réseau (kWh)	0	5.70 kWh	0	0	0
Production utile (kWh)	6.96	5.32	8.41	9.28	10.15
Taux d'autoproduction (%) (autonomie)	58.00 %	44.33	70.08	77.33	84.58

5. Le concept IMEON

IMEON ENERGY est une société Française implantée à Brest qui conçoit des onduleurs spécifiques pour le photovoltaïque en autoconsommation. Les onduleurs IMEON intègrent dans un seul système l'ensemble des

fonctionnalités nécessaires à la mise en place d'un système solaire avec stockage. Pour optimiser le rendement global d'un système solaire avec stockage, IMEON utilise la même architecture que les systèmes hybrides sur Bus DC (figure 10). IMEON est un « gestionnaire » d'énergie qui analyse en temps réel la production photovoltaïque, les sources d'énergie disponibles et la consommation du bâtiment.

- Adapté pour différentes configurations (raccordé réseau / site isolé / "Back-Up").

Il est important de préciser qu'il n'existe pas de bonne ou de mauvaise solution pour le solaire en autoconsommation. Chaque solution technique ("On-Grid", "Off-Grid", IMEON...) peut être cohérente en fonction de certains paramètres (profils de production, profils de consommations...), des objectifs fixés en amont du projet (rentabilité, autonomie, sécurisation...) et de l'application à laquelle elle est destinée. Les évolutions technologiques vont permettre de rendre l'autoconsommation et l'autonomie plus accessible mais le sérieux de l'étude réalisée en amont des installations restera la clef d'un projet réussi.



Figure 9 : onduleur IMEON

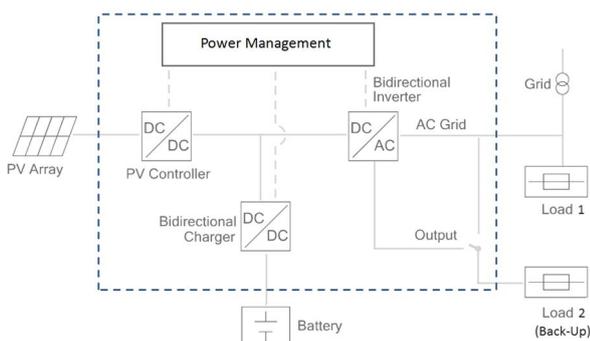


Figure 10 : structure de l'onduleur IMEON

En fonction des mesures effectuées et d'algorithmes embarqués, les onduleurs IMEON orientent l'énergie générée de manière à optimiser le rendement global de l'installation et à optimiser le taux d'autoproduction. IMEON gère le stockage de manière intelligente pour limiter l'utilisation des batteries. Le système charge uniquement l'excédent de production dans les batteries et les décharge seulement pour assurer le complément nécessaire à l'énergie solaire. Ce fonctionnement permet des gains de rendements de 30 à 50% par rapport aux systèmes "Off-Grid" et optimise la durée de vie du stockage en évitant au maximum de le solliciter.

Synthèse des avantages des onduleurs IMEON

- Simplicité de mise en œuvre (un seul système à mettre en œuvre).
- Pas ou très peu de paramétrage à effectuer .
- Rendement jusqu'à 50% supérieur à un systèmes "Off-Grid".
- Optimisation de la durée de vie des batteries.

Activité de projet en STS électrotechnique autour d'une installation d'autoconsommation-production.

MOUSTAFA CHERIGUENE

Enseignant de sciences industrielles de l'ingénieur, option énergie - electrojaures@gmail.com

Lycée Jean Jaurès, 25 rue Charles Lecoq, 95100 Argenteuil - www.lyc-jaures-argenteuil.ac-versailles.fr

Résumé : cet article présente des activités de projet menées avec des étudiants de STS électrotechnique et visant à réaliser une installation hybride de production d'énergie (PV et éolien) assurant aussi bien l'alimentation d'un site isolé que le réseau de distribution de l'établissement. Il s'agit là d'une solution alternative aux solutions intégrées présentées par ailleurs dans ce numéro de La Revue 3ei (produits COMWATT et IMEON).

1. Enjeux et contexte

L'installation présentée ici est destinée à équiper le laboratoire d'enseignement de la section STI2D-EE (Energie et Environnement) du Lycée Jean Jaurès d'Argenteuil. Elle a été conçue et réalisée par 3 étudiants de deuxième année de BTS Electrotechnique dans le cadre de l'épreuve de projet.

Il s'agit d'une installation de production d'énergie électrique à partir de ressources renouvelables, de stockage d'énergie électrique et d'utilisation de cette énergie électrique en site isolé (de façon autonome) ou à travers la connexion au réseau de distribution BT. Cette installation devra fonctionner automatiquement selon une logique d'optimisation énergétique.

Les deux moyens de production d'énergie électrique retenus pour leur complémentarité sont :

- une petite centrale PV constituée d'un ensemble de modules polycristallins d'une surface totale d'un peu plus de 8 m², voire éventuellement 10m², qui devra être validée lors de la phase d'étude,
- une petite éolienne à axe vertical, adaptée à une intégration en milieu urbain, de type *Darrieus* et équipée d'une génératrice synchrone triphasée à aimants permanents. L'éolienne sera propulsée par une soufflerie de puissance importante pour simuler le vent.

Il est prévu de pouvoir stocker l'énergie produite dans une batterie d'accumulateurs électrochimiques pour ensuite la restituer en 230V monophasé à des charges présentes au laboratoire (autour de $P = 2\text{kW}$ /

autonomie envisagée de 5h). Une partie de l'énergie sera également réinjectée sur le réseau de distribution. Cette dernière option permettra de plus, à l'avenir, de présenter aux étudiants lors de travaux pratiques cette solution technologique d'onduleur assisté.

2. Objectifs du projet

- estimer les performances énergétiques de l'éolienne,
- estimer les performances énergétiques du champ photovoltaïque,
- estimer les performances énergétiques du stockage électrochimique,
- choisir et chiffrer les appareillages de protection,
- choisir et chiffrer le régulateur de charge batterie mixte hybride,
- choisir et chiffrer l'onduleur monophasé et l'injecteur réseau,
- choisir et chiffrer la capacité de stockage des batteries,
- réaliser l'armoire de stockage équipée des régulateurs ainsi que des onduleurs,
- choisir une station météo (vitesse du vent + irradiation solaire + température + hygrométrie),
- paramétrer et mettre en place un basculement automatique à travers un contrôleur ou API,
- réaliser une mise en service selon les normes en vigueur.

3. Synoptique du projet : transposition pédagogique

Ce départ sera alimenté via le TGBT des locaux du BTS Electrotechnique prévu à cet effet (*figure 1*).

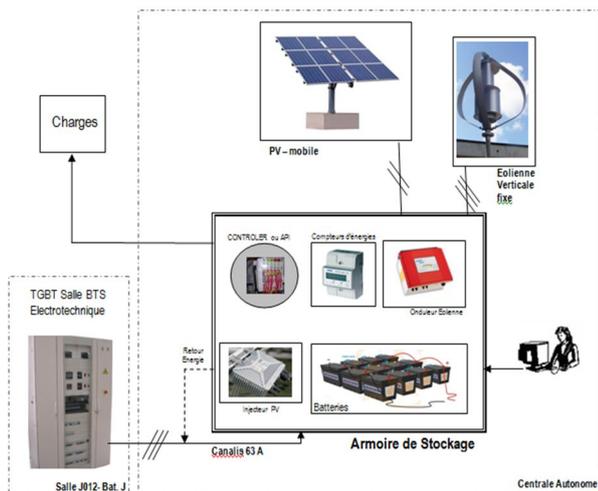


Fig. 1 : synoptique de l'installation

4. Éléments du cahier des charges confié aux étudiants en début d'année

- **réseau des locaux** : 400V + N + PE,
- **schéma de liaison à la terre** : TT,
- **normes** : pour le photovoltaïque et les éléments de protections des modules : UTE C 15 712 – 1. La norme VDE 0126-1-1 pour « l'anti-ilotage ». Egalement la norme NF C 15-100 pour le dimensionnement des sections de câbles. Protection contre la foudre UTE C 61-740-52. La norme EN-15603 pour l'évaluation du gisement solaire. Attention, une nouvelle norme est en préparation pour les installations en site isolé avec stockage. La norme 14-100 pour le raccordement sur réseau. La norme UTE 18-510 pour les risques électriques.
- **charges** : monophasées, de type résistif et inductif. Puissance max : 2kW,
- **outils logiciels de dimensionnement** : carte d'ensoleillement : *PVGIS* (*Photovoltaic Geographical Information System*), irradiation solaire : *S@tel-light* (www.satel-light.com), dimensionnement solaire : *CalSol* (<http://ines.solaire.free.fr/index.php>), application en ligne de l'*INES* (*Institut National de l'Energie Solaire – branche Education*). L'utilisation d'un outil 3D comme *Google SketchUp* (<http://sketchup.google.com>) est possible. Pour le dimensionnement de l'onduleur assisté photovoltaïque, on se basera sur la méthode de la société *SMA*. Pour l'étude des vents on fera au préalable une étude précise de l'opportunité du site (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen>),

- **constituants électriques et câblage** : constructeur *Schneider Electric*,
- **enveloppe métallique** : double, fixée au sol et fournie par l'établissement. Elle sera également éditée via *CANECO ARMOIRE* et générée en format *AUTOCAD* ou *SolidWorks*,
- **I_{kmax}** = 10 kA,
- **éolienne** : $P_n=450W$, 36V, IP54, vitesse des vents max : 7m/s. Disponible dans la salle et intégrée à un tunnel.
- **panneaux photovoltaïques** : constructeurs *SunTeck*, *SunPower* ou *PhotoWatt*. Modules polycristallins avec châssis en profilé aluminium. Les modules devront dans le futur être intégrés sur la façade de l'établissement en brise soleil.
- **onduleurs et régulateur de charge batteries** : constructeurs *Steca* ou *SMA* (*Sunny Boy*),
- **injecteur réseau PV** : constructeurs *Steca* ou *AEconversion*,
- **station météo** : sans fils, à placer pour les relevés extérieurs de températures, d'éclairage ainsi que de vitesse de vent,
- **sondes et capteurs** : fixés sur l'extérieur du bâtiment,
- **contrôleur** (ou API) : constructeur *Schneider Electric*,
- **dialogue homme-machine** : affichage sous écran tactile : puissance disponible, tension délivrée, vitesse du vent, éclairage, état de service (mode de production), ...
- **2 compteurs d'énergie** : placés en façade avant de l'enveloppe métallique pour affichage de la production et de la consommation en cours,
- **câbles** : les câbles électriques extérieurs doivent être à double isolation résistants aux intempéries et aux U.V. Constructeurs possibles : *OMERIN*, *SILEC*, *Radox Solar câbles*, *FLex-SOL-XL* et *TECSUN* sur le câble qui relie au parafoudre. Le câble doit être isolant 1000V et unipolaire pour la partie DC (exemple : PV1000F). La partie DC doit être inaccessible. En ce qui concerne le chemin de câble, si l'on décide de mettre du CABLOFIL, il est impératif qu'il soit capoté,
- **parafoudres** : sur la partie AC et également sur la partie DC. Constructeurs *Legrand* ou *Schneider Electric*,
- **connecteurs** : privilégier « *Multi-Contact SOLARlock* ». Pour les connecteurs de mise à la terre, privilégier le constructeur *TYCO electronics*,

- un **dossier électrique** sera édité sous *WinRelais* pour l'armoire de stockage.
- le **chiffrage** ; pour ce qui est des éléments photovoltaïques, éoliens et des batteries, on se basera sur des offres de trois fournisseurs différents.
- **mise en service** : selon la méthode « QUALI-PV » pour l'installation photovoltaïque.
- **fonctionnement souhaité** :

Modes de fonctionnement	Table de vérité							
Prod. Eolienne	1	1	0	0	1	1	0	0
Prod. PV	1	1	0	0	0	0	1	1
Stockage	0*	1#	0*	0#	1#	0*	1#	0*
Injection réseau	1	0	0	0	0	0	0	1
Consommateur local	1	1	1	0	1	1	1	1

* : batterie chargée > 50% # : batterie chargée < 50%

Exemple (première colonne) : il y a production éolienne et production photovoltaïque et les batteries sont chargées à plus de 50% de leur capacité. La production photovoltaïque sera réinjectée au réseau ERDF et la production éolienne assistée des batteries servira à l'alimentation des consommateurs.

5. Validation des résultats

Etudiant A : étude du bus d'énergie photovoltaïque.

Données :

- Surface disponible : 20m²,
- Lieu : 25 rue Charles Lecoq, 95100 Argenteuil (figure 2),
- Orientation : plein sud,
- Inclinaison : 35°,
- Ombrage : 18%.



Fig. 2 : vue du lycée J. Jaurès d'Argenteuil

Gisement solaire :

Ensoleillement $G^{ref} = 3.3 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$
 Facteur de transposition $FT = 1.11$ (orientation + inclinaison)

Energie incidente $G = G^{ref} \times FT = 1337 \text{ kWh/m}^2$

Rendement global :

Facteur d'ombrage $FO = 0.88$

Coefficient de structure $CS = 0.0805$ (module non ventilé)

$\eta^{global} = FO \times CS = 0.0708$

Production annuelle des modules PV :

$E_{pv} = G \times S \times \eta^{global} = 2152,6 \text{ kWh/an}$

Estimation de la puissance de l'installation :

Surface $S = 20\text{m}^2$

Potential de production $P^c = 130\text{Wc/m}^2$ (condition STC - 25°C / 1000W/m²)

Facteur de correction $k = 1$ (orientation et inclinaison)

Puissance de l'installation $P = S \times P^c \times k = 2.6 \text{ kW}^c$

Nombre de modules PV :

Module polycristallin *Photowatt* $P_c = 250\text{Wc}$ (conditions STC)

Nombre de modules : $N = 2600 / 250 = 10,4$ soit 10 modules. Cela suffira à la puissance que l'on s'est fixée.

Choix des onduleurs et des dispositifs de protections :

Cf. schémas électriques figure 5 et 6

Etudiant B : étude du bus d'énergie éolien. On suppose l'installation de l'éolienne sur le toit du lycée (même si ce n'est pas le cas).

Données :

- Altitude du site : 34 m²,
- Le lieu : 25 rue Charles Lecoq 95100 Argenteuil,
- Vitesse moyenne de vent mensuelle : 6 m/s
- Hauteur des mesures : $h = 25\text{m}$,
- Température annuelle : 11°C,
- Masse volumique de l'air à 11°C : 1,248 kg/m³,
- Diamètre des pâles de l'éolienne BLADE 600.

Calcul du productible éolien :

- Loi de variation de la vitesse du vent de 30 à 50 m de la hauteur du sol,
- Détermination de la rugosité du terrain $Z_0 = 5 \text{ m}$,
- Détermination de $H_0 = 10\text{m}$ (hauteur par défaut),
- La vitesse maximale du vent sur toit $V = 12,77 \text{ m/s}$.

Calcul du productible photovoltaïque :

Estimation de la puissance de l'éolienne (figure 3) :

CARACTÉRISTIQUES	BLADE® 600
P.max. /P. nom.W)	600/450
Diamètre (m)	1,06
Hauteur (m)	1,20
Poids (kg)	29
Vitesse démarrage (m/s)	1,0
Vitesse min en charge (m/s)	2,5
Vitesse d'arrêt (m/s)	15
Vitesse de sécurité (m/s)	65
Connexion au réseau	Off-Grid

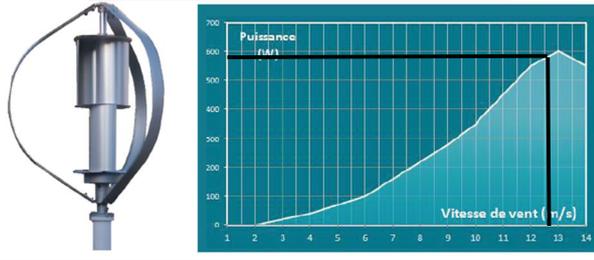


Fig. 3 : caractéristiques de l'éolienne

Choix de l'onduleur et des dispositifs de protection :
cf. schémas électriques figure 5 et 6.

Etudiant C : après une étude des différentes technologies de batteries, l'étudiant avait pour mission d'effectuer un dimensionnement respectant le cahier des charges.

Données :

- Puissance maximale (consommateur) : 2 kW,
- Tension continu T_n : 48V,
- Autonomie A : 5h,
- Technologie des batteries : AGM à décharge profonde,
- Budget limité : 900 Euros HT.

Estimation de la capacité des batteries :

- Consommation horaire : $C^{hw} = 2000 \text{ Ah}$
- Détermination de la consommation horaire :
- $C^{ha} = C^{hw} / T_n = 41,7 \text{ Ah}$,
- Détermination de la capacité : $Q_{batt} = C_{ha} \times A / 0,8 = 260 \text{ Ah}$.

Nombre de batteries :

Après comparaison chiffrée auprès de trois fournisseurs, il s'est avéré plus intéressant de choisir 12 batteries de capacité 100 Ah et de tension nominale 12V chacune. On associera ces batteries de la manière suivante : trois branches en parallèle de quatre batteries raccordées en série.

6. Bilan

Au cours de ce projet, assez ambitieux au vu des délais impartis à cette activité en deuxième année de

STS électrotechnique, nous avons rencontré de nombreuses difficultés : dimensionnement des différents constituants, approvisionnement... La principale armoire a été réalisée (figure 4) et l'onduleur autonome ainsi que le régulateur de charge MPPT ont été mis en œuvre. Pour ce qui est de l'injection au réseau, il nous a été impossible pour des raisons de délais liés à l'examen de finaliser sa mise en service.



Fig. 4 (de gauche à droite et de bas en haut) : implantation du matériel, CAO mécanique sous SolidWorks(c), vue intérieure en fin de projet, vue extérieure en fin de projet.

Cependant, ce projet s'inscrit dans la durée et il sera achevé pour une mise en service totale par nos futurs étudiants de première année à la rentrée 2015 dans le cadre de mini-projets : couplage réseau, actions correctrices de câblage, fiches d'essais, couplage de l'éolienne et de l'ensemble PV, montage du champ PV sur structure porteuse en brise soleil (partenariat avec les collègues chaudronniers), mise en place du tunnel éolien (pour laminer l'air et protéger les étudiants), révision du choix de la station météo, réalisation du châssis des batteries avec carter en plexiglas translucide (partenariat avec les collègues chaudronniers).

7. Compléments de dernière minute

Ayant effectué un stage CERPEP sur la RT2012 et les installations photovoltaïques chez *Schneider Electric* du 29/06/15 au 03/07/15 (que je conseille

fortement à tous les collègues), j'ai découvert des méthodes professionnelles complémentaires relatives :

- au « calpinage » et à la prise en compte des tensions extrêmes imposées par les chaînes à l'entrée des onduleurs. Cela permet donc d'optimiser le nombre de modules en fonction de la surface utile et du nombre de chaînes,
- à l'évaluation des performances des modules PV polycristallins de plusieurs constructeur en tenant à la fois compte de la puissance surfacique et du budget alloué,
- au dimensionnement des onduleurs en calculant les tensions $U_{MPP-max}$ (à $+70^{\circ}C$) et $U_{MPP-mini}$ (à $-10^{\circ}C$) mais aussi la tension à vide U_{0-max} (à $+70^{\circ}C$) et U_{0-min} (à $-10^{\circ}C$). Ces calculs s'effectuent en prenant en compte les coefficients de température,
- au choix technologique et à la typologie des architectures des onduleurs,
- au dimensionnement des inter-sectionneurs (texte normatif UTE C15-712-1 chapitre 8.1.2),

- à la protection des modules PV en cas de courant inverse,
- au dimensionnement des sections de câble (tableau 52K de la NFC 15-100) dans le cas de câbles PV cheminant dans des isolants thermiques de façade et de toiture (intégration d'un coefficient supplémentaire de 0.77),
- à l'étiquetage minimum et obligatoire pour une installation photovoltaïque.

Tous ces éléments nouveaux seront donc pris en compte dès la rentrée afin de finaliser l'installation et procéder à son évaluation auprès d'un organisme de contrôle (notamment du point de vue de la sécurité).

8. Références

- « Les éoliennes : théorie, conception et calcul pratique », D. Le Gourières, éditions du Moulin Cadiou,
- <http://www.steca.fr/>,
- <http://www.sma-france.com/produits/dimensionnement-dinstallation/sunny-design-web.html>

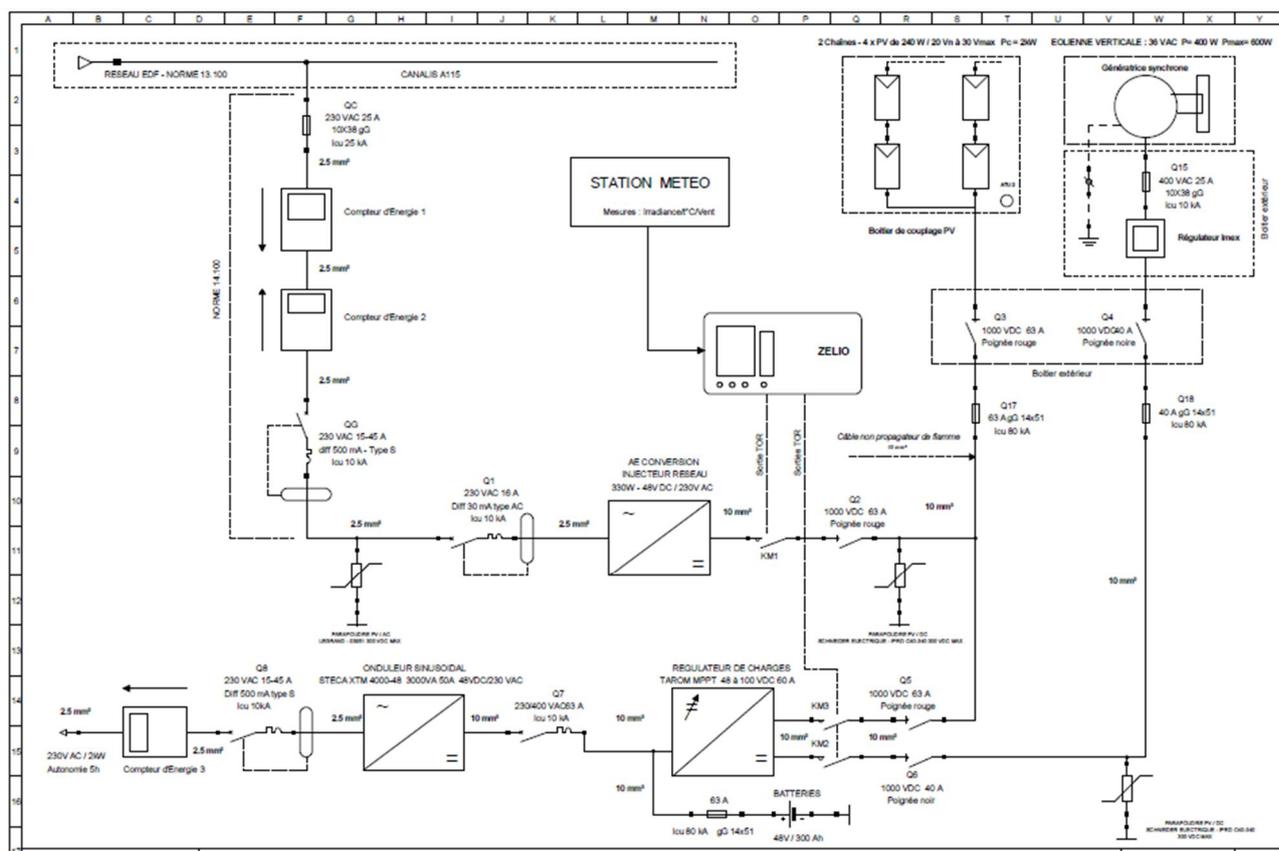


Fig. 5 : schéma unifilaire

Instrumentation d'un véhicule motorisé électrique faible consommation de type « éco marathon »

Arnaud Sivert¹, Franck Betin¹, Thierry Lequeu² arnaud.sivert@iut.u-picardie.fr

(1) U.P.J.V Université de Picardie Jules Verne, Institut Universitaire de Technologie de l'Aisne GEII, 02880 SOISSONS

(1) Laboratoire des Technologies innovantes (L.T.I.), équipe Énergie Électrique et Systèmes Associés (EESA)

(2) Université François Rabelais de Tours, Institut Universitaire de Technologie, Département GEII, 37200 TOURS

Résumé : La réalisation d'un véhicule électrique demande de faire un bilan de puissance en fonction de la vitesse pour faire l'étude de sa consommation énergétique sur un parcours. Puis, il faut connaître les dynamiques du véhicule et enfin modéliser le véhicule pour pouvoir l'optimiser et l'améliorer. Par conséquent, une instrumentation relativement précise est obligatoire. De plus, cette instrumentation doit permettre de connaître la capacité énergétique de la batterie malgré des différences de température et du vieillissement et de détecter la défaillance d'un élément de l'accumulateur.

Une instrumentation spécifique doit être réalisée mais des connaissances sur les capteurs, le traitement du signal, les incertitudes de mesures, les processeurs, les GPS, le traitement des données doivent être acquises. Par conséquent, cet article va présenter comment faire les choix pour faire une instrumentation en adéquation avec une bonne précision. L'application de cette instrumentation est effectuée sur des véhicules faibles consommation qui ont été réalisés pour rouler tous les jours et pour participer à des challenges. Ce sont les étudiants qui développent cette instrumentation spécifique : les prototypes de véhicules deviennent des bancs de test à part entière.

1. Introduction

Lorsqu'un prototype électrique faible consommation vient d'être réalisé, un bilan de puissance en fonction de la vitesse doit être effectué, ainsi qu'un bilan sur la consommation énergétique pour une certaine distance afin de vérifier ces performances.

Il faut donc une instrumentation embarquée spécifique qui permet de mesurer et d'enregistrer la puissance, la tension, le courant, la vitesse, la distance parcourue, l'énergie...[11]. En effet, le matériel classique comme l'oscilloscope, le multimètre sonde de courant, la pince watt métrique, le tachymètre ou l'ordinateur avec carte d'entrées sorties ne permet pas de faire ces mesures embarquées dans un encombrement faible.

En 2010, la consommation énergétique des batteries était affichée par un indicateur avec 5 « barres » donc à 20% près. En 2014, cette détermination est au pourcent près. **Comment peut-on arriver à cette précision ? Quelle sera la précision de cette instrumentation embarquée en fonction du microcontrôleur et des capteurs choisis ? Quelles sont les incertitudes dues au traitement des données numériques ? Quelles sont les appareillages qui existent et qui peuvent être exploités pour faire cette instrumentation ?**

Nous allons répondre à ces questions à partir des prototypes réalisés par l'IUT de l'Aisne qui peuvent

être observés sur la figure 1. Hormis le kart, tous les autres véhicules roulent quotidiennement sur la route pour tester leurs fiabilités et leurs autonomies. Ces prototypes utilisent des batteries LiPo, Li-ion, LiPoFe. Mais ces dernières années les éléments LiPoFe de type « pouch » sont devenu prépondérants car ils ont un bon compromis prix, capacité énergétique massive et volumique et sécurité d'utilisation.

Ces prototypes participent à certains challenges comme l'éco-marathon (www.educeco.fr), la Rencontre de karts électriques (www.e-kart.fr) [9, 13], la Solar Cup de Chartres (sites.google.com/site/chartressolarcup2014). Certaines instrumentations embarquées envoient les données directement dans les stands pour interagir sur le pilotage lors du challenge, afin d'assister le pilote et de faire un bilan sur la consommation en fonction de la vitesse lors des courses d'endurances.



Fig.1 Différentes réalisations de véhicules électriques : vélo couché, tricycle, karting et vélo-mobile.

2. Méthode de mesure de la capacité énergétique d'une batterie

Les méthodes de mesures de la capacité énergétique pour connaître la consommation vont dépendre du type de batterie, du format, de la capacité énergétique. Par exemple, les batteries LiPoFe ne réagissent pas comme des Li-ion.

De nombreuses méthodes pour estimer l'état de charge de batterie ont été proposées dans la littérature : des méthodes directes par mesure de tension principalement, des méthodes par intégration de la puissance et des méthodes adaptatives. L'une des premières méthodes proposée a été basée sur la mesure de tension de l'accumulateur [1]. Mais, cette méthode par la mesure de la tension va dépendre de la température et du vieillissement et n'a pas beaucoup de précision surtout avec des cellules LiPoFe. Une autre méthode directe est la mesure de l'impédance mais les différences de caractéristiques relevées sont minimales. Donc l'état de charge par l'impédance n'est pas réaliste sur un véhicule.

Par conséquent, la mesure de la consommation d'énergie par l'intégration du courant consommé ou de la puissance pour connaître l'état de charge et de décharge est préférable. Cette méthode ne prend pas en compte la température et le vieillissement des matériaux mais elle est plus précise que la mesure de la tension. Avec l'intégration du courant et en comparant l'état de charge et de décharge, la capacité énergétique de la batterie peut être corrigé. De plus, en comparant les temps de recharge en mode CC-CV (contrôle du courant puis contrôle de la tension), il est possible de créer et de développer une méthode simple et efficace de détermination de l'état de charge des éléments de l'accumulateur [3].

Les méthodes plus précises sont les méthodes adaptatives qui utilise la variable « SOC » (State of charge) comme variable d'ajustement de manière à adapter la réponse d'un modèle aux mesures relevées sur la batterie [2]. L'exploitation d'un modèle de comportement adaptative peut être effectué de plusieurs manières différentes tel que :

- le filtrage de Kalman : il s'agit d'une structure d'observateur dont la correction est effectuée de manière optimale et utilisée pour ajuster la variable SOC.
- par intelligence artificielle : il s'agit d'outils, comme les réseaux de neurones ou la logique floue, permettant de synthétiser au sein de fonctions, des comportements dynamiques de batterie, de traduire une expertise acquise par expérimentation.

Mais ces méthodes adaptatives demandent une puissance de calculs importantes et des algorithmes assez complexe. Elles requièrent souvent l'utilisation de microprocesseurs puissants voir des « DSP » (Digital Signal Processor).

Ces méthodes adaptatives ne sont pas du niveau des étudiants de bac+2. Par conséquent, la méthode d'intégration va être présentée dans cet article en quantifiant des incertitudes de mesures [6].

Les étudiants qui veulent programmer cette méthode rencontrent les difficultés suivantes :

- faire le choix des capteurs de courant, de vitesse...
- faire le choix de la précision des convertisseurs analogique numérique (CAN) ;
- à voir l'influence de la période d'échantillonnage ;
- à effectuer le choix du microcontrôleur ;
- à faire une synthèse sur les incertitudes de mesure [4,5].

Avoir ces connaissances permet de comprendre la notice d'appareils de mesures du commerce et d'en faire l'achat en fonction d'un besoin. L'objectif de cet article est de présenter différentes méthodes de mesure pour l'instrumentation d'un véhicule électrique et de vulgariser les incertitudes de mesure.

La présentation de ces incertitudes sera effectuée pour une mesure de tension de +100 V au maximum, pour un courant de ± 50 A max, donc pour une puissance de 5000W [7, 8, 10] et une vitesse maximale de 100 km/h.

3. Erreur mesure de tension, courant.

Les incertitudes de mesures sont dues à de nombreux facteurs : les capteurs, l'offset des amplifications, le bruit électrique, la conversion numérique analogique, le traitement numérique, la précision de l'affichage...

Les grandeurs électriques seront mesurées aux travers d'un filtre passe bas du second degré disposant d'une fréquence de coupure de 200Hz afin de garder une bonne dynamique de la grandeur.

Dans un premier temps, nous allons quantifier l'erreur due au convertisseur analogique numérique. En effet, le traitement des mesures est fait numériquement, ce qui permet d'enregistrer les données et de les afficher sur un écran LCD en utilisant plusieurs menus.

L'erreur de mesure du CAN avec une résolution de 10 bits correspond à l'équation suivante :

$$\text{Erreur de mesure} = \frac{\text{tension}_{\text{reference}}}{2^{10}} \times k \quad (1)$$

La tension de référence considérée ici sera de +5 V. La constante k correspond à l'atténuation ou à l'amplification entre la grandeur mesurée et l'entrée analogique (gain du capteur et la chaîne de mesure). L'erreur d'affichage est provoquée dans la déclaration de

la virgule flottante dans le programme du microcontrôleur et de l'arrondi de l'affichage.

La tension de +100 V sera atténuée à +5 V (correspondant à la tension de référence et donc à la tension maximale du CAN). L'erreur et la précision sur la mesure seront données par :

$$\text{Erreur}_{\text{tension}} = \Delta V = \frac{5V}{2^{10}} \times \frac{100V}{5V} = 0.097mV \quad (2)$$

$$\text{Précision}_{\text{tension}} = \Delta V/V = (0.097V)/100V = 0.1\% \quad (3)$$

Par conséquent, l'affichage pourra se limiter aux dixièmes près pour avoir une erreur d'affichage à 0,1 % pour +100 V.

L'erreur absolue ΔX correspond à l'écart maximale entre la mesure réelle et la valeur mesurée appelée. La précision est l'erreur relative $\Delta X/X$.

Pour la mesure du courant, avec une résistance de shunt de 1 m Ω , la tension image résultante du courant de 50 A sera de 50 mV. Par conséquent avec le CAN, l'erreur diminue proportionnellement au coefficient d'amplification de 50, correspondant à l'équation suivante :

$$\text{Erreur}_{\text{courant}} = \Delta I = \frac{5V}{2^{10}} \cdot \frac{50A}{0.05V \cdot 50} = 0.098A \quad (4)$$

Pour une amplification choisie arbitrairement de 50, la précision sera donc :

$$\text{Précision}_{\text{courant}} = \Delta I/I = (98 \cdot 10^{-3} A)/50A = 0.196\% \quad (5)$$

Si on choisit une amplification de 100 alors l'erreur de mesure est divisée par 2 et la précision augmentée de 2 avec une valeur de 0,098 %. Un affichage du courant au dixième sera pertinent.

A la place d'utiliser une résistance de shunt, il aurait été possible d'utiliser un capteur de courant à effet hall, mais ce type de capteur dispose souvent d'un offset important nécessitant un re-calibrage fréquent.

Les 2 exemples précédents montrent qu'une atténuation de la valeur mesurée diminue la précision mais qu'une amplification l'augmente. Plus un convertisseur analogique numérique aura de bit et plus, la précision sera meilleure mais plus son prix sera important. Le Joule mètre dépend de la mesure de la tension, du courant et du temps. Donc pour augmenter sa précision, il faut prendre 2 chiffres après la virgule pour le courant. Mais pour avoir cette précision, il faut avoir un CAN d'une résolution de 13 bits minimum et avoir une amplification par 100.

L'instrumentation devra pouvoir mesurer un courant négatif lors des « régénérations » (freinage électrique). Par conséquent, la tension image du courant est redressée avec un redresseur à amplificateur opérationnel (AOP) sans seuil. L'utilisation d'un

comparateur permet d'indiquer au microprocesseur le signe du courant.

4. Erreurs de mesure sur la puissance et l'énergie

La puissance instantanée est la multiplication de la tension et du courant. Comme la puissance mécanique et électrique sont liées par le rendement du moteur et du variateur, il est possible de connaître les forces utiles pour que le véhicule avance.

La tension d'une batterie est relativement stable, mais le courant de la batterie va varier en fonction de l'inertie du véhicule et de la charge mécanique (pente, vitesse, accélération...).

Avec une tension au dixième près et un courant au centième près, avec les valeurs maximales précédentes de +100 V et +50 A, l'incertitude de mesure de la puissance correspond à la formule suivante :

$$\Delta \text{Erreur}_{\text{puissance}} = I \cdot \Delta U + U \cdot \Delta I = 50 A \cdot 0,1V + 100 V \cdot 0,01 A = 5 + 1 = 6 W \quad (6)$$

$$\text{Précision}_{\text{puissance}} = \Delta P/P = 6 W / (50 A \cdot 100 V) = 0.12\% \quad (7)$$

La précision de la puissance aurait pu être déterminée directement de la somme des dérivées ou de la précision tension, courant :

$$\Delta P_{\text{puissance}}/P = \Delta U/U + \Delta I/I = 0.1V/100V + 0.01A/50A = 0.12\%$$

La précision la plus défavorable de la puissance est pour les valeurs faibles des valeurs mesurées du courant. D'ailleurs, pour une tension batterie de +72 V, l'erreur relative de la puissance en fonction du courant de la batterie peut être observée sur la figure 2.

Pour un courant de 5 A, l'erreur et la précision correspondra aux valeurs suivantes

$$\Delta \text{Erreur}_{\text{puissance}} = 5 A \times 0,1 V + 72 V \times 0,01 A = 0,5 + 0,72 = 1,2 W$$

$$\text{Précision}_{\text{puissance}} = \Delta P_{\text{puissance}}/P = 1,2 W / (5 A \times 72 V) = 0,33\%$$

Une erreur de 1,2 W sur la puissance est relativement faible par rapport à la puissance consommée du moteur qui est de 360 W = 72 V \times 5 A.

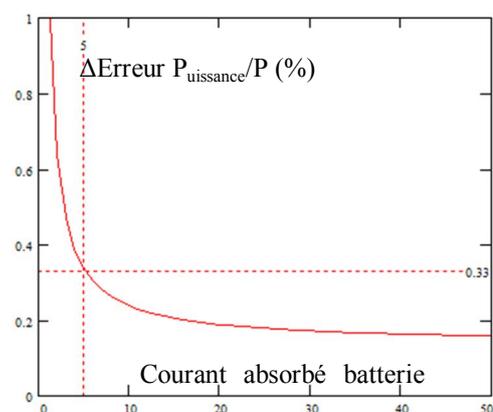


Fig. 2 : Erreur relative de la puissance en fonction de la mesure du courant pour une tension de 72 V.

La figure 2 illustre bien le fait que la précision de la puissance sera meilleure pour des valeurs de mesure grande. C'est pour cela qu'il faut adapter les calibres sur les appareils de mesures classiques. Ce changement de calibre se fait automatiquement sur les appareils numériques par un changement des valeurs de l'amplification en fonction de la valeur mesurée.

Pour l'énergie consommée d'une batterie, la jauge d'énergie électrique permet de connaître :

- la consommation du véhicule ;
- le niveau d'énergie restante dans les batteries ;
- l'autonomie du véhicule en fonction de l'état de la route [7, 8, 14].

L'énergie électrique correspond à l'intégration de la puissance :

$$W_{(w.h)} = \int P(t) dt = \int \frac{U(t) \cdot I(t)}{3600} dt \quad (8)$$

L'énergie est déterminée par le processeur avec la fonction récurrente ci-jointe :

$$W_n = \frac{(P_n + P_{n-1}) \times \frac{T_e}{2}}{3600} + W_{n-1} \quad \text{avec} \quad P_n = U_n \cdot I_n \quad (9)$$

L'intégration numérique utilise la « formule du trapèze », appelé aussi intégration de la « quadrature ». L'affichage de l'énergie, fonction Joule-mètre, va dépendre de l'erreur de la puissance, du temps de la mesure et de la période d'échantillonnage. Un bon compromis pour nos véhicules électrique est une période d'échantillonnage de 0,2 s. Par conséquent, l'écart de l'erreur de l'énergie avec une période d'échantillonnage la plus grande correspondra à l'équation suivante avec la puissance consommée précédente de 360 W vaut :

$$\Delta \text{Erreur}_{\text{énergie}}(W.H) = \Delta \text{Erreur}_{\text{puissance}} \cdot T_e / 3600 = 1,2 \text{ W} \times 0,2 \text{ s} / 3600 = 0,06 \text{ mWh} \quad (10)$$

Un affichage à 1 mWh sera effectué, mais l'algorithme se fera avec 0,01 mWh près. D'ailleurs, la consommation minimale à l'éco-marathon sur 13 km est de 27 Wh pour 30 minutes de fonctionnement pour les meilleurs véhicules. La précision théorique dans ce cas serait de $\frac{0,00001 \text{ W.H}}{27.000 \text{ W.H}} = 0,00004 \%$!

Mais au bout de 30 minutes, l'erreur maximale sur l'énergie du à l'intégration correspondra à l'équation suivante avec n correspondant au nombre d'échantillon (temps/ T_e) :

$$\Delta \text{Erreur}_{\text{énergie}}(W.H) = \Delta \text{Erreur}_{\text{énergie}}(T_e) \cdot n = 0,01 \cdot 10^{-3} \cdot (30 \text{ min} \cdot 60 \text{ s} / 0,2 \text{ s}) = 0,09 \text{ Wh} \quad (11)$$

À partir des équations précédentes, l'erreur relative de l'énergie est indépendante de la période d'échantillonnage. L'erreur relative de l'énergie est identique à l'erreur relative de la puissance correspondant à la figure 2 en fonction de la mesure du courant.

Mais, la détermination de l'erreur de l'énergie est un peu plus compliquée. Nous allons expliquer l'intégration numérique et l'influence de la période d'échantillonnage sur l'incertitude de mesure de l'énergie.

5. Intégration numérique et filtrage analogique

Pour minimiser l'erreur de l'intégration numérique, il faut une période d'échantillonnage très inférieure aux dynamiques de l'évolution du courant et de la tension.

Sur une batterie, l'évolution de la tension est très faible. Par contre, l'évolution du courant est très rapide comme on peut l'observer sur la figure 3 avec une période d'échantillonnage de 0,2 s et un moto-variateur de 2880 W (72 V, 40 A).

Les dynamiques du courant dépendent de l'inductance et de la résistance du moteur, mais aussi de la régulation du courant du variateur. Il faut aussi filtrer la mesure contre les bruits générés par le variateur. On peut observer sur les figures 3a et 3b le courant lors du démarrage de la vitesse en fonction du temps. Sur la figure 3a, la sonde de courant à une grande bande passante donc mesure le bruit relativement important. Sur la figure 3b, on peut observer les escaliers provoqués par la période d'échantillonnage T_e de 0,2 s. Le courant étant filtré analogiquement avec une fréquence de coupure de 200 Hz par un filtre de Sallen–Key, le bruit est fortement atténué. On remarquera que le temps de montée du courant est d'environ 200 ms avec la sonde de courant alors qu'avec le filtrage analogique, le temps passe à 600 ms.

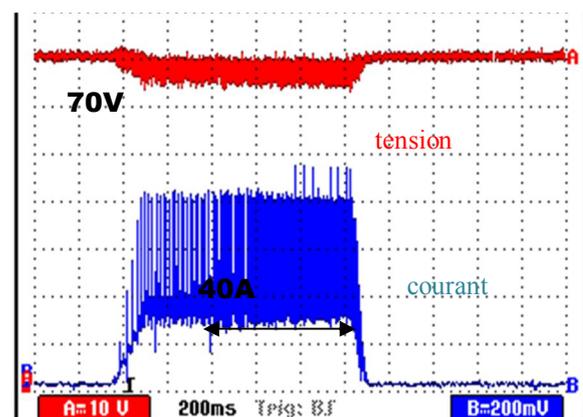


Fig. 3a : Mesure la tension et du courant de la batterie lors d'une accélération avec sonde de courant 10 mV/A.

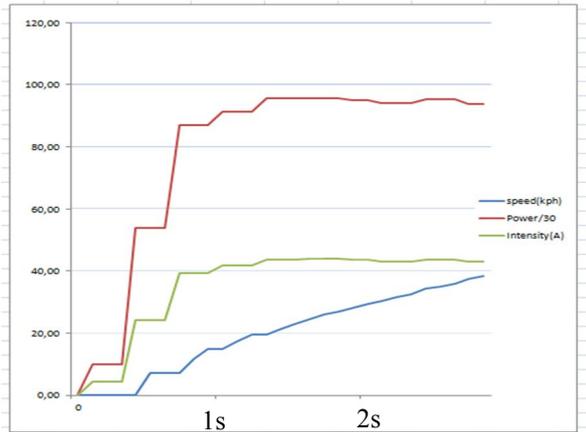


Fig. 3b : Puissance, courant et vitesse lors d'une accélération du véhicule avec $T_e = 0.2s$ et filtrage du courant.

C'est lorsque le véhicule fonctionne à vide avec la roue motrice en l'air qu'il y aura la dynamique la plus importante du courant car il n'y a pas l'inertie du véhicule.

Sur la figure 4, le courant est mesuré avec une pince ampère-métrique qui a une fréquence de coupure de 1 kHz. On remarquera que la période d'échantillonnage de 0,2s n'est plus valable dans ce cas, car le pic de courant à 30A n'est pas visualisable par notre instrumentation.

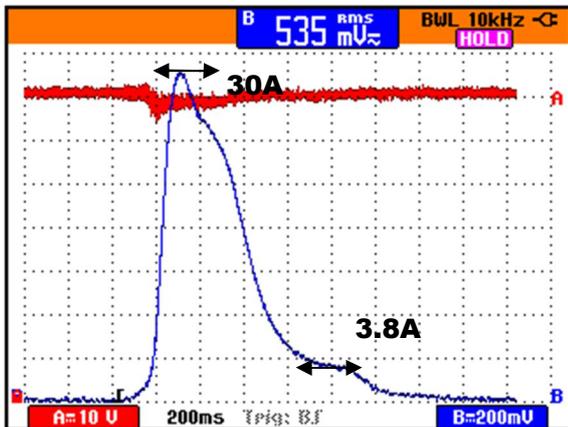


Fig. 4 : Mesure de la tension et du courant batterie sans inertie du véhicule avec pince ampère-métrique sur un calibre de 50 mV/A.

Pour quantifier et expliquer l'influence de la période d'échantillonnage sur l'erreur de la mesure du joulemètre, 2 profils de courant avec 2 valeurs de périodes d'échantillonnage similaires aux courbes précédentes vont être utilisés.

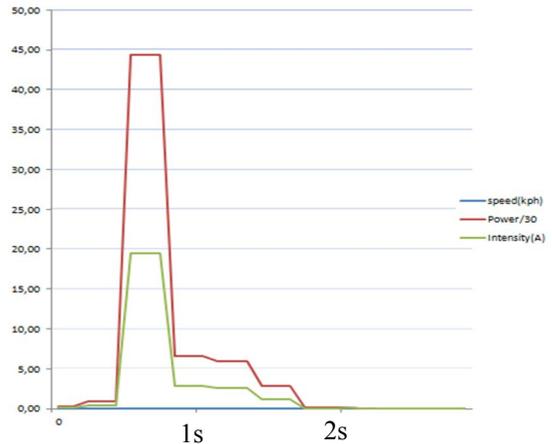


Fig. 5 : Puissance, courant et vitesse sans inertie du véhicule (fonctionnement du moteur à vide et $T_e = 0,2s$)

Étant donné que le profil de la courbe suivante est linéaire, il est possible de déterminer sans erreur l'intégration du courant, donc la capacité énergétique, ici en As (Ampère par seconde).

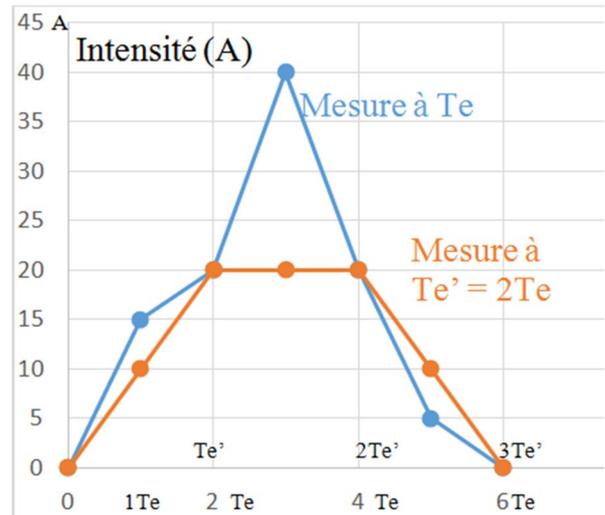


Fig.6 : 2 Profils extrêmes du courant, avec 2 périodes d'échantillonnages

La capacité énergétique est déterminée par les équations suivantes comme pour l'intégration de la puissance pour l'énergie :

$$C(As) = \int i(t)dt = \int_0^{\Delta T_e} I_n dn \quad (12)$$

$$C_n = \int_0^{\Delta T_e} \left(\frac{\Delta I_{Te}}{T_e} t + I_{initiale} \right) dn T_e \quad (13)$$

$$C_n = (I_{n-1} + I_n) \times \frac{T_e}{2} + C_{n-1} \quad (14)$$

L'application numérique avec le profil de la figure 2, avec une période $T_e = 0.1 s$ et en utilisant l'équation (14) donne :

$$C = \left[(15+0) + (20 + 15) + (40 + 20) + (20 + 40) + (5 + 20) + (0 + 5) \right] \frac{T_e}{2} = 10 As$$

Il n'y a pas d'erreur de quantification dans le calcul précédent. Mais si la période d'échantillonnage passe à

$T_e = 0,2$ s, alors il y aura une erreur de 2 As comme le montre le calcul suivant :

$$C = [(20+0) + (20 + 20) + (0 + 20)] \frac{T_e}{2} = 8 \text{ As}$$

On peut observer que la différence de valeurs pour les 2 périodes d'échantillonnage est due à une dynamique trop rapide de la valeur mesurée. Si la période d'échantillonnage est très petite par rapports aux dynamiques mesurées, il n'y aura peu de perte d'information : un rapport de 10 est un bon compromis entre les dynamiques et la période d'échantillonnage. Une période d'échantillonnage trop petite demandera au microcontrôleur d'avoir une fréquence d'horloge très grande, un algorithme rapide et une mémoire d'enregistrement des données très grande.

Une solution est l'intégration avec une période d'échantillonnage adaptative, qui est relativement facile à implanter sur microcontrôleur classique. Il est possible d'utiliser d'autres méthodes d'intégration [16].

6. Mesure de la vitesse et de la distance parcourue

La mesure de la vitesse permet de respecter la signalisation routière, mais aussi de connaître la puissance consommée en fonction de la vitesse et enfin de mesurer les dynamiques du véhicule (vitesse en fonction du temps, accélération et décélération).

Il y a plusieurs possibilités pour mesurer la vitesse d'un véhicule par l'intermédiaire d'un codeur à impulsion (odomètre), d'un tachymètre optique, d'une dynamo tachymètre, d'un GPS...

Dans notre cas, la vitesse est mesurée par l'intermédiaire d'un tachymètre magnétique avec un seul aimant sur la roue comme de nombreux compteurs de vélo.

Le microcontrôleur compte le temps entre 2 passages de l'aimant (un tour de roue) au travers d'une routine d'interruption. Le temps entre 2 passages de l'aimant est mesuré avec un compteur appelé ΔTimer . Par conséquent, le microcontrôleur détermine la vitesse du véhicule par l'équation suivante :

$$Vitesse = \frac{\text{périmètre}}{(\text{nbrimpulsion} \cdot \Delta\text{Timer})} \quad (15)$$

Pour la vitesse maximale de 100 km/h, pour une roue de 26 pouces, le temps par tour est de 75 ms. Avec un compteur $\Delta\text{Timer} = 25,6 \mu\text{s}$, le nombre d'impulsions sera de 2918.

$$V = \pi \cdot 26'' \cdot 0.0254 \cdot 3.6 / (2918 \cdot 25.6 \cdot 10^{-6}) = 100 \text{ km/h}$$

Par conséquent, l'erreur de vitesse sera faible lorsqu'il y aura un nombre d'impulsions important. L'erreur sur

la mesure de la vitesse correspond aux équations suivantes :

$$\Delta\text{erreur}_{Vitesse} = \frac{\text{périmètre}}{(\text{nbrimpulsion}^2 \cdot \Delta\text{Timer})}$$

$$\Delta\text{erreur}_{Vitesse} = (V^2 \cdot \Delta\text{Timer}) / \text{périmètre} \quad (16)$$

L'erreur sur la vitesse sera le plus importante pour la vitesse la plus grande. Cette erreur est proportionnelle au choix de la base de temps du compteur (timer). Cette erreur de vitesse peut être observée sur la figure 7 à partir de l'exemple précédent.

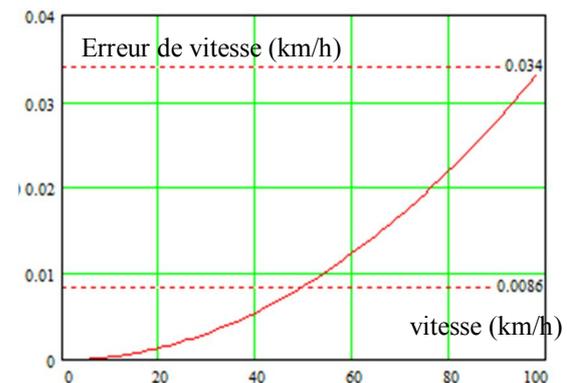


Fig.7 : Erreur de vitesse en fonction de la vitesse pour un odomètre et une roue de 26 pouces.

L'équation 16 montre que la précision de la vitesse est proportionnelle à la vitesse :

$$\text{Précision}_{Vitesse} = (V \cdot \Delta\text{Timer}) / \text{périmètre} \quad (17)$$

Mais pour les basses vitesses, l'odomètre entraîne un retard d'information. En effet, le temps mis par la roue pour faire un tour pour une roue de 26 pouces correspond à l'équation suivante :

$$\text{temps} / \text{tour} = \pi \cdot 26'' \cdot 0.0254 \cdot 3.6 / V(\text{km/h}) \quad (18)$$

Pour une vitesse de 5 km/h, le retard atteindra 1,5 s. Par conséquent, pour les vitesses inférieures à 3 km/h, la vitesse affichée correspondra à 0 dans le programme. Ce retard est visualisable sur la fig 3b lors du démarrage.

Il est possible de mettre plusieurs aimants pour diminuer ce temps de retard mais pour les grandes vitesses le nombre d'impulsions provoquera de nombreuses d'interruptions sur le microcontrôleur avec un temps par tour relativement faible.

Avec un « timer » de 16 bit et un quartz de 4 MHz, un ΔTimer de 25,6 μs est donc très satisfaisant. La solution à 2 aimants sur la roue est facilement réalisable et le traitement possible par n'importe quel microcontrôleur.

La mesure de la vitesse et de la distance parcourue va dépendre de la circonférence des pneus. Il faut saisir cette valeur avec les codes ETRO (European Tyre and Rim Technical Organization). Il est nécessaire de vérifier les valeurs avec les applications GPS (Global Positioning

System) d'un Smartphone. La législation (United Nations Economic Commission for Europe) demande pour tous les véhicules qui roulent à une vitesse supérieure à 50 km/h que la vitesse indiquée ne doit jamais être inférieure à la vitesse réelle, c'est à dire qu'il ne devrait pas être possible d'accélérer par inadvertance en raison d'une lecture de compteur de vitesse incorrecte.

La vitesse indiquée ne doit pas être plus de 110 % de la vitesse réelle, plus quatre kilomètres par heure à des vitesses d'essai spécifiées. Par conséquent, notre de mesure de vitesse a des caractéristiques bien supérieure que ce que demande la législation.

La distance n'est pas l'intégration de la vitesse. L'odomètre mesure la distance en multipliant le périmètre de la roue par le nombre de tour de celle-ci (19) :

$$Distance (km) = Nbr\ tour \times P\acute{e}rim\grave{e}tre (mm) / 10^6$$

La précision est liée seulement au paramétrage du périmètre du pneu qui dépendra de sa pression et de son usure. Celle-ci peut être paramétrée au millimètre près (par exemple 1590 mm pour une roue de 20 pouces avec des pneus de 1,75). Dans ce cas, la précision de la distance correspond à la valeur suivante :

$$\Delta distance / distance = 1 / 1590 = 0.062\%$$

Pour 100 km, l'erreur ne sera que de 62 m, si le périmètre à une erreur de 1mm. L'affichage de la distance sera de 999,9 km maximum, à la centaine de mètre près. Donc, la distance devra être déclarée sur 32 bits car le calcul se fait en mm. La distance totale, la capacité énergétique totale et le nombre de remise à zéro seront totalisés pour avoir un bilan global du véhicule.

Avec les méthodes précédentes, l'actualisation de l'affichage dépendra de la vitesse de la roue par rapport aux capteurs. Mais, à cause de la persistance rétinienne humaine, il ne faut pas que le rafraichissement de l'affichage soit inférieur à 0,25 s sinon l'œil humain ne verra pas les changements de valeur sur l'afficheur LCD.

7. Affichage des mesures et filtrage numérique

À cause de la persistance rétinienne d'environ 25 Hz, un rafraichissement des valeurs de l'écran LCD tous les 0,1s à 0,4s est un bon compromis. En effet, les valeurs mesurées avec des échantillons très court ($T_e = 0,01\ s \Leftrightarrow F_e = 100\ Hz$) ne seront pas visibles par l'œil humain, car l'affichage changera

constamment. Par conséquent, les valeurs de mesures doivent être filtrées numériquement pour avoir un affichage relativement stable.

Le filtre numérique « moyenné » sur un certains nombres d'échantillons est souvent utilisés. Par exemple, sur 3 échantillons, on obtient :

$$Mesure_{moy n} = (mesure_n + mesure_{n-1} + mesure_{n-2}) / 3$$

Mais ce type de filtrage provoque un retard d'information, correspondant à $n \times T_e$.

Il existe une autre alternative, ce sont les cadrans à aiguilles qui sont utilisés même avec une commande par processeur. En effet, l'inertie mécanique de l'aiguille du cadran permet d'avoir un filtrage qui donne une indication sur des dynamiques de la mesure désirée. D'ailleurs, c'est pour cela que dans les voitures, l'affichage analogique à aiguille est toujours prépondérant. Ces dernières années, les GPS donnent la direction du parcours désirée et estiment le temps du voyage et vérifie la vitesse du véhicule.

8. Mesure de vitesse, distance et altitude avec GPS

Il existe des modules GPS bon marché qui peuvent être relié à un microcontrôleur et qui permettent de donner la vitesse, la distance et l'altitude. L'altitude est importante pour faire un bilan de la consommation à partir de la somme des dénivelés positifs et négatifs.

Il existe déjà de nombreuses applications sur Smartphone mais qui ont un temps échantillon de 1s. Par conséquent, il faut souvent un module GPS externe à 10Hz et créer sa propre application.

Le traitement des données GPS provoque les mêmes problèmes de retard que l'odomètre et de l'affichage de la vitesse sur un écran LCD.

L'application enregistre toutes les données dans un fichier texte de format CSV (Comma Separated Values). Ce fichier permet de transférer facilement les données fonction du temps et de les exploiter avec un tableur pour faire des bilans [7].

Pour les vélos, il existe des capteurs de couple et de vitesse de pédalage intégré dans le boîtier du pédalier relié à un GPS spécifique. Ce GPS spécifique permet de connaître la puissance humaine en fonction du parcours, du braquet... Mais ces GPS dédiés aux vélos ne mesurent pas la puissance absorbée par le moteur de nos vélos à assistance électriques.

Il existe aussi des systèmes d'acquisitions industriels qui peuvent être facilement utilisés pour faire une instrumentation.

9. Systèmes d'acquisitions et de traitement des données

Des systèmes d'acquisitions industriels existents dans le commerce peuvent être utilisés pour instrumenter un véhicule. Le système NimyRio de la société National Instrument est utilisable avec un langage graphique Labview relativement simple pour les étudiants. Il suffit d'ajouter des afficheurs LCD, un GPS et les capteurs. De même, les systèmes Arduino peuvent être utilisés. Aujourd'hui, la tendance est de faire des systèmes BMS (Battery Management System) pour les cellules Lithium qui envoient des données par Bluetooth au Smartphone. Par conséquent, c'est l'application du Smartphone qui gère l'affichage et l'enregistrement des données en fonction du parcours. Le Smartphone est l'outil idéal car l'application GPS donne aussi la direction du parcours au conducteur sur un itinéraire choisi.

Pour les voitures électriques, une prise diagnostique (OBD2 On-Board Diagnostics) utilisant le bus Can peut être utilisée pour faire un bilan de consommation. Avec un « dongle » ou un émetteur Bluetooth branché sur la prise diagnostique et une application telle que « CANion », il est possible d'avoir toutes les données du véhicule. La figure 8 montre un exemple de relevé. On peut observer la tension de tous les éléments, avec des menus possibles sur la gauche en temps réels. Il y a de nombreux menus, tel que la consommation en fonction du temps, la température des batteries, la puissance ...



Fig.8 : Application « Canion » sur Smartphone dédiée aux voitures électriques avec enregistrement des données

10. Apport pédagogique aux étudiants

Réaliser une instrumentation pour un véhicule demande des pré-requis dans de nombreuses matières : capteurs, traitement analogique et numérique du signal, micro-informatique, traitement de données, mathématique...

Les étudiants doivent apprendre à utiliser les appareils de mesures, et savoir utiliser des logiciels pour transférer et tracer des données via un ordinateur, afin de faire l'exploitation et l'interprétation des données. Cet objectif est souvent en fin d'année et les étudiants arrivent à faire un bilan global de leur travail.

Réaliser l'instrumentation d'un véhicule ou d'un système industriel est quasiment identique, sauf qu'il est plus motivant et ludique avec l'objectif d'un challenge tel que l'éco-marathon. En effet, les étudiants doivent avoir des idées et prendre des initiatives pour que leur projet avance et soit réalisé dans les temps.

Après la réalisation d'une instrumentation, les étudiants comprennent mieux les spécifications techniques des constructeurs d'appareillages de mesure et si l'appareil est compatible avec les grandeurs à mesurer.

Les étudiants doivent aussi vulgariser leurs travaux et rédiger des rapports pour pouvoir partager en ligne leurs études [12].

À partir de ces instrumentations, avec un cycle motorisé électrique, il est possible de faire des études sur les performances de pneus [15], des freins [14], de faire des études thermodynamiques sur les moteurs et les variateurs. En effet, lorsque l'on fait des véhicules extrêmes [9], donc à la limite des prescriptions du matériel électrique (moteur, variateur et batterie), les mesures de températures sont très importantes. Pour bien observer les points chauds des équipements, des caméras thermiques sont souvent utilisées.

11. Conclusion

Cet article a montré que l'incertitude de mesure dépend fortement du principe de la mesure, mais aussi au traitement de la chaîne de mesure.

Aujourd'hui, grâce aux instrumentations portables et enregistreuses, il est possible d'effectuer de nombreuses mesures de façon très précise sur un véhicule pour faire un bilan sur la consommation, l'autonomie... Mais, il faut connaître la précision de l'appareillage, les bandes passantes, le taux de rafraîchissement de l'affichage, l'immunité aux bruits pour bien les utiliser.

La réalisation d'une instrumentation demande une maîtrise des capteurs, des filtres analogiques, des convertisseurs analogiques numériques, des intégrations et des dérivations numériques, des filtres numériques,

des changements de calibres (amplification et atténuation), des processeurs qui déterminent les périodes d'échantillonnage et les algorithmes de calculs...

Par conséquent, cette réalisation est un excellent système pluri-technologique pour l'enseignement. De plus, le véhicule électrique est un banc de test complet et ludique qui permet de motiver les étudiants.

Il faut faire les bons choix en fonction du cahier des charges, pour avoir des erreurs de mesures faibles et pour réaliser un bilan en régime statique et dynamique d'un véhicule afin de le modéliser et pour l'optimiser.

Aujourd'hui, l'instrumentation par processeur est facile à embarquer dans un petit véhicule individuel avec un affichage et un enregistrement sur Smartphone.

L'instrumentation est aussi présente dans les chargeurs de batteries rapides qui indiquent la tension de chaque élément, le courant, l'énergie transférée et qui diagnostiquent l'état des éléments.

12. Références

- [1] A.J. Smimite, H. Glaize, "Improvement of intelligent battery controller : state of charge indicator and associated functions" Journal of power sources (1997)
- [2] D.V. DO « Diagnostic de batteries Lithium ion dans des applications embarquées », thèse UTC, juillet 2010.
- [3] A. Eddahech « modélisation du vieillissement et détermination de l'état de santé des batteries lithium pour application véhicule électrique », these UB, décembre 2013
- [4] http://fr.wikipedia.org/wiki/Calcul_d'incertitude
- [5] http://fr.wikipedia.org/wiki/Erreur_relativ
- [6] J.P. Chassaing, P. Lefort « La mesure au cœur du Challenge EducEco » Les cahiers de l'instrumentation n°12 Novembre 2013
- [7] A. Sivert, F. Betin, T. lequeu « Optimisation de la masse en fonction de la vitesse, puissance, autonomie, prix, centre de gravité, frein d'un Véhicule électrique à faible consommation : vélo, vélo-mobilité, voiture électrique » Revue 3EI, N°80, avril 2015.
- [8] A. Sivert, F. Betin, « Véhicule électrique à faible consommation : éco-marathon (système pluri technologique et embarqué) » Revue 3EI N°78, oct 2014, page 9-22.
- [9] A. Sivert, F. Betin "Réalisation d'un karting électrique: étude, choix technologique, instrumentation embarquée, caractérisation" Revue 3EI N°78, oct 2014, page 23-32.
- [10] A. Sivert, F. Betin, T. Lequeu, "Pedagogical study of an electric bike with low energy consumption, management and dimensioning of onboard energy : eco marathon" WSEAS (World Scientific and Engineering Academy and Society) 2014
- [11] A. Sivert, T. Lequeu "Je construis mon véhicule électrique", édition Dunod, 2013, 140 pages.
- [12] Site web IUT Aisne : réalisation de véhicules électriques <http://aisne02geii.e-kart.fr/> 2013
- [13] A. Sivert « Travaux de réalisation : instrumentation d'un karting électrique » revue des départements de Génie Électrique & informatique industrielle. N°72 Décembre 2008, pp.27-31.
- [14] <http://velorizantal.bbfr.net/t17956-velomobile-electric-leiba-x-stream-iut-aisne>
- [15] <http://velorizantal.bbfr.net/t18840-test-de-pneu-velo-adherence-et-coefficient-de-roulement>

[16] http://fr.wikipedia.org/wiki/Calcul_numerique_d'une_integrale



fig 9: Différents vélos mobiles faibles consommation d'énergie de 45kg à 85 kg testés tous les jours sur la route avec instrumentation.



fig 9: Véhicule de l'éco-marathon (2014) utilisant le joule mètre eLogger V4 d'Eagle tree.



fig 10: Instrumentation lors du challenge e-Kart 2013 sur le kart électrique de l'IUT de l'Aisne et les chargeurs. 2 moteurs 800 A max, 300 A en continu sous 70 V.



fig 11: Véhicules de la Solar Cup de Chartres 2014, avec double joule mètre pour connaître l'énergie des panneaux photovoltaïques et du véhicule.

Modélisation, Commande et Mise en Œuvre de deux Ponts Triphasés Back-to-Back avec Contrôle des Flux de Puissance et de la Tension du Bus DC

Application à l'émulation de la chaîne de conversion électrique des houlogénérateurs directs

A. DARKAWI*, T.KOVALTCHOUK*, H. BEN AHMED*, B. MULTON*, S. HAMONIC*

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

Résumé :

Cet article présente la modélisation, la simulation et la mise en œuvre expérimentale d'un onduleur triphasé back-to-back avec prise en charge de la gestion des flux de puissances (active et réactive) et de la régulation de la tension du bus DC. La stratégie de commande utilisée offre la possibilité de contrôler indépendamment les puissances active et réactive. Les deux boucles de régulation (courant et tension) sont complètement découplées et indépendantes. L'objectif de ce dispositif est d'émuler le fonctionnement de la chaîne de conversion électrique de houlogénérateurs directs (tels que le SEAREV), avec un pont triphasé contrôlant la génératrice et la récupération d'énergie et l'autre pont injectant l'énergie au réseau. La production résultante est fortement pulsante et à très basse fréquence (moins d'un Hertz). Les résultats de simulation sous Matlab/Simulink ainsi que les résultats expérimentaux obtenus en utilisant des modules d'onduleurs pédagogiques pilotés par des cartes DSP sont présentés.

1. Introduction

Une énergie renouvelable, ou EnR, est une source d'énergie qui se constitue ou se reconstitue plus rapidement qu'elle n'est utilisée. Ainsi, l'énergie solaire est inépuisable à l'échelle des temps humains, de même que les énergies qui en dérivent : l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique (cycle de l'eau), la biomasse produite par photosynthèse et une partie des énergies marines. Parmi les énergies marines renouvelables, on peut citer l'énergie des vagues elle-même résultante de l'action du vent sur les surfaces marines et qui présente un potentiel attractif de quelques milliers de TWh électriques [1]. Toutefois, l'exploitation à grande échelle est conditionnée par la maîtrise de l'intégration au réseau de la production électrique générée par les houlogénérateurs associés en fermes, tout particulièrement lorsqu'il s'agit de houlogénérateurs directs. Ces derniers sont caractérisés par le fait que la puissance incidente de la houle est convertie électriquement au rythme des vagues [2]. De ce fait, la puissance électrique produite présente des fluctuations importantes qui rendent délicate la problématique d'intégration au réseau. Une solution consiste à lisser cette production avant l'injection au réseau de distribution tout en respectant les contraintes imposées par les normes, principalement de flicker. Parmi les houlogénérateurs directs, le SEAREV (Système Electrique Autonome de Récupération de

l'Energie des Vagues) est un flotteur contenant une masse pendulaire, mais également les bouées pilonnantes qui font l'objet de nombreux développements dans le monde. Des travaux effectués au laboratoire SATIE [3-5] portent sur le dimensionnement sur cycle de vie de la chaîne électrique intégrant un lissage par batterie de supercondensateurs et le contrôle de la récupération et du lissage. La figure 1 représente le synoptique du SEAREV équipé d'un système de stockage destiné au lissage de production.

Dans cet article, le lissage ne sera pas considéré. Le système hydromécanique sera émulé via un premier pont triphasé (redresseur MLI) et un second pont émuler l'injection au réseau (onduleur MLI). Parmi les objectifs de ce dispositif, il s'agit de valider la stratégie de commande aussi bien pour le contrôle des flux de puissance que pour la régulation de la tension du bus DC.

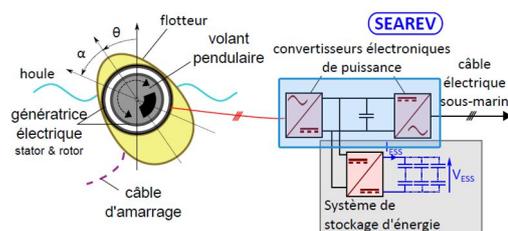


Figure 1. Synoptique du houlogénérateur SEAREV avec lissage par batterie de supercondensateurs [3]

Dans la suite de cet article à objectif pédagogique, nous présentons la modélisation et la mise en œuvre expérimentale d'un premier banc de test permettant de valider les principes de l'émulateur destiné à la recherche et incluant le système de stockage à supercondensateurs, mais également des convertisseurs aux caractéristiques plus représentatives du système à l'échelle 1.

Le montage étudié ici est communément appelé convertisseur triphasé back-to-back. Il peut également être utilisé pour bien d'autres applications, comme la compensation de la puissance active ou réactive (FACTS), pour le filtrage des harmoniques [6]-[8] ou encore tout simplement pour toutes les chaînes de conversion électromécaniques à vitesse variable connectées au réseau triphasé (éoliennes, moteurs industriels...).

2. Description du système émulateur

2.1. Principe de fonctionnement

L'objectif de cette étude est de valider le fonctionnement du montage back-to-back en contrôlant aussi bien le flux de puissance que la tension du bus DC (figure 2). Le convertisseur 1 fonctionnera en redresseur MLI, il jouera le rôle d'émulateur de la génératrice. Il sera commandé de façon à absorber du réseau triphasé un profil de puissance active $P_1(t)$ représentant celui du houlogénérateur, sachant qu'on ne recherche pas ici à étudier le contrôle optimal de la génératrice qui nécessiterait en pratique d'ajuster l'angle d'autopilotage en fonction du couple et de la vitesse. Ici, la puissance réactive Q_1 sera nulle. Le second pont, quand à lui, sera commandé de façon à réinjecter cette puissance (aux pertes près) au réseau tout en régulant la tension du bus DC (figure 2) et éventuellement en réglant la puissance réactive Q_2 .

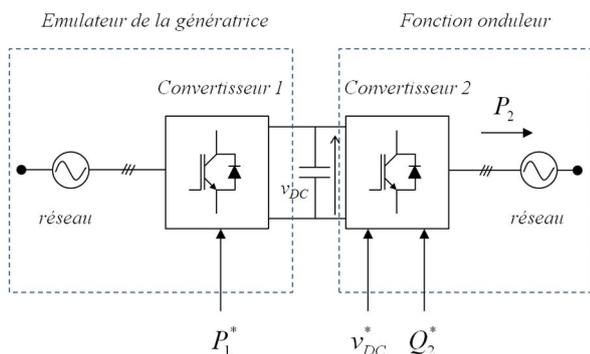


Figure 2. Schéma simplifié du montage back-to-back.

Les deux convertisseurs sont supposés identiques, ainsi que les filtres d'entrée (filtres L-C).

Nous allons montrer que malgré son comportement non linéaire, le redresseur actif peut se comporter comme une charge purement résistive absorbant un courant sinusoïdal et en phase avec la tension du réseau

grâce à l'utilisation d'une stratégie de commande bien particulière.

2.2. Cas d'un redresseur monophasé à modulation de largeur d'impulsion

On considère le schéma de la figure 3, et on suppose que :

- la tension de sortie est supposée bien lissée et déjà régulée à V_{DC} .
- la période de découpage est très petite devant la période du réseau ($T_{sw} \ll 1/f$). Par conséquent, les variations basses fréquences, à 50 ou 100 Hz, sont très lentes à l'échelle de la période de découpage.

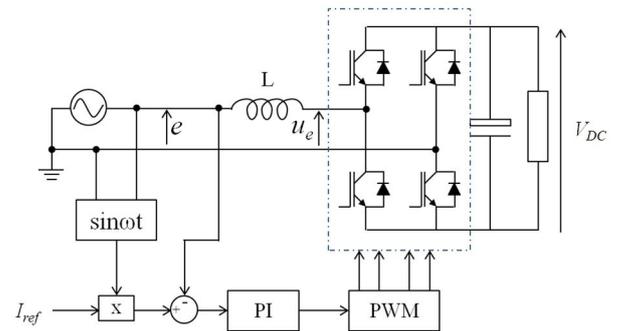


Figure 3. Schéma de principe du redresseur MLI et de sa commande.

Sur une période de découpage, la valeur moyenne glissante $\langle U_e \rangle(t)$, à l'entrée du pont complet, s'exprime :

$$\langle U_e \rangle = [2\alpha(t) - 1]V_{DC} \quad (1)$$

Pour connaître l'expression du rapport cyclique $\alpha(t)$, qui assure l'absorption sinusoïdale de courant, on écrit l'équation en tension de la maille d'entrée, en basse fréquence et pour un courant sinusoïdal d'entrée d'expression :

$$i_e = I_m \cdot \sin(\omega t) \quad (2)$$

L'écriture de cette loi des mailles donne :

$$e(t) = L \cdot \left. \frac{di_e(t)}{dt} \right|_{BF} + u_e(t) \Big|_{BF} \quad (3)$$

Soit :

$$E_m \sin(\omega t) = L \cdot \omega I_m \cdot \cos(\omega t) + [2\alpha(t) - 1]V_{DC}$$

Donc, le rapport cyclique $\alpha(t)$, qui permet d'obtenir un courant sinusoïdal, a pour expression :

$$\alpha(t) = \frac{1}{2} + \frac{E_m}{2V_{DC}} \cdot \sin(\omega t) - \frac{L \cdot \omega I_m}{2V_{DC}} \cdot \cos(\omega t) \quad (4)$$

Cette équation (relation 4) peut s'écrire sous la forme :

$$\alpha(t) = \frac{1}{2} + \Delta\alpha \cdot \sin(\omega t - \varphi) \quad (5)$$

Avec :

$$\Delta\alpha = \sqrt{\frac{E_m^2 + (L\omega I_m)^2}{4 V_{DC}^2}}$$

$$\varphi = \arctan\left(\frac{L\omega I_m}{E_m}\right)$$

Si la chute de tension dans l'inductance est suffisamment faible, c'est à dire si $L\omega I_m \ll E_m$, alors :

$$\alpha(t) \approx \frac{1}{2} + \frac{E_m}{2V_{DC}} \cdot \sin(\omega t) \quad (6)$$

Le rapport cyclique est compris obligatoirement entre 0 et 1. Cela implique donc la condition de fonctionnement suivante :

$$V_{DC} > E_m \quad (7)$$

La condition (7) montre qu'il s'agit d'un **montage élévateur**. Nous verrons par la suite comment fabriquer la consigne de courant pour obtenir le rapport cyclique α désiré.

La démarche proposée ici consiste à imposer un facteur de déplacement nul ($\varphi = 0$). Cette condition est en générale souhaitée mais il peut être intéressant dans certaines applications de pouvoir régler la valeur de ce déphasage. C'est le cas notamment lorsque le convertisseur est associé en parallèle à une autre charge dont le courant prélevé peut être déphasé et/ou non sinusoïdal [9].

2.3. Cas d'un système triphasé

Dans la suite de ce document, les différentes grandeurs seront représentées dans le plan dq . Nous adopterons pour cela la transformation Clarke-Park, cette transformation conserve les amplitudes mais pas la puissance.

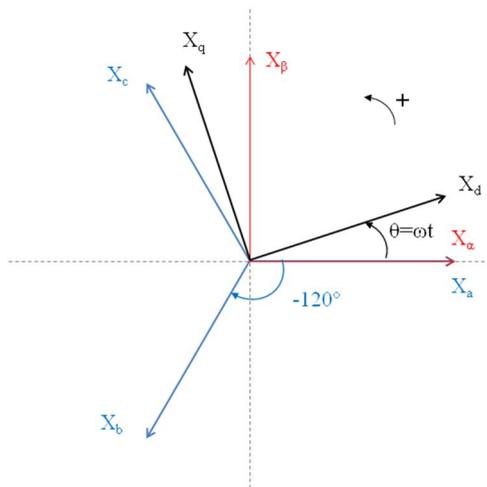


Figure 4. Diagramme de Fresnel (représentation géométrique des grandeurs).

L'expression des grandeurs triphasées dans le repère α, β en utilisant la transformation de Clarke est :

$$\begin{pmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} 1 & -0.5 & -0.5 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{pmatrix} \quad (8)$$

En projetant ces grandeurs dans un repère tournant à $\omega t = \theta$, on obtient :

$$\begin{pmatrix} X_d \\ X_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \end{pmatrix} \quad (9)$$

Modélisation d'un convertisseur

La figure 5 illustre le schéma global de principe du montage back-to-back triphasé avec les différentes commandes. Dans ce montage, le convertisseur fonctionnant en redresseur est contrôlé en courant tandis que celui qui fonctionne en onduleur est contrôlé en tension. Dans le cas d'un système triphasé parfait (10) les équations de fonctionnement d'un pont sont décrites dans (11).

$$\begin{cases} e_a = \sqrt{2}E \cos(\omega t) \\ e_b = \sqrt{2}E \cos(\omega t - 2\pi/3) \\ e_c = \sqrt{2}E \cos(\omega t + 2\pi/3) \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{pmatrix} di_a/dt \\ di_b/dt \\ di_c/dt \end{pmatrix} = -\frac{1}{L} \begin{pmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} + \frac{1}{L} \begin{pmatrix} u_a - e_a \\ u_b - e_b \\ u_c - e_c \end{pmatrix} \quad (11)$$

Où R et L sont les éléments du filtre. Par ailleurs, E représente la valeur efficace de la tension simple et ω la pulsation du réseau telle que $\omega = 2\pi f$ ($f = 50\text{Hz}$). On notera par la suite $E_m = \sqrt{2}E$, la valeur maximale de la tension simple du réseau tel que :

En considérant que l'axe d est aligné avec le réseau (la composante e_d est en phase avec la tension v_a), l'équation (11) peut être écrite sous la forme suivante :

$$\begin{pmatrix} di_d/dt \\ di_q/dt \end{pmatrix} = \frac{1}{L} \begin{pmatrix} -R & \omega L \\ \omega L & -R \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} - \frac{1}{L} \begin{pmatrix} e_d \\ e_q \end{pmatrix} + \frac{1}{L} \begin{pmatrix} u_d \\ u_q \end{pmatrix} \quad (12)$$

Avec i_d, i_q les composantes des courants i_a, i_b et i_c dans les axes d et q du repère tournant à $\omega t = \theta$, u_d, u_q les composantes des tensions u_a, u_b et u_c et e_d, e_q les composantes des tensions simples du réseau e_a, e_b et e_c dans le même repère.

Les expressions des composantes d et q des tensions en sortie de l'onduleur deviennent :

$$\begin{cases} u_d = Ri_d + L \frac{di_d}{dt} - L\omega i_q + e_d \\ u_q = Ri_q + L \frac{di_q}{dt} + L\omega i_d + e_q \end{cases} \quad (13)$$

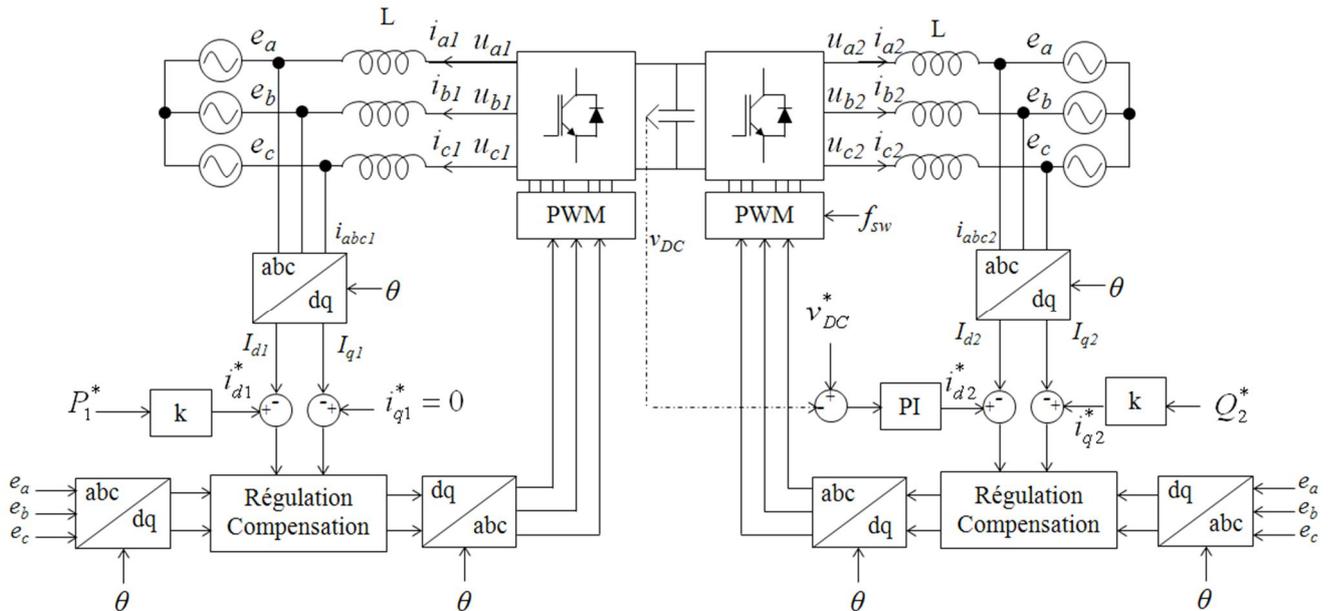


Figure 5. Schéma global de principe de commande de l'onduleur back-to-back connecté au réseau avec les deux ponts triphasés en convention générateur.

On peut remarquer dans l'expression de la composante directe de la tension en sortie de l'onduleur (u_d), la présence d'une composante en quadrature du courant (terme en i_q). Et de même dans l'expression de la composante en quadrature (u_q), la présence d'une composante directe du courant (un terme en i_d), on dit qu'il existe un couplage entre les deux axes (relation 13).

3. Stratégie de contrôle

Jusqu'ici nous avons décrit et modélisé le fonctionnement d'un seul convertisseur. Les équations de fonctionnement sont les mêmes pour les deux convertisseurs car ces derniers sont supposés parfaitement identiques. Seule la commande diffère (figure 2).

3.1. Contrôle de la puissance

Le contrôle de puissance se fait grâce aux boucles internes de régulation de courant de chaque convertisseur, la relation entre puissance et courant étant linéaire car les tensions sont d'amplitude à peu près constante et que les courants sont en phase avec elles. Les correcteurs sont parfaitement identiques, et pour les deux car les tensions sont les mêmes côté bus DC et côté alternatif. Pour calculer les correcteurs, il faut tenir compte du modèle découplé dans le référentiel de Park. Pour ce faire, on se propose de réguler i_d et i_q non pas par u_d et u_q mais par u'_d et u'_q avec :

$$\begin{cases} u'_d = u_d + (L\omega i_q - e_d) \\ u'_q = u_q - (L\omega i_d + e_q) \end{cases} \quad (14)$$

On obtient alors :

$$\begin{cases} u'_d = R i_d + L \frac{di_d}{dt} \\ u'_q = R i_q + L \frac{di_q}{dt} \end{cases} \quad (15)$$

3.2. Contrôle indépendant des puissances actives et réactives

Sachant que la transformation utilisée est celle de Clarke – Park, transformation qui conserve les amplitudes et non les puissances, l'expression des puissances instantanées active et réactive est donnée par la relation 16. (en considérant la composante homopolaire nulle, $i_0 = 0$) :

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2} (e_d i_d + e_q i_q) \\ Q &= \frac{3}{2} (e_d i_q - e_q i_d) \end{aligned} \quad (16)$$

Comme nous considérons que l'axe d est synchronisé avec le réseau ($e_d = E_m$ et $e_q = 0$), l'équation (16) peut être simplifiée :

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2} e_d i_d \\ Q &= \frac{3}{2} e_d i_q \end{aligned} \quad (17)$$

Ainsi, à partir de la relation (17), le contrôle des puissances active P et réactive Q peut être réalisé respectivement et indépendamment par les courants i_d et i_q . Un correcteur PI suffit largement pour ce type de contrôle. Le schéma de principe de ce type de contrôle est donné dans la figure 6.

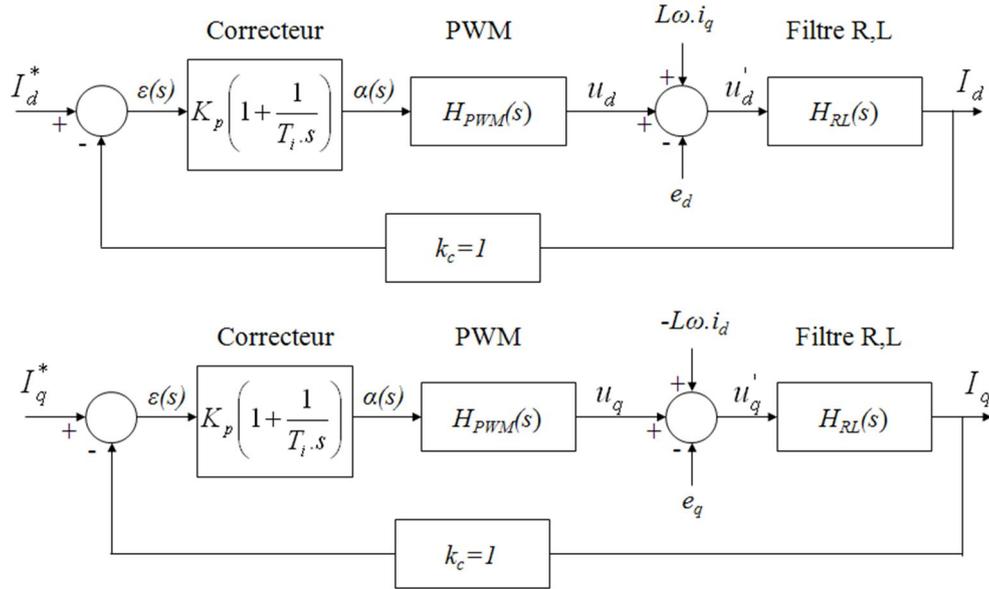


Figure 6. Schéma bloc de principe de régulation de courant utilisé pour les deux convertisseurs.

Pour la synthèse des correcteurs, nous considérons ainsi le schéma de la figure 6, où la mesure du courant est comparée à une référence et les signaux de commande de l'onduleur sont déterminés par le calcul d'un rapport cyclique via le correcteur proportionnel intégral.

On désire dimensionner un correcteur PI de la forme :

$$PI(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i \cdot s} \right) \quad (18)$$

La fonction de transfert du filtre L est donnée par :

$$H_{RL}(s) = \frac{1/R}{1 + \frac{L}{R}s} = \frac{k_{RL}}{1 + T_{RL} \cdot s} \quad (19)$$

On notera que $T_{PWM} = 1,5T_s$, avec T_s la période d'échantillonnage (T_s due au pas de calcul et $0,5T_s$ due au PWM) [10].

On détermine la fonction de transfert en boucle ouverte en supposant que le gain du capteur est unitaire ($k_c = 1$).

$$H_{BO}(s) = PI(s) \cdot H_{PWM}(s) \cdot H_{RL}(s) \quad (20)$$

$$H_{BO}(s) = K_p \frac{T_i \cdot s + 1}{T_i \cdot s} \cdot \frac{G_{PWM}}{1 + T_{PWM} \cdot s} \cdot \frac{k_{RL}}{1 + T_{RL} \cdot s}$$

La constante de temps du régulateur PI est choisie de façon à compenser le pôle le dominant ($T_i = T_{RL}$), la fonction de transfert du système corrigé en boucle ouverte devient alors :

$$H_{BO}(s) = \frac{K_p k_{RL} G_{PWM}}{(1 + T_{PWM} \cdot s) T_{RL} \cdot s} = \frac{K_{BO}}{(1 + T_{PWM} \cdot s) T_{RL} \cdot s} \quad (21)$$

La fonction de transfert en boucle fermée est :

$$H_{BF}(s) = \frac{H_{BO}(s)}{1 + H_{BO}(s)} = \frac{K_{BO}}{K_{BO} + T_{RL} \cdot s + T_{RL} T_{PWM} \cdot s^2} \quad (22)$$

$$H_{BF}(s) = \frac{1}{1 + \left(\frac{T_{RL}}{K_{BO}} \right) s + \left(\frac{T_{RL} T_{PWM}}{K_{BO}} \right) s^2} \quad (23)$$

$$H_{BF}(s) = \frac{1}{1 + \left(\frac{2\xi}{\omega_c} \right) s + \frac{1}{\omega_c^2} s^2} \quad (24)$$

On choisit de dimensionner le correcteur en imposant un facteur d'amortissement $\xi = 0,707$, limitant le dépassement (dépassement de moins de 5%) et une marge de phase minimum de 45°. Dans ces conditions, les gains du correcteur PI sont :

$$K_p = \frac{T_{RL} \xi^2}{k_{RL} G_{PWM} T_{PWM}} = \frac{T_{RL}}{2k_{RL} G_{PWM} T_{PWM}} \quad (25)$$

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} = \frac{\xi^2}{k_{RL} G_{PWM} T_{PWM}} = \frac{1}{2k_{RL} G_{PWM} T_{PWM}}$$

La dynamique de la boucle de courant (boucle interne) est fixée par la fréquence de coupure ($f_c = \omega_c/2\pi$) telle que :

$$\omega_c = \sqrt{\frac{k_{RL} K_p G_{PWM}}{T_{RL} T_{PWM}}} \quad (26)$$

3.3. Régulation de la tension du bus DC : boucle externe

Dans la figure 7, le fonctionnement de la génératrice est émulé par le premier convertisseur qui fonctionne en redresseur MLI. Le flux de puissance est le suivant : la puissance est produite par la génératrice et à travers l'onduleur, elle est réinjectée au réseau, aux

peres près. Une augmentation de la puissance produite par la génératrice tend à entraîner une augmentation de la tension aux bornes du condensateur v_{DC} et vice-versa lors d'une diminution, c'est le contrôle de la tension du bus DC qui agira directement sur la réinjection de la puissance provenant du redresseur MLI vers le réseau, via l'onduleur..

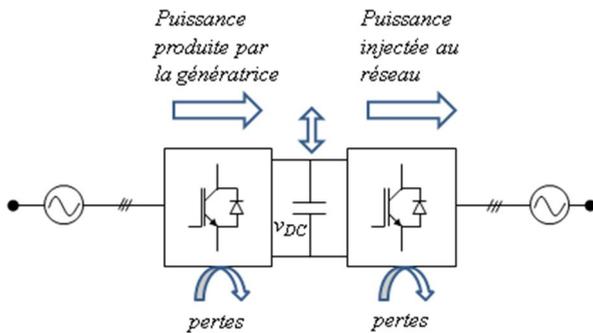


Figure 7. Schéma simplifié de la circulation des flux de puissance

☀ **Nota** : pour un onduleur connecté au réseau, la variation de la tension du bus DC est due :

- aux fluctuations de la puissance moyenne échangée par la liaison DC : variations de type DC, fonction de la bande passante de la régulation de tension et de la capacité du condensateur du bus DC.

- aux oscillations de la puissance instantanée due à éventuel un déséquilibre du réseau, à une fréquence multiple de la fréquence réseau : variations de type AC.

Le fait que la tension v_{DC} soit différente de la consigne v_{DC}^* implique que la quantité d'énergie nécessaire que doit recevoir le condensateur pour revenir à sa position initiale est :

$$\Delta E = \frac{(v_{DC}^*)^2 - (v_{DC})^2}{2} \cdot C \approx v_{DC}^* \cdot \Delta v_{DC} \cdot C = V_{DC} \Delta v_{DC} \cdot C \quad (27)$$

$$\Delta E = V_{DC} \Delta v_{DC} \cdot C = -P \cdot \Delta t$$

Donc

$$\frac{\Delta v_{DC}}{\Delta t} = -\frac{P}{C \cdot V_{DC}} \quad (28)$$

En remplaçant la puissance P par sa valeur donnée dans (20) nous avons :

$$\frac{d}{dt}(v_{DC}(t)) = -\frac{3}{2} \frac{e_d i_d}{C \cdot V_{DC}} = -\frac{3}{2} \frac{E_m \cdot i_d(t)}{C \cdot V_{DC}} \quad (29)$$

Pour calculer les coefficients du correcteur de la boucle externe, nous considérons la fonction de transfert $v_{DC}(s)/i_d(s)$ définie par :

$$\frac{v_{DC}(s)}{i_d(s)} = -\frac{3}{2} \frac{E_m}{C \cdot V_{DC}} \frac{1}{s} = -\frac{G_0}{s} \quad (30)$$

$$\text{avec } G_0 = \frac{3}{2} \frac{E_m}{C \cdot V_{DC}}$$

Ce système étant un intégrateur pur, un correcteur proportionnel pourrait suffire pour la régulation, mais dans la pratique cette condition n'est pas vraie, nous optons alors pour un correcteur PI. Le schéma bloc de la régulation de la tension du bus DC avec un correcteur PI est présenté dans la figure 8.

Vis-à-vis de la dynamique très lente de la boucle de tension (boucle externe), la fonction de transfert de la boucle de courant est supposée unitaire, et comme précédemment, le gain de la chaîne de retour (capteur) est supposée aussi unitaire.

La fonction de transfert du système corrigé en boucle ouverte est donnée par :

$$G_{BO}(s) = -\frac{K_{p_DC} \cdot G_0 (1 + T_{i_DC} \cdot s)}{T_{i_DC} \cdot s^2} \quad (31)$$

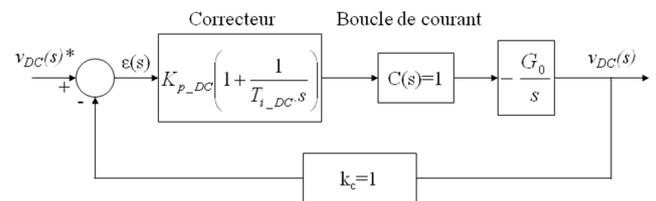


Figure 8. Schéma bloc de la régulation de la tension du bus DC

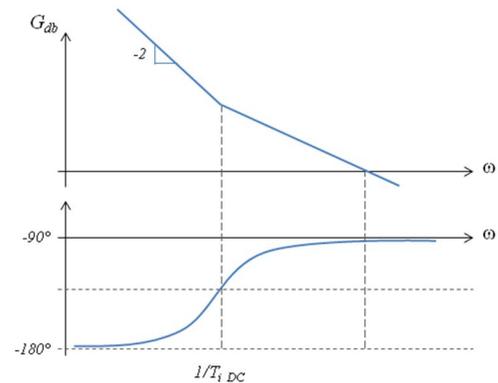


Figure 9. Diagramme de Bode de la fonction de transfert du système corrigé en boucle ouverte.

Le tracé du digramme de Bode de cette fonction est présenté dans la figure 9. On désire que la boucle de tension soit plus rapide que la dynamique de la puissance générée par la houle, et en même temps elle doit être plus lente que la boucle de courant.

En notant ω_{BF} la pulsation de coupure de la boucle fermée et en définissant par γ le rapport entre la dynamique de cette puissance houlogénérée et celle de la boucle de tension sachant que la fréquence de la puissance est f_{houle} , on peut écrire :

$$\omega_{BF} = \gamma \cdot \omega_{houle} = \gamma (2 \cdot \pi \cdot f_{houle}) \quad (32)$$

On choisit le coefficient T_{i_DC} égal à dix fois la constante de temps du système corrigé en boucle fermée $T_{i_DC} = 10 \cdot T_{BF}$. Dans ces conditions, le gain du correcteur sont donnés par :

$$K_{p_DC} = \frac{10}{G_0} \tag{33}$$

avec $G_0 = \frac{3}{2} \frac{E_m}{C.V_{DC}}$

4. Simulation

Le modèle de simulation complet du montage réalisé dans SimPowerSystem est présenté dans la figure 10. Les deux convertisseurs (redresseur + onduleur) sont connectés au réseau qui est modélisé par une source de tension triphasée parfaitement équilibrée.

Les tensions e_a , e_b et e_c sont calculées à partir de la mesure de deux tensions composées (e_{ba} et e_{bc}) et l'angle est fourni par un modèle simplifié de phaseur.

En utilisant la transformée de Clarke, nous déterminons les composantes e_α et e_β telles que :

$$\begin{aligned} e_\alpha &= E_m \cos \theta \\ e_\beta &= E_m \sin \theta \end{aligned} \tag{34}$$

L'angle θ est ensuite déterminé par une deuxième fonction inverse de la tangente dans Matlab/Simulink, c'est la fonction $atan2(X, Y)$, avec $X = e_\beta$ (partie imaginaire) et $Y = e_\alpha$ (partie réelle).

La différence entre cette fonction et la fonction classique $atan(X/Y)$, c'est qu'elle opère sur les quatre quadrants et retourne une valeur comprise dans l'intervalle $[-\pi, +\pi]$ au lieu de $[-\pi/2, +\pi/2]$.

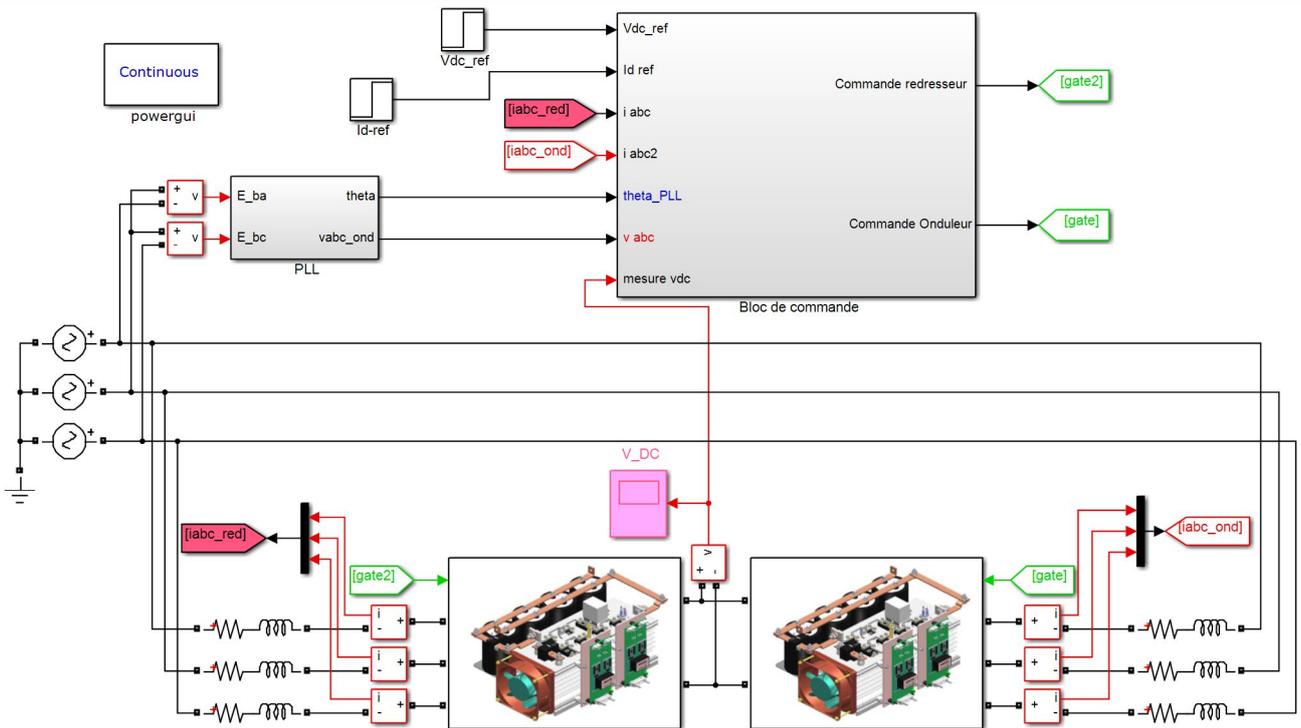


Figure 10. Modèle utilisé pour la simulation sous SimPowerSystem.

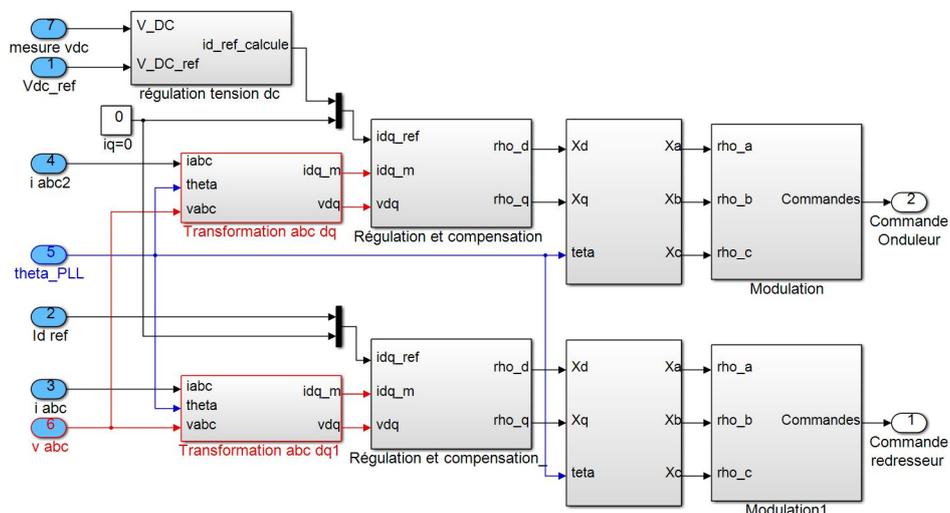


Figure 11. Schéma détaillé du bloc de commande sous Simulink.

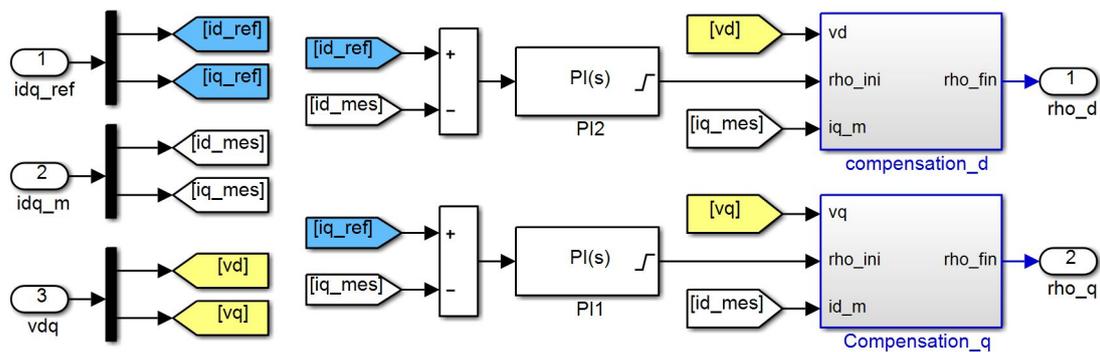


Figure 12. Schéma détaillé du bloc de régulation et de compensation.

Pour avoir la même structure de contrôle des deux ponts, les courants mesurés dans les deux onduleurs sont considérés sortants (de l'onduleur vers le réseau), donc en convention générateur, même si le redresseur MLI est récepteur.

Ceci nous permet ensuite d'utiliser les mêmes équations pour la commande et la régulation des deux convertisseurs. On utilise donc la convention onduleur (i_d positif \rightarrow courant sortant, i_d négatif \rightarrow courant entrant). Les schémas détaillés du bloc de commande et du bloc de régulation sont présentés respectivement dans les figures 11 et 12.

Comme nous l'avons vu plus haut, la régulation de la tension du bus DC se fait par l'onduleur, à partir d'une boucle externe de dynamique plus lente que celle des boucles de courant. Le but est d'injecter au réseau, aux pertes près, la puissance active qu'absorbe le redresseur MLI. En effet, à partir de la boucle de tension, le courant i_d de référence de l'onduleur est calculé de façon à respecter la condition de la relation (17), sachant que, dans notre cas, i_q référence est nul. Les paramètres utilisés pour la simulation et pour l'expérimentation sont présentés dans le tableau 1.

 TABLEAU I
 PARAMÈTRES DE SIMULATION ET D'EXPÉRIMENTATION

Symbole	Désignation	Valeur
E	Tension simple du réseau (valeur efficace)	25 V
f	Fréquence du réseau	50 Hz
L	Inductance de lissage	20 mH
R	Résistance interne de l'inductance	0.24 Ω
C	Capacité	1200 μ F
V_{DC}	Tension du bus continu	90 V
P	Puissance transistée	0.2 à 1 kW
f_{sw}	Fréquence de découpage	10 kHz
K_p	Gain proportionnel des boucles de courant	0.16
K_i	$K_i = K_p / T_i$ coeff. intégral (boucles de courant)	2 s^{-1}
K_{p_DC}	Gain proportionnel de la boucle de tension	0.02
f_{houle}	Fréquence de la puissance houlogénérée	0.2 Hz
γ	Coefficient de réglage (boucle de tension)	30

Le montage fonctionne avec un facteur de puissance unitaire, le courant injecté est parfaitement en phase avec la tension du réseau (figure 13). La régulation du bus DC est illustrée dans la figure 14, avec une dynamique de l'ordre de 6 Hz, soit 30 fois la dynamique de la houle.

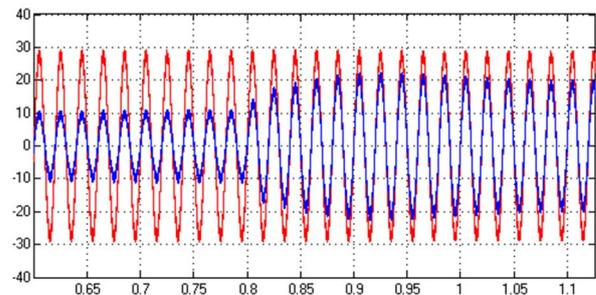
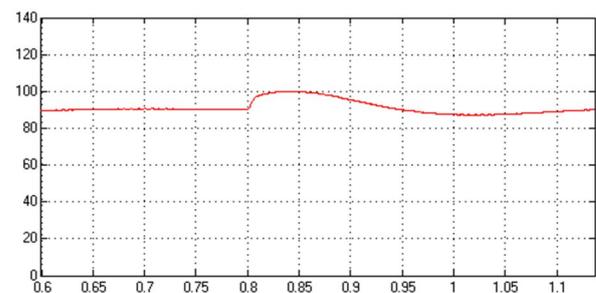
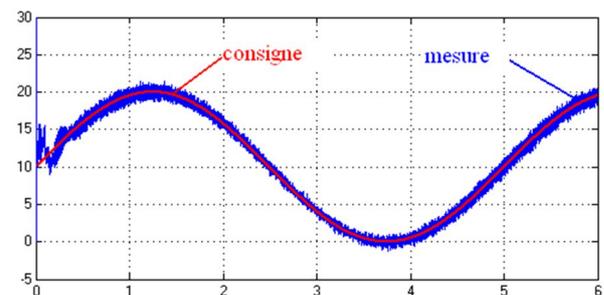

 Figure 13. Simulation avec un facteur de puissance unitaire : mesure de la tension simple du réseau e_a et le courant de dans la même phase (échelon de courant de 10 à 20 A à 0.8 s).

 Figure 14. Performance de la régulation de tension (V_{DC} consigne égale à 100 V) suite à un échelon de courant de 10 à 20 A à 0.8 s.


Figure 15. Simulation de l'injection au réseau d'une puissance active variant sinusoidalement de 0 à 1 kW à 0.2 Hz (amplitude de

courant variant de 0 à 20 A) sous une tension réseau 25 VRMS (tension simple).

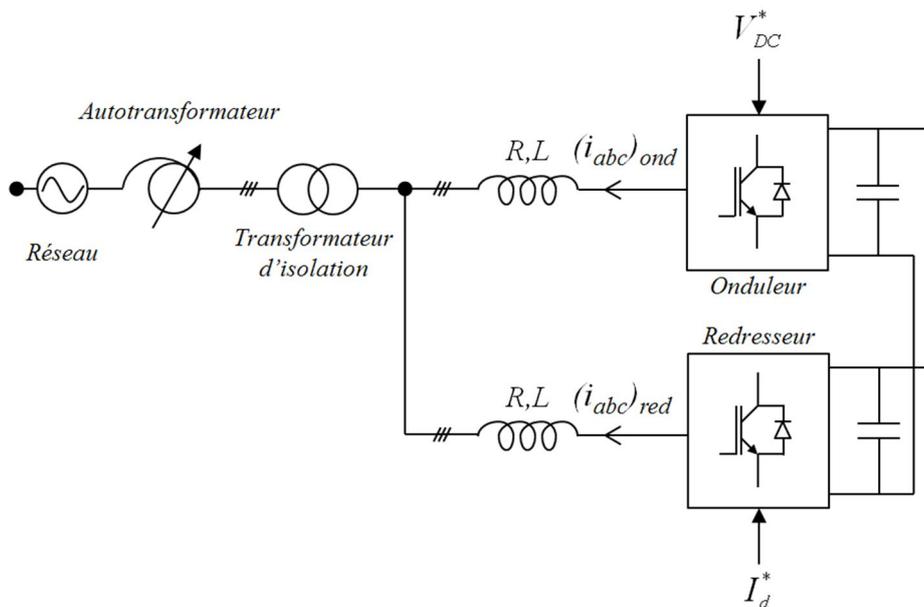


Figure 16. Schéma de principe de la partie puissance du montage expérimental.

La figure 15, illustre un résultat de simulation de l'émulation d'injection de puissance pulsante d'amplitude 1 kW et de fréquence 0.2 Hz.

5. Résultats expérimentaux

Ce dernier permet de coupler l'onduleur au réseau avec une tension relativement inférieure à la tension de bus DC (90 V) garantissant le fonctionnement du redresseur MLI en respectant l'équivalent de la condition de la relation (7) en triphasé ($V_{DC} > E\sqrt{3}E_m$).

Cet autotransformateur permet également de pouvoir augmenter progressivement la tension du réseau à partir de zéro afin de limiter l'appel de courant de charge de la capacité en tête avant que la régulation ne soit active. Une autre solution consiste à interposer une résistance série qui limitera le courant au démarrage et de la court-circuiter par la suite.

La mise en route du système se fait en trois étapes :

- 1) activation des commandes des deux convertisseurs,
- 2) augmentation progressive de la tension du réseau (du côté alimentation du redresseur sinus) jusqu'à ce que la tension aux bornes de la capacité du bus DC atteigne la valeur de la consigne de v_{DC}^* : respect de la condition de fonctionnement,
- 3) ajustement de la tension du réseau à la valeur souhaitée (ajustement de la puissance à absorber et à réinjecter au réseau suivant la consigne de courant).

Une fois que le système est mis en marche, le courant circule entre les deux convertisseurs. La puissance absorbée par le redresseur est réinjectée au réseau via

Dans le montage réel, l'onduleur est connecté au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur d'isolement et d'un autotransformateur (figure 16).

l'onduleur (et ensuite réabsorbée par le redresseur vu que la source est la même). Le réseau ne fournit donc que les pertes.

La figure 17 illustre l'ensemble du montage réalisé avec du matériel pédagogique constitué de :

- 1) Deux onduleurs pédagogiques triphasés Semikron,
- 2) Six inductances de lissage,
- 3) Quatre sondes de courant,
- 4) Cinq sondes de tension,
- 5) Un autotransformateur triphasé,
- 6) Un transformateur triphasé pour l'isolement,
- 7) 1 PC de commande avec un dSPACE DS1102,
- 8) 1 PC de commande avec une carte DSP (utilisée à cause de l'insuffisance du nombre d'entrées/sorties analogique du DS1102),
- 9) trois oscilloscopes, deux multimètres de table et l'ensemble de la connectique (fiches bananes sécurisées et BNC).

L'émulation de l'injection d'une puissance houlogénérée d'amplitude 0,21 kW et de fréquence 0,2 Hz est illustrée dans la figure 18. En effet le convertisseur qui fonctionne en redresseur MLI est commandé en courant avec une consigne de i_{d1}^* de même fréquence que la puissance houlogénérée et d'amplitude 4 A ($E_m = 35$ V) et une référence $i_{q1}^* = 0$.

Le convertisseur fonctionnant en onduleur est

commandé en tension (régule la tension du bus continu ici 100 V) et dans notre cas, commandé ici sans

injection de réactif dans le réseau ($i_{q2}^* = 0$).

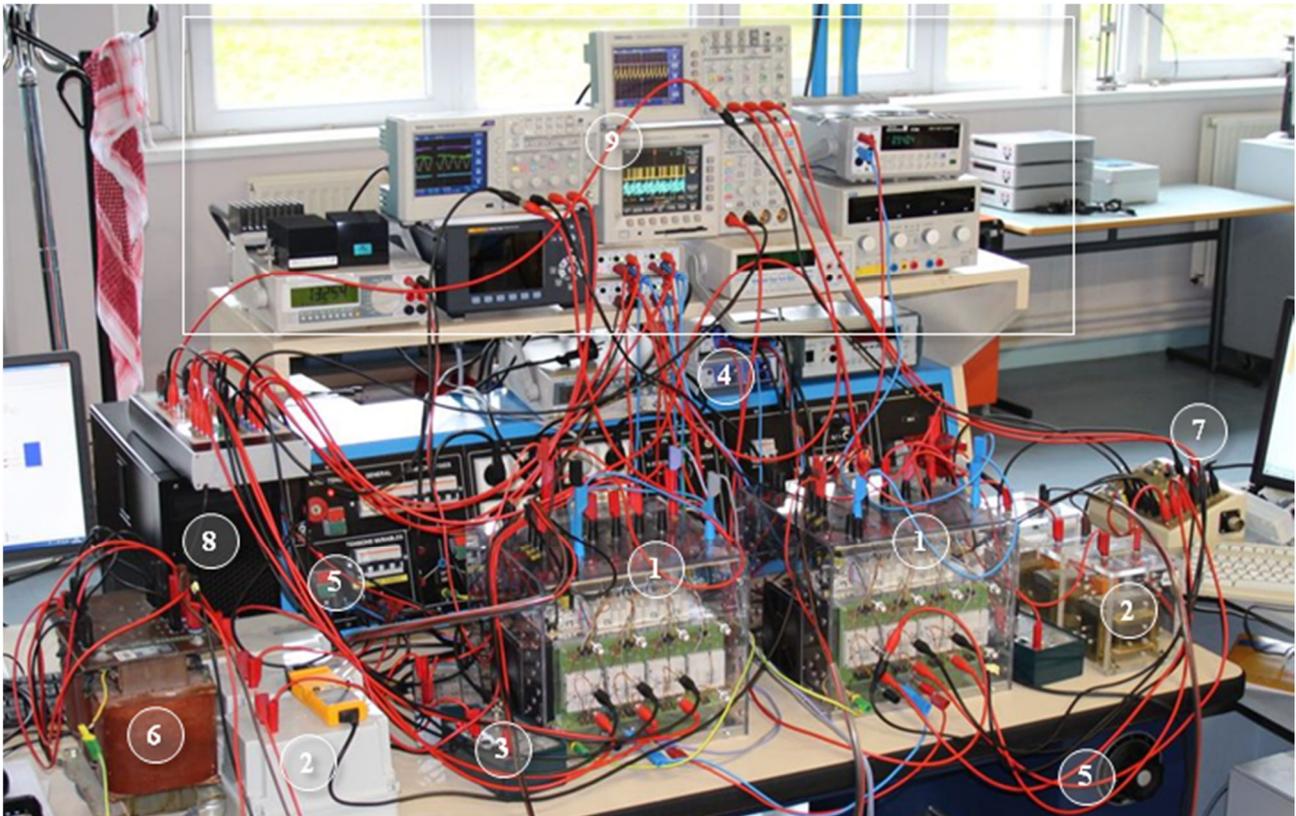


Figure 17. Photographie du montage expérimental.

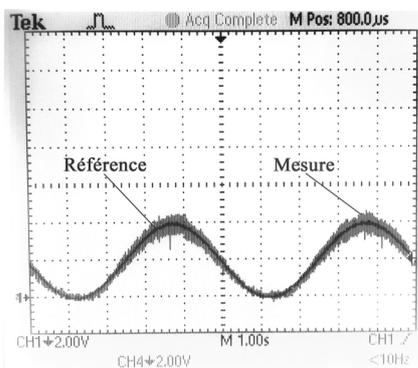


Figure 18. Emulation de l'injection au réseau d'une puissance active variant sinusoïdalement de 0 à 212 W à 0.2 Hz (amplitude de courant variant de 0 à 4 A).

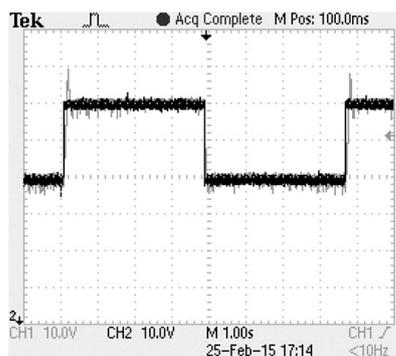


Figure 19. Performance de la régulation de tension (V_{DC} consigne en échelon de 80 à 100 V), CH2 : Tension de référence $V_{DC,ref}$, CH1 : mesure de v_{DC} .

La figure 19 illustre les performances de la régulation de la tension du bus continu. En faisant varier la consigne de tension v_{DC}^* en échelon de 80 à 100 V (courbe CH2), nous remarquons que la tension aux bornes de la capacité est bien asservie bien que l'on peut observer un dépassement.

6. Conclusion

Dans cet article à vocation pédagogique, nous avons présenté la modélisation, la simulation et la mise en œuvre expérimentale de deux convertisseurs triphasés back-to-back avec prise en charge de la gestion des flux de puissances. Nous avons adopté une structure de commande simple (fondée sur des régulateurs PI et des boucles imbriquées) qui permet un contrôle indépendant des puissances active et réactive tout en régulant la tension du bus continu en s'assurant que les deux boucles de régulation (courant et tension) soient complètement découplées et indépendantes. Nous avons pour cela présenté les résultats de simulation sous Matlab/Simulink ainsi que les résultats

expérimentaux obtenus en utilisant des modules d'onduleurs pédagogiques pilotés par des cartes DSP.

7. Remerciements

Ces travaux ont été financés par l'Agence Nationale de Recherche dans le cadre du projet QUALIPHE (Qualité, Lissage et Intégration au réseau de la Production des Houlogénérateurs Electriques directs).

8. Références

[1] A. Babarit, J.M. Rousset, H. Mouslim, J. Aubry, H. Ben Ahmed, B. Multon, "La récupération de l'énergie de la houle, partie 1: caractérisation de la ressource et bases de l'hydrodynamique", *Revue 3EI* n°59, décembre 2009, pp.17-25.
 [2] J. Aubry, A. Babarit, H. Ben Ahmed, B. Multon, "La récupération de l'énergie de la houle, partie 2: systèmes de récupération et aspects électriques", *Revue 3EI* n°59, décembre 2009, pp.26-32.
 [3] M. Ruellan, "Méthodologie de dimensionnement d'un système de récupération de l'énergie des vagues," Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2007.
 [4] 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.," thèse de doctorat de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2011.

[5] T. Kovaltchouk, B. Multon, H. Ben Ahmed, J. Aubry and P. Venet, "Enhanced Aging Model for Supercapacitors Taking Into Account Power Cycling: Application to the Sizing of an Energy Storage System in a Direct Wave Energy Converter," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol.51, no.3, pp.2405,2414, May-June 2015.
 [6] R. Majumber, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Power management and power flow control with back-to-back converters in a utility connected microgrid", *IEEE Trans. Power System*. Vol. 25, No 2, pp. 821-834, May 2010.
 [7] Z. Shu, S. Xie, and Q. Li, "Single-phase back-to-back converter for active power balancing, reactive power compensation, and harmonic filtering in traction power system", *IEEE Trans. Power Electron*, vol. 26, no 2, pp 334-343, Feb 2011.
 [8] J. Alcalá; V. Cardenas, H. Miranda, J. Perez-Ramirez, S. Charre, "A three-phase back-to-back converter for reactive power compensation, current harmonic filtering and active power compensation," *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2013 IEEE*, vol., no., pp.2371,2377, 15-19 Sept. 2013.
 [9] N. Bernard, B. Multon, & H. B. Ahmed. "Le redresseur MLI en absorption sinusoïdale de courant ». *revue 3EI*, pp-56. 2003.
 [10] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez. "Grid converters for photovoltaic and wind power system". (vol 29). John Wiley & Son, 2011.

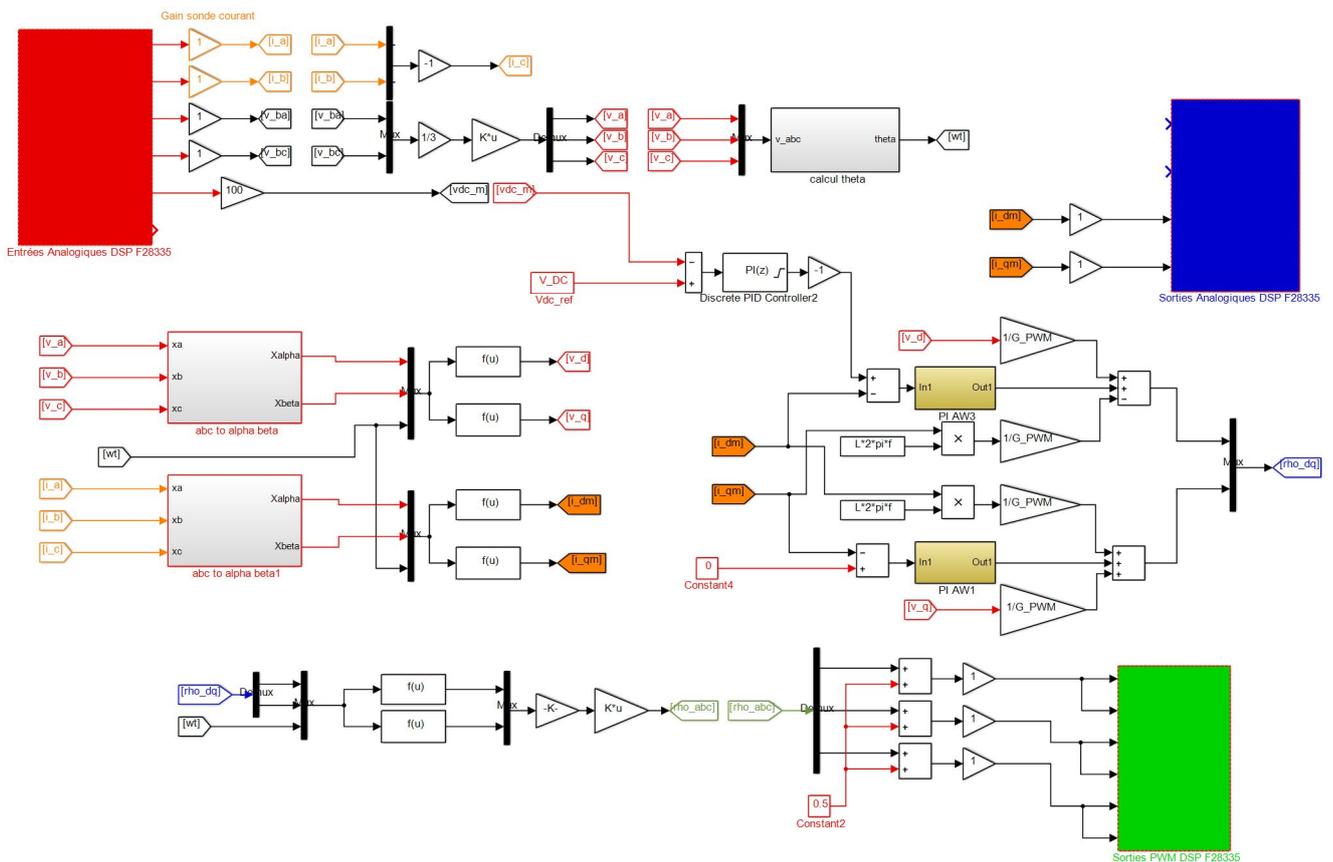


Figure 20. Schéma bloc de l'implémentation de la commande sous dSPACE.

Modélisation par réseaux de réductances d'une machine à rotor encoché avec prise en compte de la réaction magnétique de l'induit

SARA BAZHAR

Université de Lorraine - GREEN

2 av. de la forêt de Haye, 54516 Vandoeuvre-lès-Nancy, France

sara.bazhar@univ-lorraine.fr

Résumé : Cet article présente un modèle de réductance adapté à la machine à courant continu, prenant en compte la saturation et les flux de fuites. La réaction magnétique d'induit est très accentuée dans ce type de machine et impacte le trajet de flux. Ce phénomène est pris en compte dans ce modèle par l'ajout de réductances tangentielles dans le réseau permettant ainsi de bien modéliser les lignes de champ et de bien calculer les performances de la machine. Ce modèle est validé par la méthode des éléments finis (EF) et par une étude statistique. Sa rapidité et sa robustesse permettent son insertion dans des algorithmes d'optimisation.

1. Introduction

L'utilisation des machines à courant continu dans l'automobile pour un système micro hybride « Stop & Start » nécessite d'augmenter leur durée de vie. Les contraintes de volumes et de performances y sont fortement prononcées. Andreux et al [1] et Vauquelin et al [2] se sont penchés sur la modélisation des phénomènes liés à la commutation à travers des modèles de type circuit électrique. Ceci a permis d'étudier le comportement électrique de la machine et donc de proposer de nouveaux bobinages afin d'améliorer la commutation. D'autre part, un modèle numérique utilisant la méthode des éléments finis en 2D a été développé par Andreux et al [3] permettant d'inclure les effets tridimensionnels (3D) liés à la structure de la machine. Ce modèle appelé 2.5D est exploité dans des processus d'optimisation pour améliorer les performances du moteur dans un encombrement donné. Dans la continuité de ces travaux, nous proposons de développer un modèle analytique utilisant un réseau de réductances permettant un gain avantageux en temps de calcul.

Dans l'application « Stop & Start » la machine subit des niveaux de saturation élevés. Il est donc nécessaire que le modèle analytique prenne en compte la saturation.

Dans un second temps, il serait intéressant de coupler le modèle magnétique de réductance avec un modèle électrique et un modèle thermique afin de tenir compte des phénomènes de commutation et de l'échauffement. Cela revient à formuler un modèle multi-physique comme celui présenté par Ackva et al

dans [4] qui pourra être intégré dans des algorithmes d'optimisation.

Plusieurs auteurs ont établi des modèles de réductance (MR) utilisés pour plusieurs machines synchrones de type machine à griffes dans [5], machine à réductance variable [6], machine synchrone à flux axial [7]. Dans cet article, nous allons lever des difficultés liées à la modélisation de la machine à courant continu, par la prise en compte de la réaction magnétique de l'induit et la dissymétrie de la géométrie.

2. Modèle de Réductances de la machine à courant continu

D'une manière générale, le recours à la méthode analytique de modélisation des dispositifs magnétiques est souhaité pour réduire le temps de calcul et obtenir un modèle suffisamment précis et rapide.

Les méthodes analytiques de calcul de champ local, consiste à résoudre les équations de diffusion du champ magnétique dans les différentes zones de la machine. Cette méthode dite des sous-domaines, suppose un grand nombre d'équations proportionnel au nombre de domaines et au rang d'harmoniques souhaités. Elle est intéressante mais nécessite une mise en œuvre lourde et ne tiens pas compte de la saturation du circuit magnétique.

Les méthodes de perméances trouvent leur intérêt dans la modélisation des machines électriques lorsqu'on souhaite tenir compte de la saturation du circuit magnétique tout en ayant un nombre de variables raisonnable. Il est donc intéressant de développer un modèle de réductance pour la machine à

courant continu servant de démarreur pour l'application Stop & Start, qui prend en compte la forte saturation.

2.1. Réduction et équivalence des modèles

Lors de la modélisation des machines électriques par la méthode de réseau de réductances, on définit le modèle le plus réduit en s'appuyant sur les symétries géométriques et magnétiques. Cette situation est souvent rencontrée dans les machines synchrones à aimant permanents ou à réductance variable. Dans le cas des machines à rotor encoché telle que les machines asynchrones ou les machines à courant continu, le nombre d'encoches par paire de pôles est souvent impair, dans l'objectif de réduire les ondulations de couple. La symétrie géométrique est donc rompue.

Des plus dans les machines à courant continu, il existe plusieurs types de bobinage au rotor, tels que le bobinage ondulé ou imbriqué, imposant parfois un nombre impair d'encoches au rotor. En effet, la machine étudiée dispose d'un bobinage type ondulé simple, qui impose un nombre impair d'encoches au rotor et donc deux voies d'enroulement. Dans la machine étudiée, le stator est constitué de 4 pôles et le rotor de 19 encoches.

Pour pouvoir modéliser la machine avec un modèle de réductances, il est préférable d'approcher le rotor à nombre d'encoches impair à un rotor à nombre d'encoches pair permettant de réduire la taille du réseau de réductances pour la modélisation de la machine grâce aux conditions de symétrie. Il a donc été choisi de comparer des rotors à nombre d'encoches voisin de 19, tout en affectant un courant maximal dans chaque encoche au rotor équivalent à celui de 19 encoches telle que les ampères tours au rotor soit conservés (voir équation (1)).

$$I_n \max = \frac{19}{N_e} I_{19} \max \quad (1)$$

où: N_e est le nombre d'encoches au rotor.

Les valeurs de N_e choisies sont 18 et 20. Pour comparer les trois rotors, nous avons considéré que chaque spire est alimentée par un courant qui varie selon la position du rotor comme le montre la Figure 1. La période de commutation est conservée pour les trois rotors à la valeur correspondant à la machine à 19 encoches aux autres rotors, car l'on souhaite modéliser une machine équivalente en termes de couple et de saturation tout en retrouvant un couple proche de la machine à 19 encoches. Pour comparer les différentes formes d'onde de couple, le calcul a été fait par éléments finis en 2D sur la période la plus longue des trois machines considérées ($\tau_{ond}=18^\circ$) qui vaut :

$$\tau_{ond} = \frac{2\pi}{PPMC(N_s, N_e)} \quad (2)$$

où:

N_s =le nombre de pôles au stator.

PPMC=le plus petit multiple commun.

A partir de la Figure 2, nous constatons que le couple moyen du rotor à 20 encoches est supérieur de 4,7% par rapport au couple de la machine à 19 encoches, tandis que le couple moyen de la machine à 18 encoches est inférieur de 16,5%.

La Figure 2 illustre le couple instantané de la machine à 20 encoches qui présente une ondulation élevée, ce résultat est prévisible. L'ondulation de couple est caractérisée par un harmonique fondamental lié à la denture rotorique. L'élimination du premier harmonique permet d'estimer le couple moyen. Une symétrie des lignes de champ et de la géométrie est vérifiée pour notre machine, les harmoniques de rangs pairs sont donc éliminés. Ainsi, on calcule le couple en deux positions décalées d'une demi-période et on déduit le couple par l'équation (3). Cette démarche nécessite d'établir deux modèles de réductances pour deux positions différentes du rotor comme le montre la Figure 3.

$$\Gamma_m = \frac{\Gamma(\theta_0) + \Gamma(\theta_0 + \tau_{ond} / 2)}{2} \quad (3)$$

où τ_{ond} est la période d'ondulations.

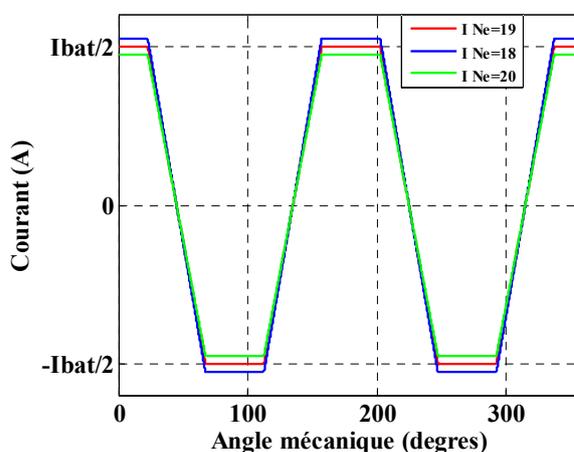


Figure 1: Représentation temporelle du courant dans une spire pour différents rotors à même durée de commutation correspondante à $N_e = 19$

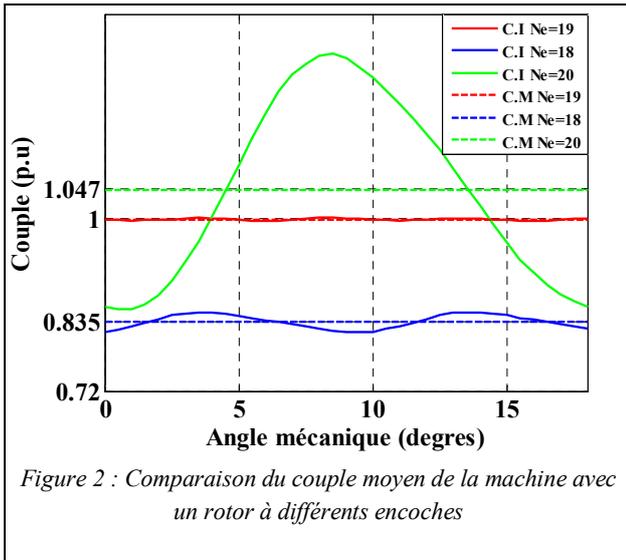


Figure 2 : Comparaison du couple moyen de la machine avec un rotor à différents encoches

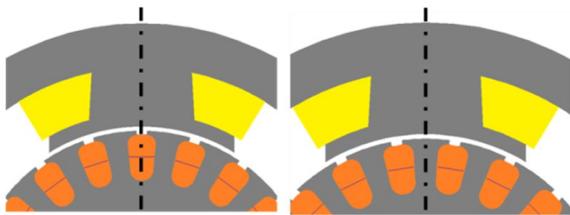


Figure 3 : Vue du rotor en deux positions décalées d'une demi-période

2.2. Topologie du modèle de réductances

Classiquement, le calcul des réductances et des perméances est basé sur l'hypothèse que chaque tube de flux a une perméabilité constante par morceaux et dépendante du flux selon les deux expressions :

$$R(\varphi) = \int \frac{l}{\mu_0 \mu_r(\varphi) S} dl \tag{4}$$

$$P(\varphi) = \int \frac{\mu_0 \mu_r(\varphi) S}{l} dS \tag{5}$$

La différence de potentiel magnétique aux bornes de chaque réductance est calculée par :

$$F(\varphi) = R(\varphi)\varphi \tag{6}$$

Dans les démarreurs, la machine à courant continu utilisée doit fournir un couple plus important au démarrage lorsque le moteur thermique est froid. Dans ces conditions, le courant de démarrage est très élevé et crée un niveau de saturation des pièces ferromagnétiques de l'ordre de 2 T. Cette forte saturation augmente le taux de fuites. Il est donc nécessaire de bien prendre en compte les fuites dans ce modèle. Sur les figures 4 et 5, les réductances en bleu modélisent les fuites respectivement au stator et au rotor.

Les sources d'ampères tours au stator illustrées dans la Figure 4 sont calculées à partir d'un contour permettant d'appliquer le théorème d'ampère. La force magnétomotrice statorique est la somme des courants enlacés. Concernant les sources d'ampères tours au rotor comme illustré dans la Figure 5, elles représentent le courant total dans chaque encoche.

La complexité de la saturation de la machine est liée à l'inhomogénéité de la saturation des parties ferromagnétiques. Comme on doit considérer une homogénéité des tubes de flux pour pouvoir utiliser les expressions de réductances précédemment citées, il est nécessaire de discrétiser en plusieurs éléments les parties ferromagnétiques qui subissent une variation d'induction importante. Cette situation est particulièrement présente dans l'isthme de la pièce polaire statorique, comme on peut le voir dans la Figure 6. Dans la Figure 7, on remarque que la discrétisation de l'isthme liée à la saturation impose une discrétisation de l'entrefer adaptée. Cette figure illustre le principe de la variation de la connexion de l'entrefer entre les deux positions décalées du rotor, tel que décrit dans la section 2.1.

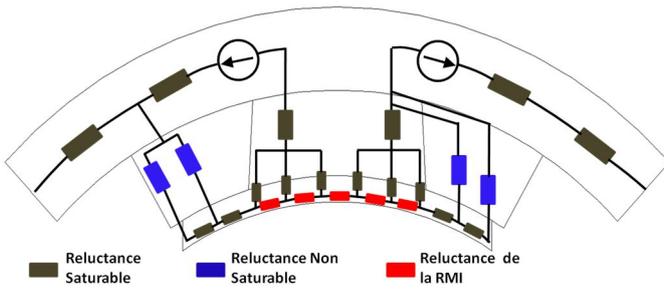


Figure 4 : Modèle de réductance du pôle statorique, avec prise en compte de la réaction magnétique d'induit et des fuites statoriques

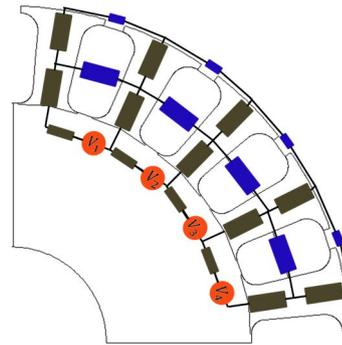


Figure 5 : Modèle de réductance du rotor avec prise en compte des courants à l'induit et des fuites inter-encoches

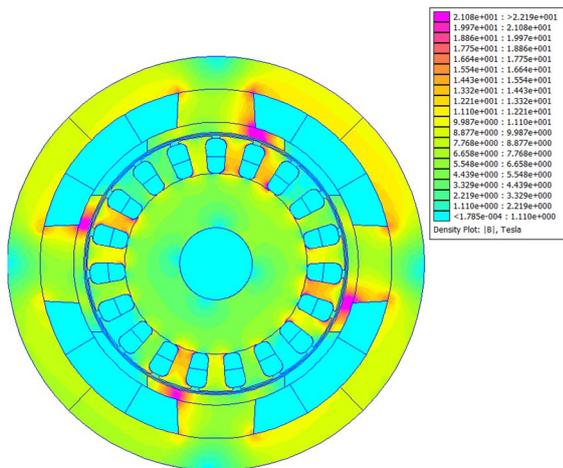


Figure 6 : Etat de saturation de la machine à fort courant

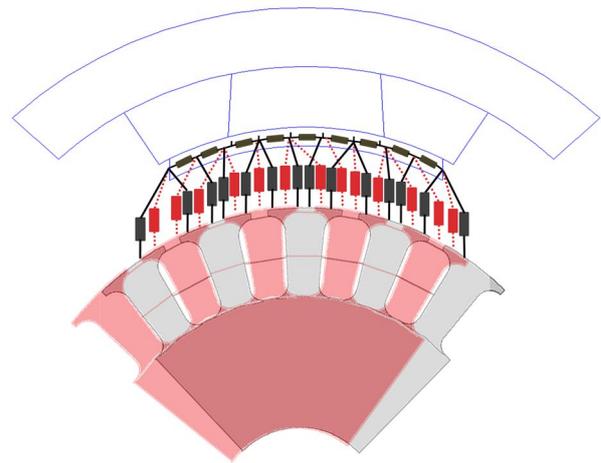


Figure 7 : Connexions de l'entrefer en deux positions du rotor

La machine à courant continu se distingue des autres machines par la présence d'une forte réaction magnétique d'induit. Les ampères tours de l'inducteur créent un flux dans l'axe du pôle statorique (Figure 8a). A l'inverse, les ampères tours de l'induit produisent un champ se rebouclant par le pôle (Figure 8b). Le flux résultant est alors décalé, dû à la réaction magnétique d'induit (Figure 8c).

Le phénomène de saturation vu précédemment, ajouté au phénomène de la réaction magnétique d'induit nécessite de discrétiser finement l'isthme de la pièce polaire de la machine, comme illustré dans la Figure 4, la discrétisation de la pièce polaire permet d'être précis en termes de saturation en modélisant le flux radial par des réductances dans le sens du passage du flux principal (Figure 8a), ces réductances seront liées par des réductances tangentielle modélisant le passage du flux dans l'isthme lors de l'alimentation de l'induit comme le montre la Figure 8b.

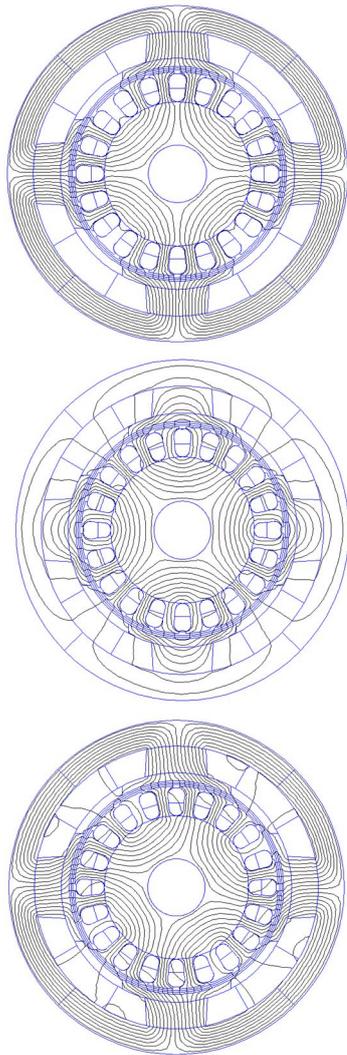


Figure 8: Lignes de champ (a) du à l'alimentation du stator, (b) du à l'alimentation du rotor, (c) résultant de l'alimentation du stator et du rotor

La Figure 9, présente le réseau de réductance global dans lequel les réductances en bleu, correspondent aux parties non saturables (fuites et entrefer) et les réductances grises, désignent les réductances des parties saturées (parties ferromagnétiques).

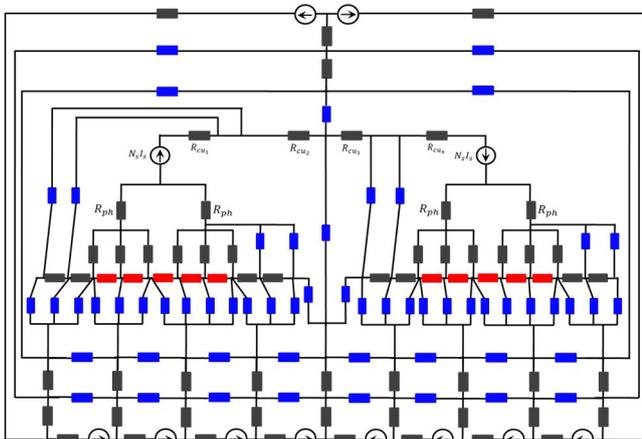


Figure 9: Réseau de réductance autour de la position $\theta=0$ de la moitié de la machine à courant continu $N_e=20$

2.3. Résolution non linéaire

Pour mise en œuvre du modèle de réductances en régime saturé, nous considérons l'équation non linéaire (7) de la circulation du flux à travers les différentes branches.

$$[R(\varphi)][\varphi]=[F(\varphi)] \quad (7)$$

où :

$[R(\varphi)]$ représente la matrice des réductances de chaque branche,

$[\varphi]$ la matrice des flux

$[F(\varphi)]$ la matrice des différences de potentiel magnétique équivalente.

La résolution de cette équation repose sur la méthode de réduction de Kron qui est explicitée dans [5]. La méthode de point fixe avec un coefficient de relaxation λ adapté a été utilisée, permettant ainsi d'accélérer la convergence. Cette méthode a été choisie pour sa robustesse à converger dans la mesure où elle ne dépend pas du point initial. Le critère de convergence entre deux itérations est directement lié aux courbes B(H) des différents matériaux. L'erreur relative entre deux valeurs successives des perméabilités est limitée à 1%. Ces étapes sont résumées dans l'organigramme présenté sur la Figure 10.

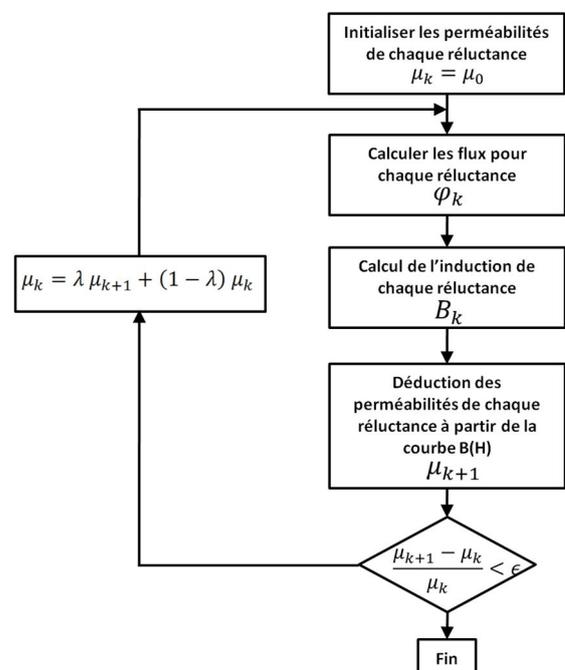


Figure 10 : Organigramme de résolution du modèle de réductance avec prise en compte de la saturation

2.4. Energies et Couple

La coénergie est calculée dans chaque branche du modèle en utilisant la définition en non linéaire. La

coénergie totale du système est la somme des coénergies dans les différentes branches.

$$\tilde{W}(\theta, I) = \sum_{i=0}^p \int_0^{F_i(I)} \varphi_i(\theta, F) dF = \sum_{i=0}^p \int_0^{F_i(I)} P_i(\theta, F) F dF \quad (8)$$

Où φ_i et F_i sont respectivement le flux et la différence de potentiel magnétique correspondant à la i ème réductance. Le couple est obtenu par dérivation de la coénergie par rapport à la position du rotor :

$$\Gamma(\theta, I) = \frac{\partial}{\partial \theta} \sum_{i=0}^p \int_0^{F_i(I)} P_i(\theta, F) F dF \quad (9)$$

Cette formulation est utilisée pour les valeurs $\Gamma(\theta_0, I)$ et $\Gamma(\theta_0 + \tau_{ond} / 2, I)$ du couple correspondant aux deux positions du rotor, citées dans l'équation (3). Le couple moyen est obtenu en moyennant les deux valeurs.

3. Validation du modèle

La validité du modèle a été vérifiée pour un jeu de paramètres géométriques connus de la machine, le couple moyen résultant des deux modèles a été calculé pour différentes valeurs de courants et comparé au résultat par EF 2.5D, [3]. La machine à courant continu étudiée est de type série, son couple évolue proportionnellement au carré du courant en linéaire. Lorsque la machine est fortement saturée, l'allure quadratique du couple est perdue et la caractéristique du couple évolue presque linéairement avec le courant, comme l'illustre la Figure 11. Une bonne concordance des résultats est observée pour une large plage de variation du courant. Les plus grandes valeurs de courant correspondent à un niveau de saturation très élevé supérieur à 2T (voir Figure 12).

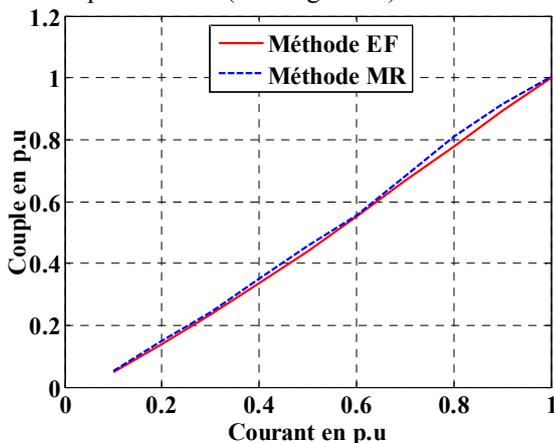


Figure 11 : Couple moyen résultant des deux modèles analytiques pour différents niveaux de saturations et comparés aux éléments finis 2.5D

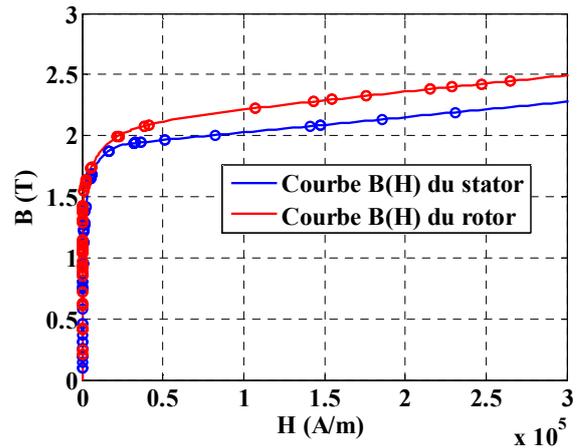


Figure 12: Courbes B(H) du stator et du rotor, en superposition avec les valeurs de l'induction des réductances du modèle.

Le modèle est construit pour pouvoir dimensionner la machine en utilisant un algorithme d'optimisation, il a été décidé, de valider le modèle pour plusieurs paramètres géométriques sur un échantillon de 1000 machines. De ce fait la validation du modèle est faite d'une manière statistique basée sur des machines générées aléatoirement, chaque paramètre apparaissant dans la Figure 12, varie dans un domaine limité (Tableau 1):

Tableau 1: Domaine de variation des paramètres de la machine

Paramètres variables	Domaine de variation
$R_{rotor}(mm)$	[22,5 ... 27,5]
$x_{noyau}(\%)$	[15 ... 40]
$l_{encoche}(mm)$	[6 ... 11]
$x_{enc}(\%)$	[75 ... 96]
$E_{ppolaire}(mm)$	[5,5 ... 10]
$E_{pculasse}(mm)$	[3 ... 13]
$L_z(mm)$	[20 ... 45]

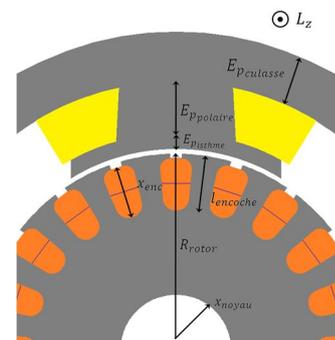


Figure 12: Paramètres variables pour la validation statistique du modèle de réductance

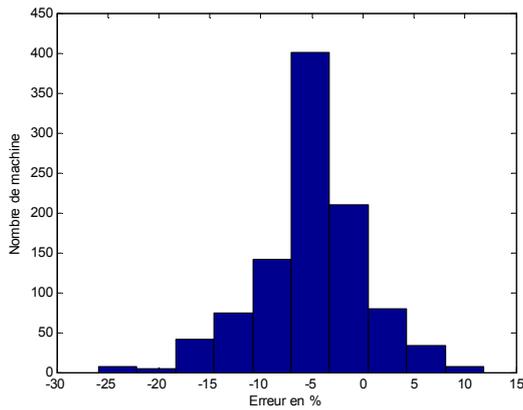


Figure 13: Comparaison statistique sur 1000 machine entre MR et EF 2.5D

La validation statistique sur 1000 machines pour le courant maximal, donne les résultats présentés dans la Figure 13, l'erreur relative sur le couple moyen entre le modèle analytique et le modèle par EF ne dépasse pas 5% pour plus de 600 machines. Les quelques cas où l'erreur relative est supérieure à 10% correspondent à des géométries extrêmes qui seraient très difficilement réalisables.

Le Tableau 2 montre une comparaison du temps de calcul entre les deux modèles ainsi que le nombre de nœuds relatif. Les calculs sont menés avec un ordinateur muni d'un processeur Intel Xeon E5-2609 d'une fréquence de 2.4 GHz. Bien que le nombre de

nœuds pour un modèle réductant soit relativement important, le temps d'exécution est largement plus rapide.

Tableau 2: Comparaison du temps de calcul entre le modèle de réductance et le modèle éléments finis

Les différents Modèles	Modèle Réductant	Modèle EF 2.5D
Nombre de Nœuds	59	37500
Temps de calcul	3,6 s	112 s

4. Association du modèle à un algorithme d'optimisation

Le modèle établi précédemment est suffisamment rapide et précis pour être implanté dans une routine d'optimisation standard. A titre d'exemple nous proposons de maximiser le couple moyen de la machine tout en respectant les contraintes de volume et de densité de courant au rotor.

Un algorithme classique de type PSO est utilisé avec 20 particules en mouvement pendant 50 itérations. Les contraintes sont prises en compte par une méthode de pénalité. Le problème d'optimisation traité est formulé ci-dessous :

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{\mathbf{x} \in D} \Gamma(\mathbf{x}) \\ \text{avec } \mathbf{x} = (L_z, R_{\text{rotor}}, x_{\text{noyau}}, l_{\text{encoche}}, x_{\text{enc}}, E_{\text{pisthne}}, E_{\text{ppolaire}}, E_{\text{pculasse}}) \\ \text{soumis à :} \\ \begin{cases} V_{\text{ext}}(\mathbf{x}) \leq V_{\text{ref}} \\ J_{\text{rotor}}(\mathbf{x}) = J_{\text{ref}} \end{cases} \end{array} \right.$$

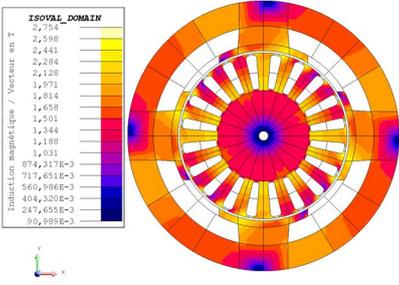
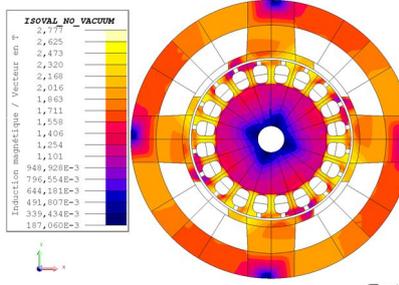
où V_{ref} et J_{ref} sont respectivement le volume de la machine et la densité de courant du rotor. Les paramètres géométriques compris dans \mathbf{x} sont représentés dans la Figure 12.

Cette approche consiste à effectuer une optimisation de la machine dans un temps limité. Par conséquent, l'utilisation d'un modèle analytique rapide est appropriée, car il permet un plus grand nombre d'évaluations de la fonction objectif. Lorsque nous considérons 2h comme un temps raisonnable. Le modèle de réductance et le modèle par EF ont été implantés séparément dans le même processus d'optimisation. La comparaison à temps de calcul

équivalent entre les deux modèles est résumée dans le Tableau 3.

Un optimum global possible est obtenu après 1000 évaluations avec le modèle de réductance. Le résultat d'optimisation donné par le modèle de réductance est vérifié par éléments finis. La solution finale (machine) répond à toutes les contraintes. Pour le second cas où le modèle EF est utilisé, il est même difficile de parler d'optimisation. En effet, le temps de calcul du modèle étant important, il limite le processus à 2 itérations. Dans ce cas le comportement de l'algorithme se rapproche plus d'une recherche stochastique pure, et les résultats obtenus sont peu pertinents.

Tableau 3 : Comparaison des résultats de l'optimisation fait par le modèle de réluctance et par le modèle EF

	MR	EF
Γ_m (p.u)	1,17 (par MR)	0,61
	1,07 (par EF)	
Temps de calcul	$\approx 2h$	$\approx 2h$
Nombre d'évaluations	1000	40
Machines optimisés		

Même si cette étude ne permet pas de comparer en profondeur les deux modèles, elle démontre néanmoins l'utilité d'utiliser un modèle de réluctances tel que celui développé.

5. Conclusion

Dans cet article nous avons développé un modèle de réluctance d'une machine à courant continu prenant en compte l'effet de la réaction magnétique de l'induit. Cet effet étant très accentué dans les machines à courant continu à excitation série et particulièrement dans les démarreurs renforcés pour les systèmes micro hybrides. Ce modèle est validé par EF pour une géométrie donnée dans toute la plage de fonctionnement, et par une étude statistique sur 1000 machines aléatoires. Ce modèle est avantageux par son temps de calcul suffisamment rapide lui permettant d'être associé à un problème d'optimisation.

6. Références

- [1] Andreux, R.; Fontchastagner, J.; Takorabet, N.; Labbe, N.; Metral, J.-S., "Magnetic field-electric circuit coupled method for brush DC motor simulations," *Electrical Machines (ICEM), 2012 XXth International Conference on*, vol., no., pp.2683,2688, 2-5 Sept. 2012
- [2] Vauquelin, A., Vilain, J.-P., Vivier, S., Labbe, N., Dupeux, B., "A new modelling of DC machines taking into account commutation effects," *Electrical Machines, 2008. ICEM 2008. 18th International Conference on*, vol., no., pp.1,6, 6-9 Sept. 2008
- [3] Andreux, R., Fontchastagner, J., Takorabet, N., Labbe, N., "A Fast Finite Element Model Taking Into Account 3-D Effects for the Optimal Design of Micro-Hybrid Starters," *Magnetics, IEEE Transactions on*, vol.50, no.5, pp.1,8, May 2014.
- [4] Ackva, A.; Ombach, G.; Junak, J., "Numerical coupled analysis of DC motors including saturation and

commutation effects," *Power Electronics and Applications, 2005 European Conference on*, vol., no., pp.6 pp.,P.6, 0-0 0

- [5] Hoa Nguyen-Xuan, Dogan, H., Perez, S., Gerbaud, L., Garbuiro, L., Wurtz, F., "Efficient Reluctance Network Formulation for Electrical Machine Design Using Optimization," *Magnetics, IEEE Transactions on*, vol.50, no.2, pp.869,872, Feb. 2014

- [6] Raminosoa, T., Rasoanarivo, I., Meibody-Tabar, F., Sargos, Francois-Michel, "Time-Stepping Simulation of Synchronous Reluctance Motors Using a Nonlinear Reluctance Network Method," *Magnetics, IEEE Transactions on*, vol.44, no.12, pp.4618,4625, Dec. 2008

- [7] Hage Hassan, M.; Krebs, G.; Marchand, C., "A simplified time stepping nonlinear mesh based reluctance network for machine design," *Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), 2013 IEEE International*, vol., no., pp.879,884, 12-15 May 2013.

Nom :
Prénom :
Etab. :
@ :

À partir de 1993, des journées de formation ont été montées à l'initiative de la Revue 3EI.
Sous le nom de **Journées 3EI** « Enseignement de l'Électrotechnique et de l'Électronique Industrielle », elles ont permis d'aborder les thèmes suivants :

- 3EI'2003 - Éclairage et induction,
- 3EI'99 - Contrôle et commande des systèmes électrotechniques,
- 3EI'97 - Les convertisseurs statiques,
- 3EI'95 - La machine synchrone,
- 3EI'93 - La machine asynchrone.

Le comité de rédaction de la Revue 3EI sous la présidence de Franck Le Gall **souhaite reconduire** une journée destinée à aider les enseignants tant du prébac que du secondaire dans l'élaboration de leurs actions pédagogiques. Pour commencer, cette journée se déroulerait dans la région parisienne. Pour cela, répondre au questionnaire ci-dessous nous permettra de voir si nous nous lançons dans une telle organisation et de mieux préparer cette journée afin de mieux répondre au besoin.

Participeriez-vous à une telle formation sur la région parisienne ? OUI : NON :

La durée serait d'une journée, quelle période de l'année vous semble la plus appropriée ? Janvier ?

Juin-juillet ?

Autre :

Thèmes souhaités

En STI2D : en BTS : en Prépa TSI : autre :

↳ Exemple d'activité en STI2D en enseignement Transversal et/ou Spécialité OUI : NON :

↳ Session poster (un enseignant volontaire dispose d'un présentoir sur lequel il expose une de ses activités et répond aux questions des participants)

. Êtes-vous intéressé d'avoir une telle présentation OUI : NON :

Seriez-vous volontaire pour présenter une de vos activités OUI : NON :

↳ Indiquer des thèmes que vous aimeriez voir aborder lors de cette journée :

Thèmes industriel

Nous aimerions que des industriels présentent une activité, qui pourrait être reprise par les enseignants dans leurs actions pédagogiques.

↳ Selon vous quel secteur ou industriel souhaiteriez vous entendre ?

↳ Avez-vous des contacts dans l'industrie susceptible de venir faire une telle présentation ?

Nom : Email :

Entreprise+adresse :

Retourner ce document à :

