

# Modélisation et optimisation d'alimentations électriques autonomes stationnaires multi-sources

Jérémy Lagorse

Laboratoire SeT (Systèmes et Transports) — Université de Technologie de Belfort Montbéliard  
Rue Thierry Mieg, 90000 BELFORT — jeremy.lagorse@utbm.fr

*Résumé*—Les alimentations électriques autonomes stationnaires (AEAS), couplant plusieurs sources d'énergie renouvelable ainsi que des moyens de stockage, sont intéressantes pour alimenter des petites communautés vivant dans des zones isolées. Lors de la conception, le dimensionnement des éléments de tels systèmes, en termes de puissance et de capacité, apparaît comme un aspect aussi difficile qu'important. En effet, comment dimensionner les éléments de manière à assurer une alimentation permanente de la charge tout en obtenant une énergie à moindre coût ? De plus, ce dimensionnement doit, en toute rigueur, dépendre à la fois des caractéristiques météorologiques du site où le système est installé et du profil de consommation. Pour répondre à cette question, nous proposons un modèle du système et une méthode permettant d'optimiser le coût final de l'énergie délivrée à l'utilisateur. A travers l'étude d'un cas concret faisant intervenir un générateur photovoltaïque, une batterie et une pile à combustible, nous montrons qu'un dimensionnement optimal permet d'obtenir un coût de l'énergie autour de 0,5 EUR/kWh. Le modèle utilisé et les résultats de l'optimisation sont présentés dans cet article.

## Nomenclature des symboles utilisés

$\beta$  : Altitude angulaire du soleil  
 $\delta$  : Angle de déclinaison solaire  
 $\Delta T$  : Pas de temps de la simulation  
 $\eta$  : Rendement  
 $\Phi_C$  : Angle azimut du collecteur  
 $\Phi_S$  : Angle azimut du soleil  
 $\Sigma$  : Angle d'inclinaison du panneau  
**BAT** : Indice pour "Batterie"  
**CHARGE** : Indice pour "Charge"  
**PàC** : Indice pour "Pile à combustible"  
**Pénalité** : Indice pour "Pénalité"  
**PV** : Indice pour "Panneau solaire photovoltaïque"  
 $\Theta$  : Angle d'incidence entre le soleil et le collecteur  
 $a_i$  : Coefficients de forme pour la durée de vie de la batterie  
 $C$  : Coût  
 $c$  : Constante caractérisant la batterie  
 $C_{\text{maintenance}}$  : Coût de maintenance d'un élément  
 $C_{\text{remplacement}}$  : Coût de remplacement d'un élément  
 $CV$  : Durée de vie en cycles de la batterie  
 $DOD$  : Profondeur de décharge de la batterie  
 $DV$  : Durée de vie d'un élément  
 $E_{\text{manque}}$  : Energie manquante  
 $E_C$  : Ensoleillement total reçu par le collecteur  
 $E_{\text{diff}_h}$  : Ensoleillement diffus horizontal  
 $E_{\text{diff}_C}$  : Ensoleillement diffus reçu par le collecteur  
 $E_{\text{dir}_C}$  : Ensoleillement direct reçu par le collecteur  
 $E_{\text{dir}}$  : Ensoleillement direct  
 $E_{H_2}$  : Energie consommée sous forme d'hydrogène  
 $E_n$  : Ensoleillement nominal du PV  
 $H$  : Heure angulaire  
 $H_2$  : Indice pour "Hydrogène"  
 $HS$  : Heure solaire  
 $k$  : Constante caractérisant la batterie  
 $L$  : Latitude  
 $n$  : Jour de l'année

$N_{\text{élément}}$  : Nombre d'élément  
 $N_{cy}$  : Nombre de cycles partiels  
 $P$  : Puissance  
 $P_{\text{manque}}$  : Puissance manquante  
 $P_{\text{BAT}_{\text{MAX}}}$  : Puissance délivrable par la batterie sans détérioration  
 $P_{PV_c}$  : Puissance crête du panneau solaire  
 $Q$  : Quantité totale d'énergie stockée dans la batterie  
 $Q_{\text{BAT}}$  : Capacité de la batterie  
 $Q_1$  : Quantité d'énergie "disponible" dans la batterie  
 $Q_2$  : Quantité d'énergie "en réserve" dans la batterie  
 $SOC$  : Niveau de charge de la batterie  
 $SOC_{\text{bas}}$  : Niveau de charge à partir duquel la PàC est démarrée  
 $SOC_{\text{haut}}$  : Niveau de charge à partir duquel la PàC est arrêtée  
 $UC_{\text{élément}}$  : Coût unitaire d'un élément

## I. INTRODUCTION

Le contexte actuel d'épuisement des ressources d'énergies fossiles associé à la menace climatique nous oblige à trouver des solutions alternatives de production d'énergie. Ainsi, les énergies dites « nouvelles » ou encore « renouvelables » connaissent un essor sans précédent. Mais, lorsqu'elles interviennent dans un réseau centralisé qui relie les sources de production aux points de consommation, les énergies renouvelables restent chères comparées à d'autres sources telles que le nucléaire ou les hydrocarbures. Cependant, dans le cas de systèmes décentralisés, il convient de remarquer que les énergies renouvelables sont d'ores et déjà intéressantes sur le plan économique. En effet, dans le cas de petites communautés vivant dans des zones isolées difficiles d'accès (montagnes, îles, déserts, camps itinérants, etc.) la construction de lignes électriques permettant la connexion au réseau entraîne un surcoût très important et une alimentation électrique autonome stationnaire (AEAS) est très souvent préférée.

Lorsqu'une AEAS utilise des sources d'énergies comme le photovoltaïque ou l'éolien, elle doit nécessairement utiliser un système de stockage d'énergie, comme par exemple des batteries, afin d'alimenter la charge lorsque les sources ne produisent pas suffisamment d'énergie. Une AEAS peut également être constituée d'un générateur auxiliaire qui permet d'alimenter la charge même lorsque les batteries sont vides. Cependant, de par la nature intermittente des sources renouvelables, le dimensionnement de l'installation s'avère difficile et doit, en toute rigueur, dépendre à la fois des caractéristiques météorologiques du lieu où le système est installé et également du profil de consommation. En effet, comment dimensionner chacun des éléments en termes de puissance et de capacité afin d'assurer une alimentation permanente de la charge, tout en obtenant une énergie au

moindre coût ? Par exemple, sur un simple système équipé uniquement de batteries et de panneau solaire, que faut-il privilégier : une grande surface de panneaux photovoltaïques tout en minimisant la capacité des batteries ou l'inverse, au risque de faire subir des décharges trop profondes qui endommageraient la batterie ?

Pour répondre à cette question, nous proposons un modèle du système et une méthode permettant d'optimiser le coût final de l'énergie délivrée à l'utilisateur. A travers l'étude d'un cas concret, nous montrons qu'un dimensionnement optimal d'une AEAS permet d'obtenir un coût de l'énergie autour de 0,5 EUR/kWh. Les résultats de l'optimisation sont également présentés.

## II. PRÉSENTATION D'UNE AEAS

Le système que nous cherchons à dimensionner est composé d'un générateur photovoltaïque, d'une batterie et également d'une pile à combustible (PàC) à membrane échangeuse de protons (PEM pour *proton exchange membrane* en anglais) alimentée par un réservoir d'hydrogène comme le montre le schéma Fig. 1 [1].

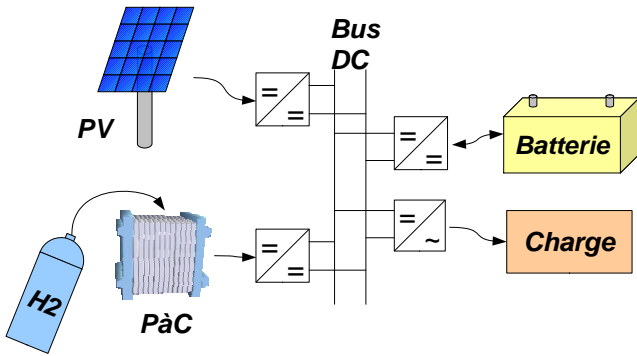


Fig. 1. Schéma de principe de l'AEAS étudiée

Ce système autonome doit permettre d'alimenter une petite communauté d'une quinzaine de personnes dans une région dont les conditions météorologiques sont similaires à celles de la région belfortaine. D'après des estimations standards basées sur une consommation moyenne d'une habitation de pays industrialisé, cette communauté consommerait en moyenne près de 4 kW ce qui représente environ 35 MWh par an. Un extrait du profil de consommation sur une semaine est présenté Fig. 2 et il provient de données standards disponibles sur [2]. Il faut remarquer que le profil de charge n'est pas le même tout au long de l'année et change notamment en fonction des saisons.

## III. MODÈLE ÉNERGÉTIQUE DE L'AEAS

Afin d'évaluer le coût de l'énergie délivrée par le système, exprimé en EUR/kWh, un modèle doit être établi d'un point de vue énergétique. Ainsi, la puissance demandée à la batterie est déterminée à partir de la puissance des autres éléments (voir (1)).

$$P_{BAT} = P_{PV} + P_{PaC} - P_{CHARGE} \quad (1)$$

### A. Générateur photovoltaïque

La modélisation du panneau photovoltaïque se base sur deux données météorologiques enregistrées durant un an :

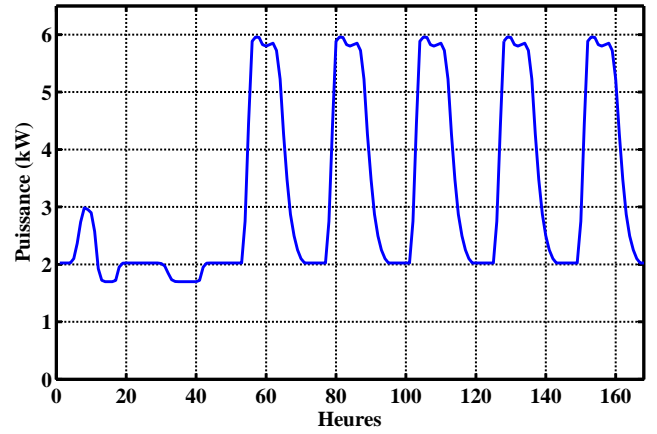


Fig. 2. Profil de charge

l'ensoleillement direct,  $E_{dir}$ , et l'ensoleillement diffus horizontal,  $E_{difh}$ . Ensuite, la puissance produite par le générateur photovoltaïque,  $P_{PV}$  est calculée en prenant en compte l'angle d'incidence entre le soleil et le collecteur photovoltaïque,  $\theta$ , comme le montre (2) à (4).

$$E_{dirc} = E_{dir} \cdot \cos \theta \quad (2)$$

$$E_{difc} = E_{difh} \cdot \left( \frac{1 + \cos \theta}{2} \right) \quad (3)$$

$$P_{PV} = (E_{dirc} + E_{difc}) \cdot \left( \frac{P_{PVc}}{E_n} \right) \quad (4)$$

Cet angle d'incidence (9) est lui-même issu des différents angles de la géométrie terre soleil représentée en Fig. 3(a) et Fig. 3(b).  $L$  représente la latitude du lieu,  $\delta$  la déclinaison solaire (voir (5)),  $H$  l'angle horaire (voir (6)),  $\Sigma$  l'angle d'inclinaison des capteurs solaires,  $\beta$  l'altitude du soleil et  $\Phi_S$  son azimut (7) et (8). Cette approche se base principalement sur les explications disponibles dans [3].

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left( \frac{360}{365} \cdot (n - 81) \right) \quad (5)$$

$$H = 15 \cdot (12 - HS) \quad (6)$$

$$\sin \beta = \cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos H + \sin L \cdot \sin \delta \quad (7)$$

$$\sin \Phi_S = \frac{\cos \delta \cdot \sin H}{\cos \beta} \quad (8)$$

$$\cos \theta = \cos \beta \cdot \cos(\Phi_S - \Phi_C) \cdot \sin \Sigma + \sin \beta \cdot \cos \Sigma \quad (9)$$

### B. Pile à combustible

En ce qui concerne la PàC, nous supposons que, une fois activée, elle fonctionne sur son point de puissance nominal,  $P_{PaCn}$ . Ainsi, lorsque la pile est activée, sa puissance,  $P_{PaC}$ , et son rendement,  $\eta_{PaC}$ , sont constants [4]. La consommation d'énergie sous forme d'hydrogène,  $E_{H2}$ , peut ainsi être déduite par (10).

$$E_{H2} = \int \frac{P_{PaC}}{\eta_{PaC}} \cdot dt \quad (10)$$

Le démarrage de la PàC dépend du niveau de charge de la batterie,  $SOC$ , et repose sur une fonction à hystérésis illustrée Fig. 4. Lorsque la batterie atteint un niveau de charge bas,  $SOC_{bas}$ , la pile est activée. Lorsque la batterie retrouve un niveau de charge plus important,  $SOC_{haut}$ , la PàC est

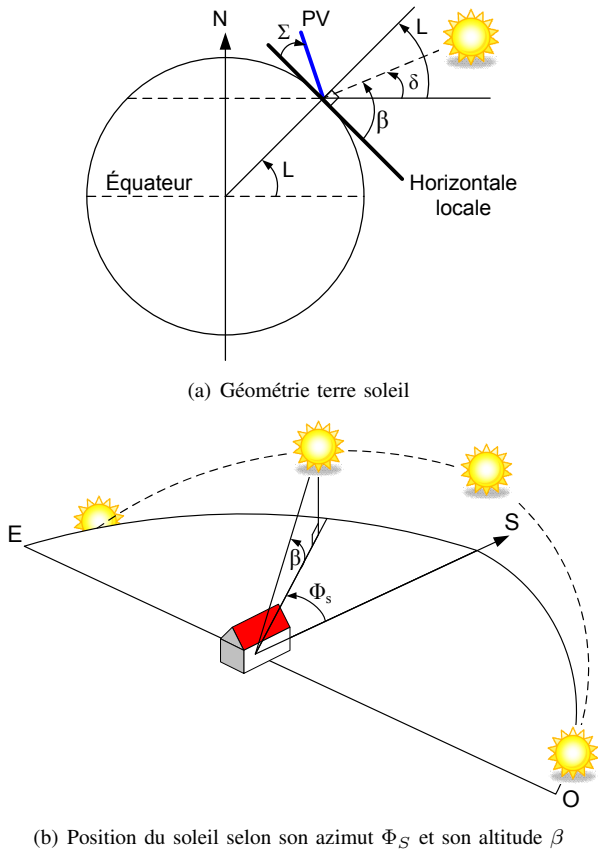


Fig. 3. Angles issus de la géométrie terre soleil

arrêtée. Le modèle permet également de calculer le nombre de démarrages de la pile ainsi que le nombre d'heures de fonctionnement de la PàC afin de déterminer sa durée de vie. En effet, les PàC de type PEM actuellement commercialisées peuvent subir environ 500 démarrages ou 5000 heures de fonctionnement dans le cas d'applications stationnaires [5].

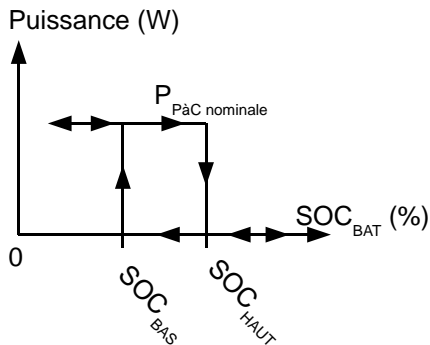


Fig. 4. Conditions de démarrage de la PàC

### C. Batterie et manque d'énergie

La puissance demandée à la batterie,  $P_{BAT}$ , est déduite de (1). Le modèle de la batterie repose sur le modèle cinétique proposé dans [6]. Ce modèle, principalement utilisé pour les batteries au plomb, permet de déterminer le niveau de charge de la batterie,  $SOC$ , ainsi que la puissance maximale,  $P_{BAT_{MAX}}$ , qui peut être délivrée sans détérioration de la batterie. A travers une analogie fluïdique, le modèle cinétique peut être illustré par le schéma Fig. 5. Deux réservoirs

d'énergie composent la batterie. Le réservoir 1 contient une quantité d'énergie  $Q_1$  directement disponible à la sortie de la batterie contrairement à la quantité  $Q_2$  contenue dans le réservoir 2. La taille maximale du réservoir 1,  $Q_{1_{max}}$ , est exprimée en fonction de la capacité de la batterie à travers la constante  $c$  (11). Réciproquement, la taille maximale du réservoir 2 est donnée par (12).

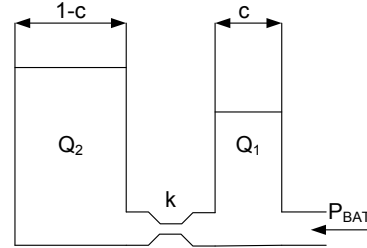


Fig. 5. Modèle cinétique de la batterie

$$Q_{1_{max}} = c \cdot Q_{BAT} \quad (11)$$

$$Q_{2_{max}} = (1 - c)Q_{BAT} \quad (12)$$

Un transfert d'énergie entre ces deux réservoirs s'opère au débit  $k$ . Il faut remarquer que  $k$  et  $c$  sont des constantes qui dépendent des caractéristiques de la batterie modélisée. Avec un pas de simulation de valeur  $\Delta T$ , l'énergie contenue dans ces deux réservoirs à l'instant  $i$  est donnée par (13) et (14).

$$Q_{1_i} = Q_{1_{i-1}} e^{-k\Delta T} + \frac{(Q_{i-1}kc - P_{BAT})(1 - e^{-k\Delta T})}{k} + \frac{P_{BAT}c(k\Delta T - 1 + e^{-k\Delta T})}{k} \quad (13)$$

$$Q_{2_i} = Q_{2_{i-1}} e^{-k\Delta T} + Q_{i-1}(1 - c)(1 - e^{-k\Delta T}) + \frac{P_{BAT}(1 - c)(k\Delta T - 1 + e^{-k\Delta T})}{k} \quad (14)$$

La quantité totale d'énergie stockée par la batterie est donnée par (15) et le niveau de charge est ensuite déduit selon (16)

$$Q_i = Q_{1_i} + Q_{2_i} \quad (15)$$

$$SOC = \frac{Q_i}{Q_{BAT}} \quad (16)$$

Si le réservoir 1 est complètement déchargé, la batterie ne peut pas fournir de puissance sans être endommagée. Ainsi, la puissance maximale que peut délivrer la batterie est donnée par (17).

$$P_{BAT_{MAX}} = \frac{kQ_{1_{i-1}}e^{-k\Delta T} + Q_{i-1}kc(1 - e^{-k\Delta T})}{1 - e^{-k\Delta T} + c(k\Delta T - 1 + e^{-k\Delta T})} \quad (17)$$

Si la puissance demandée est supérieure à la puissance qui peut être délivrée ( $P_{BAT} > P_{BAT_{MAX}}$ ), on définit un manque de puissance pour alimenter complètement la charge (voir (18)). Par intégration de cette puissance, on peut en déduire l'énergie manquante,  $E_{manque}$ , qui permet par la suite d'évaluer si le dimensionnement de l'AEAS satisfait la consommation. Bien entendu, nous chercherons toujours à

annuler ce manque d'énergie lors de l'optimisation du système, de manière à obtenir une configuration qui alimentera la charge sans aucune interruption.

$$P_{\text{manque}} = P_{\text{CHARGE}} - P_{\text{PaC}} - P_{\text{PV}} - P_{\text{BATMAX}} \quad (18)$$

La durée de vie de la batterie est également déterminée par le modèle de simulation à partir de l'évolution de son niveau de charge. En effet, la durée de vie d'une batterie dépend principalement du nombre de cycles de décharge et de leur profondeur. Une caractéristique de durée de vie est donnée Fig. 6 et par (19) où les  $a_i$  sont des coefficients de forme de la courbe et  $DOD$  représente la profondeur de décharge.

$$CV = a_1 + a_2 \cdot e^{a_3 \cdot DOD} + a_4 e^{a_5 \cdot DOD} \quad (19)$$

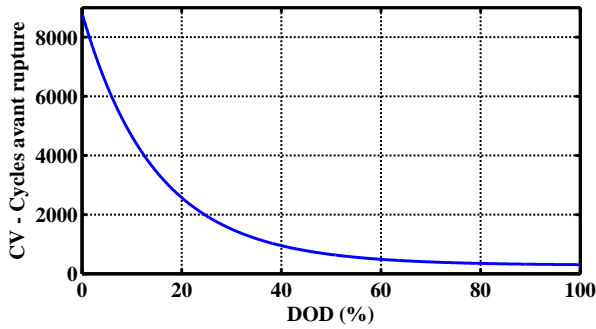


Fig. 6. Durée de vie de la batterie selon la profondeur de décharge

Cependant, l'évolution du niveau de charge d'une batterie d'AEAS est constitué de nombreux cycles tous différents en termes de profondeur (voir Fig. 7). C'est pourquoi nous utilisons la méthode de comptage « rainflow » encore appelée méthode de la goutte d'eau [7] [8]. Cette méthode, habituellement utilisée dans l'analyse de la fatigue des matériaux, permet de décomposer l'évolution du SOC en cycles partiels. A chaque cycle partiel est associé un endommagement.

Selon la règle de Miner, l'endommagement est défini par le rapport entre le nombre de cycles effectués pour une profondeur de décharge donnée au nombre de cycles qui entraînera la rupture pour cette même profondeur de décharge (obtenu par (19)). La règle de Miner stipule également que les dommages correspondants sont additifs. La rupture de la batterie se produit donc lorsque la somme des dommages atteint l'unité [9]. Il est alors possible de prédire la durée de vie de la batterie en se basant sur (20), où  $N_{cy}$  représente le nombre de cycles partiels.

$$DV_{\text{BAT}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{N_{cy}} \frac{1}{CV_i}} \quad (20)$$

#### D. Convertisseurs

Les convertisseurs permettant la connexion des éléments au bus DC ainsi que la gestion d'énergie entraîne des pertes de puissance. Ces pertes ne sont pas constantes selon la puissance qui transite par le convertisseur et la courbe de rendement de ces éléments a généralement l'allure présentée Fig. 8. A partir de cette courbe, nous pouvons prendre en compte les pertes engendrées par les convertisseurs afin d'obtenir une modélisation et un dimensionnement plus juste de l'AEAS.

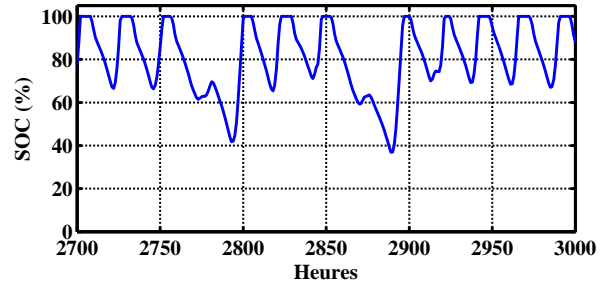


Fig. 7. Extrait de l'évolution du SOC

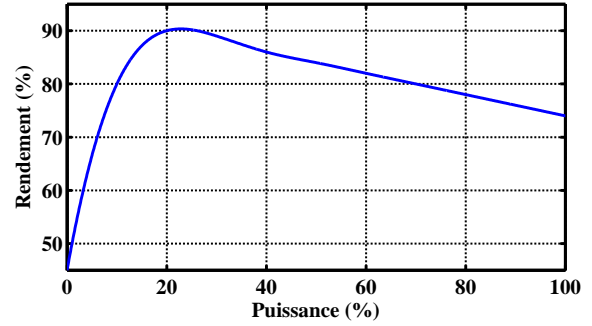


Fig. 8. Rendement d'un convertisseur en fonction de sa puissance d'entrée

#### E. Schéma de principe du modèle

En résumé, le modèle du système peut être représenté par le schéma bloc Fig. 9. Ceci a ensuite été implémenté en langage C++. Ce modèle permet donc de calculer le manque d'énergie éventuel, la consommation d'hydrogène et l'endommagement (donc la durée de vie) de la batterie et de la PaC.

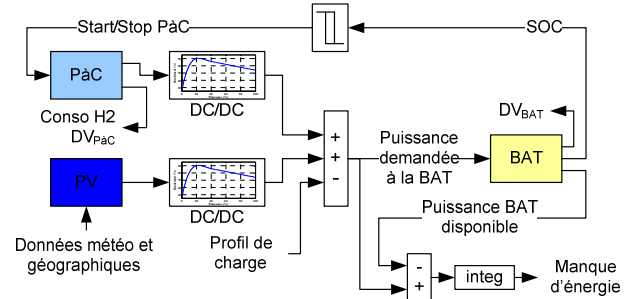


Fig. 9. Schéma bloc de la simulation

## IV. OPTIMISATION D'UNE AEAS

#### A. Fonction de coût

La section précédente a montré que le modèle proposé permet de déterminer la durée de vie des éléments et donc le nombre d'éléments nécessaires pour la durée de vie du système ( $DV_{\text{systeme}}$ , exprimée en années) désirée par le concepteur. A partir des résultats de simulation, nous pouvons donc définir le coût d'un élément comme celui exprimé dans (21).  $N_{\text{élément}}$  représente le nombre d'éléments nécessaires,  $P_{\text{élément}}$  représente la puissance de l'élément (pour la batterie on prendra la capacité),  $UC_{\text{élément}}$  représente le coût unitaire (par exemple exprimé en EUR/W),  $C_{\text{remplacement}}$  représente le coût d'installation ou de remplacement de l'élément et

$C_{\text{maintenance}}$  représente le coût annuel pour la maintenance de l'élément (par exemple exprimée en EUR/(W.an)).

$$C_{\text{élément}} = DV_{\text{systeme}} \cdot C_{\text{maintenance}} + N_{\text{élément}} \cdot P_{\text{élément}} \cdot (UC_{\text{élément}} + C_{\text{remplacement}}) \quad (21)$$

Si l'on définit le coût total comme étant uniquement la somme du coût de chacun des éléments, le système le moins cher est celui dont tous les paramètres sont nuls. Cependant, ce système ne permettrait pas d'alimenter la charge. C'est pourquoi il faut ajouter à ce coût une pénalité qui dépendra directement du manque d'énergie,  $E_{\text{manque}}$ , et qui traduit l'adaptation de l'AEAS à la consommation d'énergie. Le coût total du système est donc donné par (22) et le coût de pénalité est exprimé dans (23).

$$C_{\text{total}} = C_{\text{PV}} + C_{\text{PaC}} + C_{\text{H2}} + C_{\text{BAT}} + C_{\text{Pénalité}} \quad (22)$$

$$C_{\text{Pénalité}} = UC_{\text{Pénalité}} \cdot E_{\text{manque}} \quad (23)$$

### B. Optimisation

Le but de l'optimisation est d'obtenir un système au moindre coût tout en assurant une alimentation sans interruption de la charge. Ceci revient donc à chercher le minimum de la fonction exprimée dans (22). Dans l'AEAS étudiée, les paramètres suivants sont à déterminer lors de la conception du système :

- la puissance du PV ( $P_{\text{PV}}$ )
- l'inclinaison du PV ( $\Sigma$ )
- la puissance de la PaC ( $P_{\text{PaC}}$ )
- la capacité de la batterie ( $Q_{\text{BAT}}$ )
- le niveau de charge de la batterie qui active la PaC ( $SOC_{\text{BAS}}$ )
- le niveau de charge de la batterie qui désactive la PaC ( $SOC_{\text{HAUT}}$ )

De plus, ces paramètres peuvent modifier le coût final. Par exemple, la variation du niveau de charge  $SOC_{\text{BAS}}$  va entraîner des démarrages plus ou moins fréquents de la PaC, donc un vieillissement plus ou moins rapide de la PaC et peut ainsi modifier le coût final de l'énergie délivrée au consommateur. Ainsi, pour trouver la combinaison optimale de ces 6 variables, un algorithme génétique a été utilisé. La structure globale du programme est représentée Fig. 10.

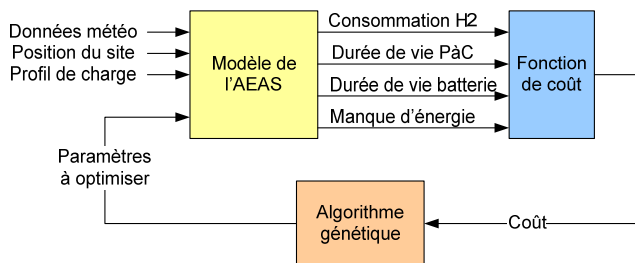


Fig. 10. Structure générale du programme d'optimisation

Les paramètres du système, tels que les coûts unitaires et les durées de vie, se règlent à travers une interface utilisateur dont un extrait est donné Fig. 11. Le programme a été développé en C++ plutôt que sous des logiciels de simulation plus classiques comme Matlab afin d'obtenir une meilleure performance sur le temps d'optimisation : en général, une optimisation requiert moins de 2 heures de calcul sur un ordinateur muni d'un processeur « Celeron 1,5 GHz ».

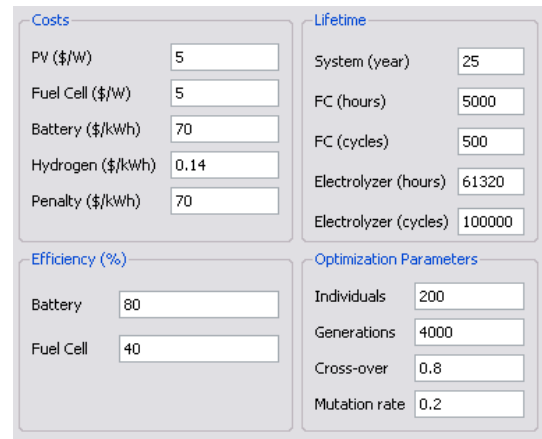


Fig. 11. Extrait de l'interface de dimensionnement d'AEAS

### C. Résultat

Dans le cas de l'étude présentée, nous avons retenu les paramètres de coût et de durée de vie provenant de différentes sources dont [10] et [11]. Les coûts unitaires et les durées de vie utilisés sont indiqués dans Tableau 1.

Elément	Coût	Unité	Durée de vie
PV	5	EUR/W	25 ans
PaC	5	EUR/W	5000 h ou 500 démarrages
Batterie	70	EUR/kWh	Déterminé par la simulation
Hydrogène	0,14	EUR/kWh	-
Pénalité	70	EUR/kWh	-

Tableau 1  
COÛTS UNITAIRES ET DURÉES DE VIE UTILISÉS

Le résultat de l'optimisation conduit à un coût total du système de 454 114 EUR pour une durée de vie de 25 ans avec les éléments suivants :

- 48,6 kW de générateurs photovoltaïques orientés au sud avec une inclinaison de 68°
- Un banc de batteries d'une capacité de 217 kWh changé 5 fois
- Une PaC de 5 kW qui s'active lorsque le  $SOC$  atteint 33 % et se désactive lorsqu'il dépasse les 38 %. Elle sera changée 4 fois.
- La consommation annuelle d'hydrogène dans ces conditions représente un réservoir de 15 m<sup>3</sup> comprimé à 200 bar, soit environ 10 kWh/an.

L'élément le plus cher est le générateur photovoltaïque (243 kEUR), viennent ensuite la PaC (100,3 kEUR), la batterie (75,9 kEUR) et l'hydrogène (35 kEUR) (voir Fig. 12).

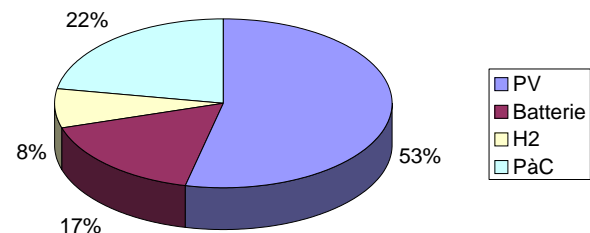


Fig. 12. Répartition des coûts pour la durée de vie du système (25 ans)

Le prix de l'énergie est de 0,524 EUR/kWh. Ce prix, environ trois fois supérieur au prix de l'électricité distribuée

par le réseau EDF, est acceptable pour un système autonome isolé. De plus, il est intéressant de remarquer que, en appliquant le même principe d'optimisation à un système sans PàC, le coût de l'énergie est multiplié par 2. Cela montre l'intérêt de coupler des générateurs auxiliaires aux systèmes photovoltaïque - batterie.

#### V. CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Cet article a développé la modélisation fine d'une AEAS d'un point de vue énergétique. Ensuite, en se basant sur le modèle proposé, une optimisation par algorithme génétique a montré qu'il est possible d'obtenir un système délivrant de l'énergie à un coût minimum et d'ores et déjà intéressant pour des systèmes isolés. Dans l'étude proposée, l'AEAS n'est constituée que de panneaux photovoltaïques, d'une batterie et d'une pile à combustible. En utilisant la même méthode, il serait possible de réaliser l'optimisation de systèmes plus complexes en ajoutant par exemple une éolienne et un électrolyseur pour produire de l'hydrogène directement sur le site. Il est également important de noter que, même si l'utilisation de piles à combustible et d'hydrogène restent encore à développer, la méthode proposée peut être directement transposable à un système constitué par exemple d'un générateur diesel alimenté en carburant. La finalisation de ces travaux devrait conduire à la réalisation d'un logiciel de dimensionnement directement exploitable par les concepteurs d'AEAS.

#### RÉFÉRENCES

- [1] J. Lagorse, M. G. Simoes, A. Miraoui, and P. Costerg, "Energy cost analysis of a solar-hydrogen hybrid energy system for stand-alone applications," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, no. 12, pp. 2871 – 2879, 2008. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.03.054>
- [2] "http://capabilities.itron.com/eshapes/" [Online]. Available: <http://capabilities.itron.com/eshapes/>
- [3] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 2004.
- [4] B. Blunier and A. Miraoui, "Simulation en vhdl-ams d'une pile à combustible à membrane échangeuse de protons intégrant la gestion de l'air," *Revue nationale 3EI*, 2008, (à paraître).
- [5] —, *Piles à combustible, Principe, modélisation et applications avec exercices et problèmes corrigés*, ser. Technosup, Ellipses, Ed., 2007.
- [6] J. F. Manwell and J. G. McGowan, "Lead acid battery storage model for hybrid energy systems," *Solar Energy*, vol. 50, no. 5, pp. 399 – 405, 1993. [Online]. Available: [http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X\(93\)90060-2](http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X(93)90060-2)
- [7] S. D. Downing and D. F. Socie, "Simple rainflow counting algorithms." *International Journal of Fatigue*, vol. 4, no. 1, pp. 31 – 40, 1982. [Online]. Available: [http://dx.doi.org/10.1016/0142-1123\(82\)90018-4](http://dx.doi.org/10.1016/0142-1123(82)90018-4)
- [8] J. F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar, J. G. McGowan, U. Abdulwahid, and K. Wu, *HYBRID2- A hybrid system simulation model - Theory Manual*, National Renewable Energy Laboratory, June 2006.
- [9] M. (M.A.), "Cumulative damage in fatigue," *J. of Appl. Mech.*, vol. 67, pp. A159–A164, 1945.
- [10] AFH2, "Etude technico économique prospective sur le cout de l'hydrogene," Association française de l'hydrogène, Tech. Rep., 2006.
- [11] S. BUSQUET, "Etude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation," Ph.D. dissertation, EMP, 2003.