Dimensionnement multi-objectif d'une association batterie – supercondensateur pour une application photovoltaïque

Jérémy Dulout, Bruno Jammes, Lionel Séguier, Corinne Alonso

▶ **To cite this version:**

Jérémy Dulout, Bruno Jammes, Lionel Séguier, Corinne Alonso. Dimensionnement multi-objectif d'une association batterie – supercondensateur pour une application photovoltaïque. Journées Nationales du Réseau Doctoral en Micro-nanoélectronique (JNRDM), May 2016, Toulouse, France. hal-01316502

HAL Id: hal-01316502
https://hal.science/hal-01316502

Submitted on 17 May 2016

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

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

Dimensionnement multi-objectif d'une association batterie – supercondensateur pour une application photovoltaïque

Jérémy Dulout, Bruno Jammes, Lionel Séguier, Corinne Alonso
LAAS-CNRS, Université de Toulouse, CNRS, UPS,
7 avenue du colonel Roche,
F-31400 Toulouse, France

E-mail : jeremy.dulout@laas.fr

Résumé

Les énergies renouvelables comme le solaire photovoltaïque (PV) et l'éolien présentent une production intermittente et difficile à prédire précisément. Le stockage de l'énergie permet, a priori, d'assurer à chaque instant l'équilibre entre production et demande, condition nécessaire au bon fonctionnement de tout réseau électrique. Cependant, bien que les éléments de stockage électrochimique (ESE) soient adaptés pour remplir ce rôle, leur coût étant important, il est nécessaire de trouver un compromis entre conditions d'utilisation, performances et capacité de stockage d'énergie. Ce papier présente une méthodologie d'association d'ESE qui peuvent être plutôt destinés à fournir de l'« énergie » (ESE ayant une grande énergie spécifique exprimée en Wh/kg) comme des batteries au plomb-acide, lithium-ion, Ni-MH avec d'autres ESE de type « puissance » comme des supercondensateurs (SC) ou des batteries lithium-ion dédiées. Une modélisation de type circuit électrique avec prise en compte du vieillissement des ESE est développée et validée par quelques résultats expérimentaux. Trois critères ont ensuite été retenus pour évaluer le caractère optimal du dimensionnement de l'unité de stockage hybride.

Mots clés : Batterie au plomb-acide, élément de stockage électrochimique (ESE), méthode de dimensionnement optimal, modélisation, photovoltaïque (PV), supercondensateur (SC).

1. Introduction

La gestion des flux de production et de consommation d'énergie dans un contexte de décarbonisation de l'économie est un enjeu majeur du XXIème siècle [1]. Le développement de sources d'énergie décentralisées, que sont les énergies renouvelables, présente de nombreux atouts comme la réduction des pertes en ligne sur les réseaux de distribution d'électricité et l'électrification de sites isolés. En contrepartie, la gestion du réseau devient plus complexe avec l'ajout de nouvelles contraintes liées au caractère intermittent de ces sources.

L'idée est donc de stocker l'énergie pour garantir la satisfaction de la demande à chaque instant mais aussi pour éviter d'éventuelles surtensions en cas de surproduction d'énergie. Aujourd'hui, un large éventail de technologies de stockage d'énergie est utilisé [2]. Pour des raisons économiques, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) représentent actuellement au moins 95% des capacités mondiales de stockage, bien loin devant le stockage d'énergie thermique et électrochimique. Malgré le coût et les soucis de recyclage, le stockage électrochimique présente plusieurs atouts avec une puissance spécifique (W/kg) et une énergie spécifique (Wh/kg) élevées ainsi qu'une grande modularité qui le rend adaptable à une large gamme d'applications. Il permet notamment l'alimentation de réseaux de capteurs intelligents, de véhicules électriques et même de micro-réseaux électriques à l'échelle d'un bâtiment ou d'un quartier [3].

Le dimensionnement du stockage de l'énergie pour les systèmes isolés est encore du domaine de la recherche étant donnée sa complexité en termes de modélisation et d'optimisation [4-5]. Le stockage d'énergie devient actuellement intéressant dans une problématique connectée ou faiblement connectée réseau pour résoudre le problème d'intermittence des énergies renouvelables [6]. Dans cette étude, nous montrons comment dimensionner et choisir des éléments de stockage électrochimique (ESE) afin de les intégrer dans un micro-réseau non isolé photovoltaïque d'une puissance de 100kWc. Nous utilisons les données provenant du bâtiment Georges Girald (plateforme ADREAM) situé sur le site du LAAS-CNRS à Toulouse. Nous avons délibérément opté pour le dimensionnement d'une unité de stockage hybride couplant des batteries plomb-acide qualité solaire avec des supercondensateurs (SC) afin d'assurer le meilleur compromis entre performances du stockage d'énergie, du système PV et coût du stockage

d'énergie. Cette étude fait suite aux premiers résultats obtenus à puissance réduite [7].

Dans une première partie, le modèle de l'unité de stockage d'énergie (USE) est présenté. Ensuite, la stratégie de gestion du micro-réseau ainsi que les critères utilisés pour dimensionner le stockage sont expliqués. Enfin, l'algorithme de dimensionnement est étudié. Pour finir, les résultats obtenus seront discutés.

2. Modélisation de l'USE

L'USE hybride est composée de plusieurs modules de stockage d'énergie connectés ensembles sur un même bus de tension DC ou AC. Chaque module de stockage est lui-même constitué d'une association en série et parallèle d'ESE d'une unique technologie, comme représenté en figure 1.

Pour modéliser les ESE, nous avons fait le choix d'utiliser des batteries ayant de relativement faibles tensions et capacités pour que les puissances nécessaires à leur charge et décharge ne soient pas trop grandes. L'hypothèse derrière ce choix étant que le comportement de telles batteries est représentatif de celui de batteries de même technologie avec une tension et une capacité plus importantes. Des batteries au plomb-acide VRLA 6V de marque Yuasa de capacité 1,2Ah ont donc été évaluées. Pour les SC, des modules de 16V de marque Maxwell de capacité 500F, utilisables pour des projets de quelques kW, ont été expérimentés.

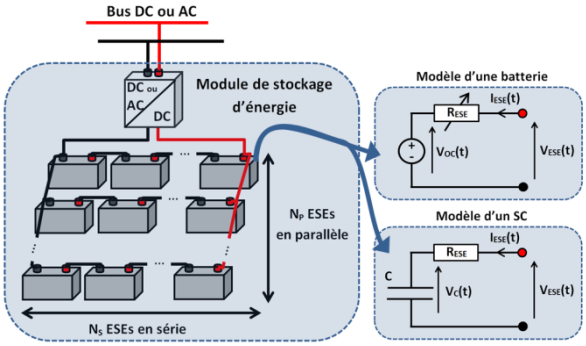

Figure 1. Représentation de l'unité de stockage

Notre stratégie de modélisation est de définir des modèles utilisant peu de paramètres identifiables à partir de données constructeurs ou de quelques cycles de charge-décharge.

2.1. Comportement électrique

En considérant que la température ambiante est régulée, une batterie de type plomb-acide ou lithium-ion peut être modélisée, en première approximation, par une source de tension en série avec une résistance [8].

La tension aux bornes de l'ESE, notée $V_{ESE}(t)$, s'écrit alors :

$$V_{ESE}(t) = V_{OC}(t) + R_{ESE}\, I_{ESE}(t) \qquad \text{Eq. 1a}$$

avec $V_{OC}(t)$ la tension de circuit ouvert aussi appelée tension d'abandon, R_{ESE} la résistance interne de la batterie qui dépend du courant $I_{ESE}(t)$ ($I_{ESE}(t) > 0$ lors de la charge de l'ESE et $I_{ESE}(t) < 0$ lors de la décharge).

Il existe une relation entre la tension à l'abandon et l'état de charge de l'ESE noté SoC (*State of charge*). Pour montrer cette relation, les mesures de V_{OC} nécessitent des phases de repos, de plusieurs heures pour les batteries au plomb-acide, afin d'atteindre une tension à l'équilibre. Cette relation est illustrée en figure 2 avec l'exemple d'essais menés sur une batterie au plomb Yuasa. Les résultats obtenus sont comparables à ceux indiqués dans l'ouvrage de Linden pour décrire le comportement des batteries au plomb VRLA [9].

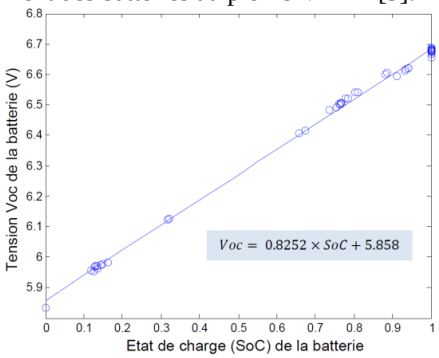

Figure 2. Voc en fonction du SoC d'une batterie Pb

De façon similaire, un SC peut être modélisé par l'association d'un condensateur en série avec une résistance. Dans ce cas, la tension aux bornes de l'ESE s'écrit :

$$V_{ESE}(t) = V_C(t) + R_{ESE}\, I_{ESE}(t) \qquad \text{Eq. 1b}$$

avec $V_C(t)$ la tension aux bornes du condensateur.

Pour définir l'état de charge à chaque instant d'un ESE, il est nécessaire de définir le terme de capacité, noté ici $C_{ESE}(t)$, qui peut s'écrire de la manière suivante:

$$C_{ESE}(t) = C_{ESE}(t_0) + \int_{t_0}^{t} I_{ESE}\, dt \qquad \text{Eq. 2}$$

avec $C_{ESE}(t_0)$ la capacité initiale de l'ESE (en Ah).

Il est important de noter que la capacité des ESE électrochimiques, notamment celle d'une batterie au plomb, dépend des conditions d'utilisation (température, régimes de charge et décharge…). Arnaud Delaille dans sa thèse [10] a par exemple développé un modèle de batterie au plomb avec des coefficients d'équivalence pour tenir compte des changements de capacité selon les conditions d'utilisation. Ce modèle fut validé avec des régimes de charge et décharge constants. Nous étudions actuellement l'impact de régimes variables de charge/décharge sur la capacité des ESE. Ce point ne sera pas discuté dans cet article car il s'agit avant tout de présenter une méthodologie de dimensionnement de stockage avec des modèles d'ESE pouvant être modifiés ultérieurement par l'utilisateur selon ses besoins de précision.

Finalement, l'état de charge de l'ESE, noté $SoC_{ESE}(t)$, est donné par la relation suivante :

$$SoC_{ESE}(t) = \frac{C_{ESE}(t)}{C_{Ref_ESE}(t)} \qquad \text{Eq. 3}$$

avec $C_{Ref_ESE}(t)$ la capacité de référence de l'ESE exprimée en Ah qui décroît avec le vieillissement de l'ESE. La relation entre le vieillissement et la capacité de l'ESE est exprimée dans le paragraphe 2.2.

Les modèles d'ESE ont été validés expérimentalement, la figure 3 présente le modèle de la batterie au plomb pour différents régimes de décharge notés I_C, avec C la capacité nominale de la batterie indiquée par le fabricant

(1,2Ah dans notre cas). Comme expliqué dans la partie 2.3, la batterie au plomb sera utilisée pour des SoC allant de 50% à 100%. Sur cette plage de fonctionnement l'erreur relative du modèle est au maximum de 6%.

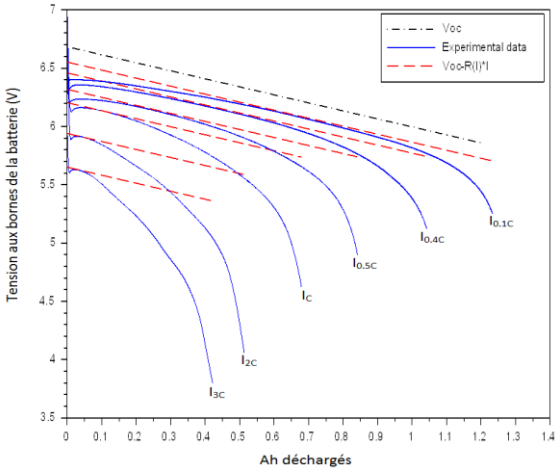

Figure 3. Décharge d'une batterie au plomb pour différents régimes de courant

La figure 3 montre de façon évidente que la valeur de la résistance de la batterie au plomb dépend du régime de décharge. Ainsi pour des régimes de décharge allant de 0,1C à 3C, une relation polynomiale permet de décrire la valeur de la résistance en fonction du régime de courant, comme représenté en figure 4.

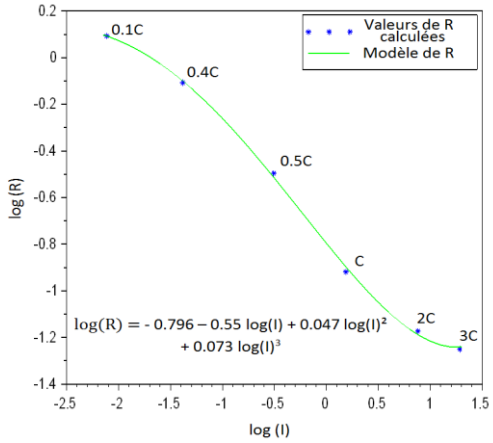

Figure 4. Relation entre le courant de décharge et la résistance interne d'une batterie au plomb

Concernant le modèle de SC, la résistance a un effet négligeable sur la tension aux bornes d'un SC car les tracés de différentes charges effectuées pour des courants allant de 1A à 10A sont superposés, figure 5.

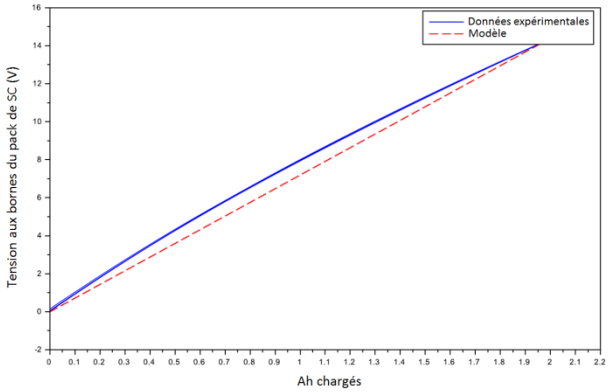

Figure 5. Charge du pack de SC pour différents courants allant de 1A à 10A

Comme pour les batteries, les SC sont utilisés sur une plage réduite de SoC (voir explications au paragraphe 2.3). Ainsi, pour des SoC allant de 25% à 100%, l'erreur relative du modèle de SC est inférieure à 9%.

Un autre phénomène appelé autodécharge est à prendre en compte car lorsque l'ESE est au repos, des réactions parasites entrainent une perte de capacité disponible. Cette diminution de capacité disponible a été évaluée expérimentalement et dépend de l'état de charge de l'ESE. En effet, plus le SoC est grand, plus le phénomène d'autodécharge sera important. Compte tenu de la précision souhaitée du modèle, nous considérerons simplement une autodécharge identique quel que soit le SoC de l'ESE, à savoir 2% par mois pour la batterie Yuasa et 1% par jour pour le pack de SCs Maxwell.

2.2. Vieillissement de l'ESE

Un ESE est dit en fin de vie lorsque sa capacité de référence vaut 80% de sa capacité initiale. Plusieurs méthodes sont présentées dans le rapport RISO [11] et dans l'étude [12] pour estimer le vieillissement d'un ESE.

La méthode qui a retenu notre attention consiste à considérer qu'un ESE peut échanger un nombre constant d'ampère-heures (Ah) ou de watt-heures (Wh) tout au long de sa vie (quantité à déterminer à partir du nombre de cycles estimés réalisables pour une profondeur de décharge donnée, ceci est indiqué dans les documentations de fabricants). Il suffit ensuite de mesurer les Ah ou Wh échangés. Cette méthode est désignée par le terme « Ah throughput ».

2.3. Contraintes d'utilisation de l'ESE

Pour assurer le bon fonctionnement des ESE, il faut imposer certaines limites de fonctionnement:

$$P_{Dch} < P_{ESE}(t) < P_{Ch} \qquad \text{Eq. 4}$$

avec $P_{Dch} < 0$ le régime maximal de décharge et $P_{Ch} > 0$ le régime maximal de charge.

$$SoC_{min} < SoC_{ESE}(t) < SoC_{max} \qquad \text{Eq. 5}$$

avec SoC_{min} et SoC_{max} les états de charge minimum et maximum de l'ESE.

Il est ainsi préférable de faire cycler une batterie au plomb-acide en évitant des profondeurs de décharge supérieures à 80% pour éviter tout vieillissement prématuré [9]. Par ailleurs, afin de bénéficier de la meilleure efficacité de la batterie, il est préférable de l'utiliser pour des états de charges compris entre 30% et 70% (tout en imposant quelques cycles dits de surcharge, au-delà de 100% de temps en temps) [9]. Pour des raisons d'énergie disponible restante, un SC est utilisé à des tensions supérieures à la moitié de sa tension nominale (ce qui correspond à un SoC allant de 25% à 100%) [13].

Une synthèse des informations utiles et disponibles dans les documentations des fabricants est effectuée dans le tableau suivant:

	Batterie Pb Yuasa	SC Maxwell
Puissance spécifique (W/kg)	NC	2700
Énergie spécifique (Wh/kg)	25 (@20Hrs)	3,2
R_{ESE} (mΩ)	60	2,1
Plage de fonctionnement (SoC)	50-100%	25-100%
Coût d'achat* (€/Wh)	4,17	37,5
Durée de vie cyclique (Nbre de cycles)	450 (à 50% DoD)	1 million
Wh échangeables max. calculés* (Wh)	3240	$2{,}67.10^7$

*en tenant compte des limites de SoC imposées.

Table 1. Comparaison des deux technologies de stockage d'énergie étudiées.

Les coûts d'opération et de maintenance (O&M) sont estimés identiques pour les deux ESE étant donné qu'ils ne nécessitent pas vraiment d'entretien. En se basant sur des contrats actuels de maintenance, nous estimons à 1000€/an le forfait d'O&M annuel des ESE.

En figure 1, le convertisseur DC/DC est considéré comme faisant partie du module de stockage. Le rendement d'un convertisseur DC/DC est non linéaire et dépend de nombreux paramètres comme les puissances d'entrée et de sortie, la température, le rapport cyclique, les pertes dans les divers composants [14]. Cette étude n'est pas abordée dans ce papier bien qu'à terme la prise en compte de ce rendement pourrait avoir un impact sur la stratégie de gestion des ESE pour fonctionner dans la plage de puissance permettant le meilleur rendement.

3. Le dimensionnement de l'USE

3.1. Cadre de l'étude

Une base de données de trois ans a été utilisée, elle contient les puissances de production PV et de consommation de la plateforme ADREAM échantillonnées à la minute. Une semaine de données est représentée en figure 6 : la production PV réelle notée P_{PV}, la consommation réelle notée P_{Conso} ainsi qu'un profil noté P_{USE} représentant la puissance nécessaire pour assurer un hypothétique équilibre entre consommation et production PV (exemple de comportement de l'USE en site isolé).

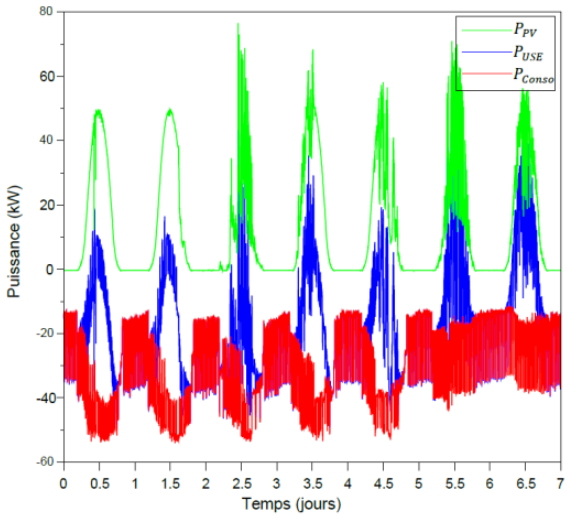

Figure 6. Données du bâtiment ADREAM - Semaine du 20 juillet 2015

3.2. Stratégie de stockage

Dans notre étude, la stratégie de stockage est de satisfaire au maximum la demande d'énergie tout en consommant et stockant le maximum de puissance produite par le PV. Pour donner un peu plus de liberté sur le dimensionnement du stockage, l'USE n'assure pas nécessairement l'équilibre du réseau à chaque instant. L'utilisateur pourra ensuite choisir, à l'aide des critères décrits dans le paragraphe 3.4, quels compromis ne sont pas acceptables pour le dimensionnement. Trois cas de figure peuvent donc se produire (surproduction, sous-production et équilibre) :

$$\begin{cases} P_{SurProd}(t) = P_{PV}(t) - P_{USE}(t) + P_{Conso}(t) > 0 \\ P_{SousProd}(t) = P_{PV}(t) - P_{USE}(t) + P_{Conso}(t) < 0 \\ P_{Equil}(t) = P_{PV}(t) - P_{USE}(t) + P_{Conso}(t) = 0 \end{cases} \quad \text{Eq. 6}$$

3.3. Stratégie hybride

Nous avons défini une stratégie de répartition des courants au sein de l'USE hybride afin de tirer parti des caractéristiques complémentaires des ESE qui la constituent. Par exemple, nous imposons des limitations sur la dynamique et sur les régimes de courant de charge et de décharge de la batterie Yuasa pour éviter un vieillissement dû à un stress causé par des courants pulsés [15] mais aussi pour faire fonctionner la batterie avec un meilleur rendement [9]. Pour les batteries au plomb-acide, la charge est limitée à un régime de C/4 tandis que la décharge est limitée à 3C (C étant la capacité nominale de la batterie).

Ainsi lorsqu'une consigne est envoyée à l'USE pour satisfaire la gestion du micro-réseau, un superviseur va calculer la consigne qu'il faut donner à l'ESE de puissance (SC dans notre étude) et également celle de l'ESE dit « d'énergie » (batteries au plomb). La consigne envoyée à l'ESE « d'énergie » est filtrée et écrêtée tandis que la consigne envoyée à l'autre ESE vaut la différence entre la consigne de l'USE et celle de l'ESE « d'énergie ».

3.4. Critères

De nombreux critères sont évoqués dans [16] pour évaluer le dimensionnement du stockage d'énergie dans un contexte de micro-réseau électrique. Ainsi, pour mesurer les performances du système PV et du stockage d'énergie, trois critères semblent pertinents :

- Le coût du stockage annuel estimé pour un temps d'exploitation de 30 ans (durée de vie supposée d'une installation PV), noté LCE (pour *levelized cost of energy*) exprimé en €/kWh.

$$LCE = \frac{\left(C_{USE} + C_{rempl}\right) C_{AC} + C_{O\&M}}{E_{Adech}} \qquad \text{Eq. 7}$$

avec C_{USE} le coût d'achat de l'USE, $C_{O\&M}$ le coût d'O&M annuel, C_{rempl} le coût de remplacement des ESE en fin de vie, E_{Adech} l'énergie annuelle déchargée et C_{AC} le coefficient d'annuité constante (aussi appelé *capital recovery factor* [17]).

$$C_{AC} = \frac{i_a(1+i_a)^x}{(1+i_a)^x - 1} = \frac{i_a}{1-(1+i_a)^{-x}} \qquad \text{Eq. 8}$$

avec i_a le taux d'actualisation (estimé à 5% pour un projet d'une durée de 30 ans d'après [18]) et x le nombre d'années.

- L'énergie PV non utilisée notée $E_{PV\bar{u}}$ qui correspond à l'énergie PV produite qui n'a été ni consommée ni stockée.

$$E_{PV\bar{u}} = \int_{t_0}^{t_0+30\ ans} P_{SurProd}\,(t)\ dt \qquad \text{Eq. 9}$$

- La fiabilité du système de fourniture d'énergie (système PV avec stockage) vis à vis de la demande qui est mesurée par un indicateur noté LPSP (pour *Loss of Power Supply Probability*).

$$LPSP = \frac{\int_{t_0}^{t_0+30\ ans} P_{SousProd}\,(t)\ dt}{\int_{t_0}^{t_0+30\ ans} P_{Conso}\,(t)\ dt} \qquad \text{Eq. 10}$$

4. Algorithme de dimensionnement

En utilisant le modèle des ESE, la stratégie de stockage ainsi que la répartition hybride des flux énergétiques au sein de l'USE, il suffit de donner une valeur de capacité à l'USE pour calculer les trois critères définis précédemment et ainsi juger de l'optimalité du dimensionnement, comme indiqué en figure 7.

Nous allons ainsi comparer itérativement des dizaines de dimensionnements avec différentes combinaisons d'ESE de capacité plus ou moins importantes (que nous avons arbitrairement choisis multiples de 5kWh).

L'horizon de simulation est de trente ans pour correspondre à la durée de vie des panneaux PV annoncée par les fabricants. Il s'agit ainsi d'analyser le comportement des ESE compte tenu de leur capacité, de la sollicitation imposée par la stratégie de stockage et des modèles décrits dans les parties précédentes.

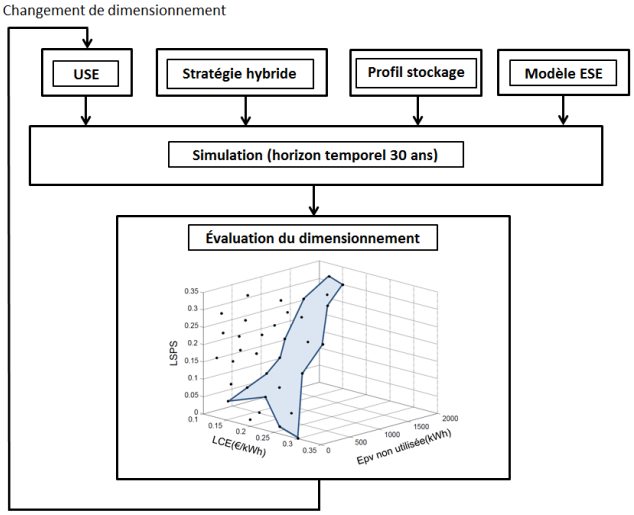

Figure 7. Algorithme de dimensionnement de l'USE

Dans une représentation 3D, les dimensionnements optimaux appartiennent à un plan dit de Pareto (surface colorée sur la figure 7). Ces dimensionnements forment le meilleur compromis possible entre les trois critères précédemment énoncés. L'utilisateur pourra ensuite faire un choix entre les différents dimensionnements optimaux en préférant par exemple les dimensionnements conduisant à un coût du stockage annuel moins important au détriment de la fiabilité du système de fourniture d'énergie.

5. Conclusion

Une méthode de dimensionnement de stockage d'énergie permettant une optimisation multi-objectif a été développée. Cette méthode est adaptable à divers ESE et peut s'appliquer à de nombreux contextes (systèmes embarqués, micro-réseaux électriques…).

Des modèles de type circuit de batteries au plomb-acide et SC ont été présentés.

Pour juger de l'optimalité des dimensionnements de l'USE, trois critères ont été utilisés dans un contexte de micro-réseau électrique non isolé. Pour d'autres applications, de nouveaux critères peuvent être plus pertinents (par exemple masse et volume pour les systèmes embarqués).

Prochainement nous quantifierons la sensibilité des différents paramètres d'entrée (modèles des ESE, stratégie de stockage…) sur les résultats obtenus par cette méthode.

Références

[1] Anne Bottard, Irénée Joassard, Valéry Morard, "L'environnement en France - Édition 2014", rapport disponible à l'adresse www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr, ISBN : 978-2-11-138802-4.

[2] Xing Luo & al., "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation", Applied Energy 137 (2015) 511-536.

[3] International Electrotechnical Commission, "IEC white paper – Electrical Energy Storage", rapport disponible à l'adresse http://www.iec.ch/whitepaper/ energystorage/, ISBN 978-2-88912-889-1.

[4] R. Dufo-López & al., "Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage", Appl. Energy, vol. 88, no. 11, pp. 4033–4041, Nov. 2011.
[5] T. Dragicevic & al., "Capacity Optimization of Renewable Energy Sources and Battery Storage in an Autonomous Telecommunication Facility", IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 5, no. 4, pp. 1367–1378, Oct. 2014.
[6] Jason Rugolo, Michael J. Aziz, "Electricity storage for intermittent renewable sources", Energy Environ. Sci., 2012, 5, 7151.
[7] J. Dulout & al., " Control and design of a hybrid energy storage system", European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe), 2015.
[8] J. B. Copetti, F. Chenlo, "Lead/acid batteries for photovoltaic applications. Test results and modelling", Journal of Power Sources, 47 (1994) 109-118.
[9] D. Linden, T.B Reddy, "Handbook of batteries", McGraw-Hill Education, Third edition, 2001, ISBN 0-07-135978-8.
[10] A. Delaille, "Développement de méthodes d'évaluation de l'état de charge et de l'état de santé des batteries utilisées dans les systèmes photovoltaïques", manuscrit de thèse, université de Paris VI, 2006.
[11] Henrik Bindner & al., "Lifetime Modelling of Lead Acid Batteries", Risø-R-1515 April 2005, ISBN 87-550-3441-1.
[12] Dirk Uwe Sauer, Heinz Wenzl, "Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems—Using lead-acid batteries as example", Journal of Power Sources 176 (2008) 534–546.
[13] Jean-Claude LASSÈGUES, "Supercondensateurs", Techniques de l'Ingénieur, réf. : D3334, 10 mai 2001.
[14] Valérie Dupé & al., "Accurate power loss model of a boost cell in a multiphase converter for phase management", Power Electronics and Applications (EPE'14-ECCE Europe) pp. 1-9, 2014.
[15] Dougal R.A., Liu S., White R.E., "Power and Life Extension of Battery-Ultracapacitor Hybrids", IEEE Transactions On Components And Packaging Technologies, Vol. 25, No. 1, march 2002, 120-131.
[16] A. Hina Fathima, K. Palanisamy, "Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews 45 (2015) 431-446.
[17] Donald S. Remer, Armando P. Nieto, "A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. Part I: Net present value and rate of return method", Int J. Production Economics 42 (1995), 79-96.
[18] C. Gollier, "Quel taux d'actualisation pour quel avenir ?", Rev. Fr. Déconomie, vol. 19, no. 4, pp. 59–81, 2005.