

Dimensionnement et Gestion de l’Energie au Sein d’un Système Hybride de Production d’Energie

***Bati Ernest Boya Bi,
Prosper Gbaha,
Kamenan Blaise Koua,
Magloire Paul Ekoun Koffi,***

Institut National Polytechnique Houphouët Boigny, Groupe Energies
Nouvelles et renouvelables, Laboratoire de Mécanique et Sciences des
Matériaux, Yamoussoukro, Côte d’Ivoire

Doi: 10.19044/esj.2018.v14n36p260 [URL:http://dx.doi.org/10.19044/esj.2018.v14n36p260](http://dx.doi.org/10.19044/esj.2018.v14n36p260)

Abstract

Renewables Energies, allowing decentralized electricity production, can help to solve the problem of electrification of isolated sites where a large number of people are devoid of any energy supply. This article aims at sizing and studying the management of energy flows in a hybrid multi-source system. The energy management strategy is an algorithm that determines at each moment the sharing of power between the various components of the system. The dimensioning allowed to obtain a good overall operation and to limit the cost of the installation. The sizing tools also allowed to define the solar power and storage volume needed to meet the demand of the given load. The strategy that we present in this article is a technique of optimized management of the energy of the hybrid system studied in order to limit the losses of conversion. This strategy reduces the size of the various components such as the PV field, the battery pack, the electrolyser and the fuel cell as well as the production costs.

Keywords: Dimensioning, hybrid system, management strategy, algorithm, power, optimized

Resume

Les Énergies Renouvelables (EnR), permettant une production décentralisée de l’électricité, peuvent contribuer à résoudre le problème de l’électrification des sites isolés où un grand nombre d’individus n’a pas accès à l’énergie. Cet article a pour objectif le dimensionnement et l’étude de la gestion des flux énergétiques dans un système hybride multi-sources. La stratégie de gestion de l’énergie est un algorithme qui détermine à chaque

instant le partage des puissances entre les différents composants du système. Le dimensionnement a permis l'obtention d'un bon fonctionnement global et limiter le coût de l'installation. Les outils de dimensionnement ont aussi permis de définir la puissance solaire et le volume de stockage nécessaire pour répondre à la demande de la charge donnée. La stratégie que nous présentons dans cet article, est une technique de gestion optimisée de l'énergie du système hybride étudié afin de limiter les pertes de conversion. Cette stratégie réduit la taille des différents composants que sont, le champ PV, le pack batterie, l'électrolyseur et la pile à combustible ainsi que les coûts de production.

Mots-clés: Dimensionnement, système hybride, stratégie de gestion, algorithme, puissance, optimisé

Introduction

Dans la plupart des régions isolées, le solaire photovoltaïque est en général la source principale d'électricité. Le prix d'extension du réseau électrique est prohibitif, de même que le prix du combustible qui augmente radicalement avec l'isolement de ces régions. Les prix de plus en plus attractifs des générateurs basés sur l'énergie renouvelable et la fiabilité croissante de ces systèmes ont mené à une plus grande utilisation de ces sources pour la production d'électricité dans les régions isolées (T. Benmessaoud, 2012 ; M. Bouthaina, 2018 ; B. Boya bi and P. Gbaha, 2017).

L'un des facteurs limitants l'utilisation des énergies renouvelables (solaire, éolienne) est la variabilité des ressources. Les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles, saisonnières ou journalières ne sont pas forcément corrélées avec les ressources. Pour les régions isolées, la solution à retenir est certainement le couplage de plusieurs sources énergétiques, par exemple des éoliennes, des panneaux solaires et de la pile à combustible couplée à un électrolyseur (M. Bouthaina, 2018 ; B. Boya bi and P. Gbaha, 2017).

Dans ce document, nous présentons le concept du système PV-SEH-Batteries (Photovoltaïque – Stockage d'Énergie via l'Hydrogène – Batteries), du dimensionnement de l'installation à la description des paramètres de composants les plus adaptés à notre application. Nous exposons une solution technologique qui permet d'exploiter les ressources renouvelables en site isolé, ainsi que les moyens de dimensionnement d'un tel système.

Systemes PV-H₂ Existants

Les systèmes hybrides de production d'énergie composés d'un générateur et un système de stockage via l'hydrogène sont étudiés depuis 1986. Ces systèmes stockent l'énergie d'une saison à une autre grâce à

l'hydrogène et comportent aussi un parc de batteries qui assurent le stockage journalier de l'énergie.

Le premier projet a été réalisé en 1986 en Allemagne. Il s'agit du Solar Wasserstoff Bayern (SWB). Différents projets de tailles variées, allant de 150 W à 550 kW de génération d'hydrogène solaire ou éolien, ont été menés soit en laboratoire, soit intégrés à la société (PHOEBUS) ou soit développés par des industriels (SWB) (S. Busquet, 2003).

Le Tableau I-1 répertorie les principaux projets réalisés.

Tableau I-1 : Principaux projets dans le monde, couplant les Energies Renouvelables (EnR) avec l'hydrogène (S. Busquet, 2003 ; F. Gailly, 2011 ; Schucan, 2000)

Année projet	EnR	Electrolyseur	Stockage	PAC	Batterie
1986 HYSOLAR	10kWc, 350kWc	10kW Alcalin, 350Kw Alcalin	NC	NC	NC
1986 SWB	370kWc	2x100kW Alcalin 1b 100kW Alcalin 30bar	H ₂ : 5000Nm ³ O ₂ : 500Nm ³	6,5kW Alcalin 10kW PEM 73kW PA	Connecté au réseau
1989 NEMO	1kWc	0,8kW Alcalin 30bar	H ₂ : 8m ³ 25bar	0,5kW PA	14kWh
1989 FIRST INTA	8,5kWc	5,2kW Alcalin 6bar	8,8m ³ 200bar 24m ³ HM	10kW PA 2,5kW PEM 5kW PEM	NC
1990 Oldenburg	6,2 kWc PV + 5 kW WT + 12 kW DG	0,8 kW Alcalin.	H ₂ : 0,25m ³ 120bar (106 kWh)	0,6 kW Alcalin	104 cellules 300 Ah 62,4kWh
1991 SSHP	9,2kWc	5,7kW Alcalin 7,9bar	5,3m ³ 7,9bar	1,5kW PEM	24V 220Ah
1993 PHOEBUS	42,3kWc	26kW Alcalin 7bar	H ₂ : 26,8m ³ 120bar O ₂ : 20m ³ 70bar	6kW PEM	220V 300kWh
2000 FIRST	1,4kWc	1kW PEM	70Nm ³ 30bar	0,42kW PEM	20kWh
2000 HRI	1kWc, 10kWeol, 10kWelec	5kW Alcalin 7bar	H ₂ : 3,8m ³ 10bar O ₂ : 1m ³ 8bar	5kW PEM	48V 42,2kWh
2001 HARI	13kWc, 2x25kWeol 3kWhydro	36kW Alcalin 25bar	H ₂ : 2856 Nm ³ 137bar	5kWPEM 2kWPEM	20kWh
2002 PVFCSYS	3,6kWc	3,6kW Alcalin 10bar	H ₂ : 0,4Nm ³ O ₂ : 0,2Nm ³	4kW PEM	24V 80Ah
2004 UTSIRA	2x600kWeol	48kW	12m ³ 200bar	10kW	50kWh
2004 HHC	4,9kWc, 7,5kWeol	2kW PEM 12bar	H ₂ : 5,4Nm ³ 12bar	5kW PEM 2bar	48V
2007 CEC	5kWc	3,35kW PEM	H ₂ : 5,4Nm ³ 14bar HM	2 x 1,2kW	150Ah 28kWh
2009-2015 MYRTE	550kWc	200kW PEM 35bar	H ₂ : 2800Nm ³ O ₂ : 1400Nm ³ H ₂ et O ₂ : 35bar	200kW PEM	Connecté au réseau

L'objectif de ces différentes études, est de montrer la méthode de production du dihydrogène solaire et son utilisation pour une charge variable. Certaines études ont abordé l'évaluation des rendements de conversion et la détermination des problèmes techniques des appareils électrochimiques. Par contre, d'autres études se sont focalisées sur l'optimisation de ces systèmes en termes de dimensionnement et de stratégie de contrôle. Bon nombre de documents abordent la sécurité et la fiabilité de ces systèmes (S. Busquet, 2003).

Nous résumons les résultats dans les paragraphes qui suivent

Au vu du Tableau I-1, on remarque que :

- ✓ les générateurs utilisés sont soit des panneaux photovoltaïques, soit des éoliennes voire des générateurs diesel ;
- ✓ les électrolyseurs sont de technologie alcaline ou à membrane et leurs pressions de fonctionnement oscillent entre 1 et 35 bar ;
- ✓ le stockage des gaz se fait avec ou sans compression supplémentaire dans des réservoirs (bouteilles ou containers) et parfois dans les hydrures qui permettent d'augmenter la densité volumique ;
- ✓ les piles à combustible utilisées sont de type alcalin, PEM et acide phosphorique. Le projet SWB par exemple, a testé ces 3 technologies (les puissances variant entre 500 W et 10 kW).

Bien que les systèmes soient très différents de par leur technologie et leur puissance, ils ont la même architecture électrique, c'est-à-dire, un bus DC basse ou haute tension sur lequel tous les composants sont connectés directement ou indirectement (par l'intermédiaire d'un convertisseur de tension). Quant aux batteries, elles sont directement connectées au bus DC et lui imposent leur tension. Cela permet de stabiliser la tension du bus.

Résultats expérimentaux

Ces différents projets ont permis d'obtenir de nombreux résultats qui de par leur diversité sont difficiles à comparer.

Production électrique

a) Système complet

Le rendement électrique du système complet est le rapport entre l'énergie consommée par l'utilisateur et l'énergie fournie par les générateurs. On l'évalue entre 44 % et 65% dans le cas du projet PHOEBUS (S. Busquet, 2003 ; C. Meurer and al., 1999).

b) Système de stockage par le dihydrogène

Le rendement du système de stockage via le dihydrogène se définit comme le rapport entre l'énergie produite par la pile à combustible et l'énergie consommée par l'électrolyseur.

Dans le projet PHOEBUS, le rendement du système de stockage via le dihydrogène est de 3 %. Ce faible résultat est lié à l'unité de stockage des gaz, particulièrement au compresseur qui occasionne d'importantes fuites de gaz (donc faible rendement). La prise en compte des composants électrochimiques donne un rendement de 35%. (C. Meurer and al., 1999).

VANHANEN a pris en compte la consommation intrinsèque dans le projet NEMO [J. Vanhanen, 1996], ce qui lui donne un rendement de 28% du système de stockage via l'hydrogène. Son optimisation devrait permettre d'atteindre un rendement de l'ordre de 36 %. Ce système peut être amélioré et atteindre 50 % par élimination des compresseurs (S. Busquet, 2003).

La diminution de la consommation intrinsèque des périphériques des composants électrochimiques permet une optimisation de ces systèmes.

c) Couplage PV-EL pour la production du dihydrogène solaire

C'est un couplage qui a notamment été étudié dès l'émergence de ces systèmes. La conversion de l'énergie solaire en dihydrogène varie entre 6% et 7% (INTA : 7 % ; SSHP : 6,2 %). Les pertes sont de 90% au niveau des PV, 30% au niveau du système électrolyseur et 5% au niveau du couplage (T. Benmessaoud, 2012 ; S. Busquet, 2003).

Réponse transitoire

Le temps de réponse des composants et leur aptitude à un fonctionnement variable sont essentiels pour ces systèmes PV-Hydrogène. En effet, l'ensoleillement est une source variable et la charge peut avoir des variations de manière instantanée.

Pour disposer d'un réseau électrique de meilleure qualité, il faut que la pile à combustible soit en mesure de répondre à une variation brusque de charge. De la même manière pour pouvoir stocker la majorité du surplus solaire, l'électrolyseur doit convertir une puissance électrique variable.

Un électrolyseur supporte parfaitement les fortes variations d'un générateur solaire et cela est montré par plusieurs études (T. Benmessaoud, 2012 ; S. Busquet, 2003). Un article sur un électrolyseur de type alcalin, développé par ELWATEC, fonctionnant à 30 bars (F. Menzl and M. Wenske, 1998), montre un délai de réponse de l'ordre de 40 secondes due aux contraintes de fonctionnement de température et de différence de pression autour de la membrane.

Une pile à combustible en fonctionnement peut s'adapter à une variation brusque en moins de 50 μ s (F. Laurencelle and al., 2001). En

revanche, si la pile est arrêtée, il faut ajouter en plus le temps de démarrage (qui est de l'ordre de 12 secondes pour la pile Ballard NEXA de 1,2 kW). Dans le projet SWB, la pile alcaline à un délai de réponse de l'ordre de 100 ms à une charge variable. Au niveau des systèmes Solaires-Hydrogènes, les batteries compensent ces différents temps de réponse des composants.

Principaux problèmes rencontrés

Tous ces projets se sont heurtés à la faible maturité des composants du système PV-Hydrogène.

Les systèmes composant ces projets, ont tous vécu de nombreux arrêts occasionnés par des défaillances des composants ou de leurs auxiliaires.

Ces problèmes mentionnés dans la littérature sont [S. Busquet, 2003] :

- ✓ la fragilité des auxiliaires que sont, la pompe à électrolyte (potasse), les instrumentations, le compresseur d'air, l'unité de purification de l'eau, les électrovannes, etc. ;
- ✓ la consommation des auxiliaires qui est de l'ordre de 5 à 10 % de la puissance convertie selon l'optimisation. Dans le projet réalisé à Oldenburg, la consommation intrinsèque à vide a remis en cause l'intérêt du système de stockage par l'hydrogène ;
- ✓ la fiabilité limitée des piles PEM due à des ruptures de membranes, à des problèmes d'évacuation d'eau, à la corrosion, à des problèmes de démarrage à froid, à des problèmes consécutifs aux arrêts prolongés de la pile ;
- ✓ la sécurité trop importante de fonctionnement des composants électrochimiques a entraîné des arrêts inutiles des systèmes.

Les périphériques nécessaires au fonctionnement des appareils électrochimiques constituent le maillon faible en termes de complexité, de fiabilité, de durabilité et de rendement global de ces systèmes PV-Hydrogène.

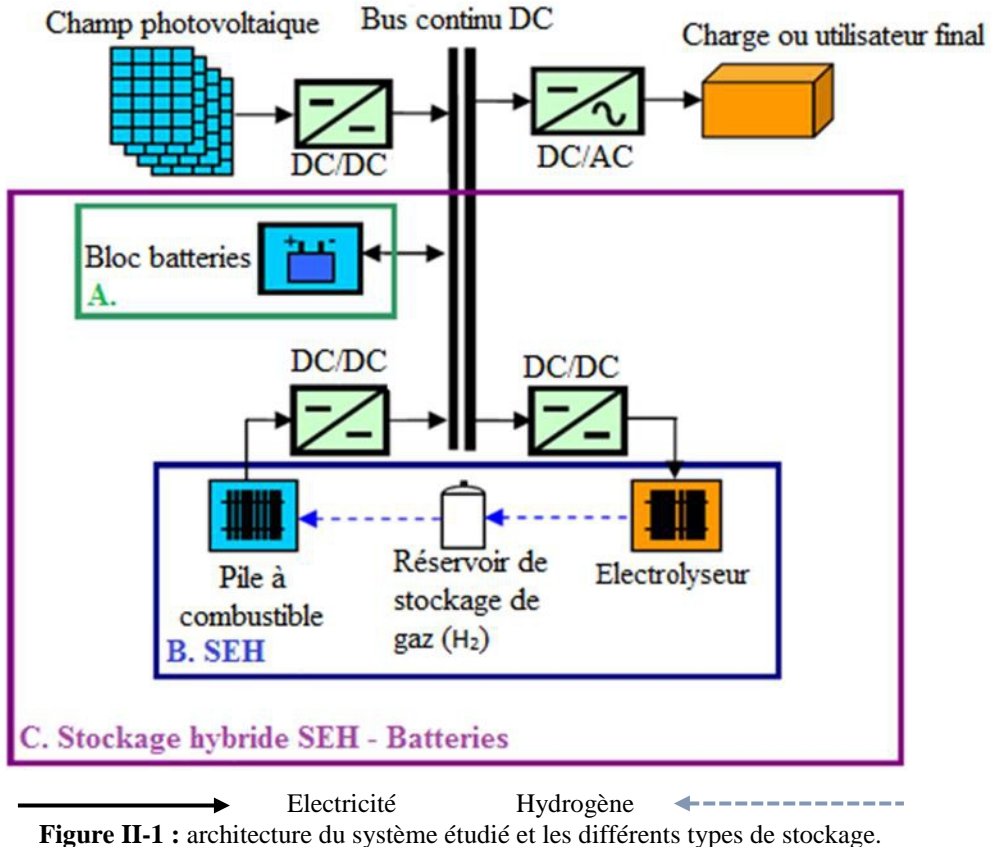
Architecture de Notre Systeme

Le but de ces travaux de thèse est d'évaluer les performances du stockage d'énergie via l'hydrogène (SEH) et de son hybridation avec des batteries au plomb pour une gestion optimale de l'énergie électrique produite.

Le système de notre étude est composé :

- d'un générateur solaire comme source principale d'énergie ;
- d'une charge simulant la consommation de l'utilisateur final comme charge principale ;
- d'un bus continu DC ;
- de convertisseurs permettant l'ajustement des tensions à celle du bus continu DC ;
- d'une unité de stockage d'énergie qui peut être constituée éventuellement :

- d'un pack batteries plomb-acide (stockage électrique) (A) ;
- d'un système de génération et de stockage électrochimique (Pile à combustible et accessoires, Electrolyseur et accessoires) (B) ;
- d'un SEH-Batteries (C).



A l'exception des batteries, tous les composants du système sont connectés à un bus continu DC par l'entremise des convertisseurs.

Le pack batteries est donc directement connecté au bus et lui impose sa tension. Nous utilisons un ensemble de quatre batteries de 12 volts en série. La tension en circuit ouvert du pack batteries est égale à 48 V et elle varie en fonctionnement entre 44 et 56 V (J. Labbé, 2006).

Dans le cas de l'utilisation du SEH comme stockage unique, la présence d'un stockage batteries de très faible capacité nous permet d'assurer le maintien de la tension du bus.

Choix du Systeme de Stockage via le Dihydrogene

Durant le projet NEMO, de nombreuses technologies ont été expérimentées. Le tableau III-1 nous donne les points forts et faibles des électrolyseurs et des piles à combustible selon la technologie. Les technologies

hautes températures sont à écarter du fait de la perte importante d'énergie due au chauffage des composants (T. Benmessaoud, 2012 ; J. Vanhanen, 1996).

Tableau III-1 : Points forts et points faibles des composants électrochimiques testés au cours du projet NEMO [T. Benmessaoud, 2012 ; J. Vanhanen, 1996].

ELECTROLYSEUR		
Technologie	Points forts	Points faibles
Alcaline	+ haut rendement énergétique + longue durée de vie	- importante consommation intrinsèque - périphérique complexe - électrolyte liquide et corrosif
PEM	+ grande compacité + faible consommation intrinsèque + haut rendement global + différence de pression permise autour de la membrane	- alimentation en eau très pure - faible rendement énergétique
PILE A COMBUSTIBLE		
Technologie	Points forts	Points faibles
Alcaline	+ prix	- importante consommation intrinsèque - électrolyte liquide et corrosif
PEM	+ périphérique simple + longue durée de vie + faible consommation intrinsèque	- prix - gestion de l'eau difficile

Electrolyseur

Les électrolyseurs de type alcalins ont de très bonnes performances au niveau des cellules (rendement potentiel : 80 %, rendement faradique : 99 %) mais ont une périphérique complexe qui induit une forte consommation intrinsèque. Les électrolyseurs de type membranaire ont de mauvaises performances au niveau des cellules (rendement potentiel : 70 %, rendement faradique : 90 %). Par contre, leur contrôle est plus simple. Les durées de vie sont équivalentes pour chacune des technologies à 25 ans pour l'électrolyseur alcalin et 150 000 h pour le PEM (Proton Exchange Membrane) (S. Busquet, 2003 ; J. Vanhanen, 1996 ; J. Labbé, 2006). Nous préférons la technologie de type alcaline car l'optimisation de son périphérique permettra d'obtenir les meilleurs rendements globaux. De plus, il est préférable d'utiliser un électrolyseur haute pression afin d'éviter l'emploi d'un compresseur énergivore pour réduire la taille de l'unité de stockage de gaz.

Pile à combustible

La périphérie complexe des piles alcalines diminue leur fiabilité (SWB). La forte consommation intrinsèque diminue le rendement du composant alcalin. Aussi, il est très difficile d'évacuer l'eau produite dans

l'électrolyte liquide (S. Busquet, 2003 ; J. Vanhanen, 1996). De ce fait, nous préférons la pile à combustible de technologie PEM pour sa longue durée de vie, son périphérique simple et pour sa facilité d'évacuation de l'eau produite.

Architecture du Systeme Complet

Pour optimiser un système hybride de production d'énergie, les paramètres suivants doivent être étudiés :

- le dimensionnement du système, permettant de définir la puissance des composants et la taille du stockage pour répondre à la demande électrique ;
- le choix de l'architecture électrique, qui a une incidence positive sur le rendement ;
- la stratégie de gestion d'énergie au sein du système, qui permet une utilisation rationnelle des différents composants.

Methodes de Dimensionnement du Systeme

Pour dimensionner les composants, il faut définir les paramètres suivants :

- la puissance crête du champ solaire ;
- la puissance nominale des composants électrolyseur et pile à combustible ;
- la capacité nominale du stockage batterie ;
- le volume de stockage de gaz.

Une partie des paramètres du système est fixée par analyse de son fonctionnement et de ses composants. L'autre partie est déterminée par des routines (ce sont des fichiers .m écrits en langage Matlab qui font appel au simulateur fichier .mdl) d'optimisation pour compléter la définition du système en termes de dimensionnement. Nous détaillerons les hypothèses et critères utilisés dans les paragraphes suivants.

Hypothèses de dimensionnement pour les composants du stockage

Le système électrolyseur

La puissance nominale (P_{nomel}) du système électrolyseur est fixée proportionnellement à la puissance crête du champ solaire ($P_{crête PV}$) (J. Labbé, 2006).

$$P_{nomel} = K_{el} \times P_{crête PV} \text{ (Eq. V. 1)}$$

Où la valeur du coefficient K_{el} (coefficient dimensionnel de l'électrolyseur) dépend du type de stockage utilisé.

Cas du SEH seul

Si le stockage d'énergie se fait uniquement à l'aide de l'hydrogène (système PV-SEH), pour maximiser la production d'hydrogène, P_{nomel} doit

être égale au maximum de la puissance productible par le champ solaire. Si toute la ressource solaire est disponible, de sorte que les pertes sont moindres, on doit pouvoir la fournir intégralement à l'électrolyseur afin de la stocker (T. Benmessaoud, 2012 ; B. Boya bi and P. Gbaha, 2017 ; S. Busquet, 2003 ; J. Labbé, 2006 ; C. Darras, 2010).

Cas du stockage hybride SEH-Batteries

Lorsque le stockage hybride est utilisé, les besoins exprimés en hydrogène sont moins importants puisque les batteries assurent une partie de la demande énergétique.

Il y a donc une interaction entre les paramètres dimensionnels K_{el} de l'électrolyseur et C_{nom} des batteries, dont les valeurs adéquates ont été déterminées à l'issue d'une étude de sensibilité réalisée par Julien LABBE (J. Labbé, 2006 ; C. Darras, 2010).

Dans notre cas, ce coefficient K_{el} a été fixé à 0,8 réduisant ainsi la puissance installée de l'électrolyseur. Le tableau V-1 présente les valeurs du paramètre K_{el} selon le système considéré.

Tableau V-1 : valeurs du paramètre K_{el} selon le système considéré.

Système	PV-SEH	PV-SEH-Batteries
K_{el}	1	0.8

Le système Pile à Combustible

Quel que soit le type de stockage utilisé, la puissance nominale du système pile à combustible est fixée de telle sorte qu'il puisse assurer la fourniture d'énergie à la charge [J. Labbé, 2006]. On a ainsi :

$$P_{nomfc} = K_{fc} \times P_{maxcharge} \quad (\text{Eq. V. 2})$$

Le coefficient K_{fc} est introduit ici afin de tenir compte des pertes dans les convertisseurs

DC/DC et DC/AC. L'observation des rendements des convertisseurs sur une année de simulation a permis d'évaluer la valeur de K_{fc} [J. Labbé, 2006]. Ainsi, on a :

$$K_{fc} = 1,1 \quad (\text{Eq. V. 3})$$

Le système batteries

La capacité disponible du pack batteries doit pouvoir permettre au système d'être autonome durant quelques jours sur la période la plus défavorable en termes de consommation de l'utilisateur final relativement à la production photovoltaïque.

Dans cette étude, nous avons introduit des coefficients normalisés qui expriment la corrélation entre la charge et l'ensoleillement (T. Benmessaoud, 2012 ; J. Labbé, 2006). Ils permettent, de rendre compte de la capacité de

l'ensoleillement à fournir l'utilisateur final, de situer la période de l'année la plus défavorable pour calculer le dimensionnement du pack batteries.

Avec ces coefficients de corrélation, on évalue tout d'abord la quantité d'énergie Q_1 que les batteries devraient fournir à l'utilisateur durant le jour de sa plus forte consommation relativement à la plus faible production du champ photovoltaïque.

En tenant compte du taux d'utilisation $T_{util_batteries}$ du pack batteries (différence entre les états de charge minimal et maximal autorisés SOC_{min} et SOC_{max}), on calcule ensuite la quantité d'énergie Q_2 que les batteries doivent réellement emmagasiner (J. Labbé, 2006) :

$$Q_2 = \frac{Q_1}{T_{util_batteries}} \quad (Eq.V.4)$$

Enfin l'énergie réelle que doit disposer le pack batteries, notée Q_{need} est donnée par la relation suivante (J. Labbé, 2006) :

$$Q_2 = Q_{need} \times nbj_{autonomie} \Rightarrow Q_{need} = \frac{Q_2}{nbj_{autonomie}} = \frac{Q_1}{T_{util_batteries} \times nbj_{autonomie}} \quad (Eq.V.5)$$

Où $nbj_{autonomie}$ représente le nombre de jours pendant lesquels l'autonomie du système est considérée.

Pour un stockage batteries seules (système PV-Batteries), cette autonomie est fixée à quatre jours (S. Busquet, 2003 ; J. Labbé, 2006).

Pour un stockage de type hybride (système PV-SEH-Batteries), le nombre de jours d'autonomie est fixé à un seul jour durant la période la plus défavorable en termes de consommation (S. Busquet, 2003 ; J. Labbé, 2006). Dans le cas d'un stockage hybride, la présence du SEH permet de satisfaire au complément d'énergie nécessaire à l'autonomie du consommateur final, alors cela entraîne la réduction de l'autonomie des batteries (J. Labbé, 2006).

Les convertisseurs

Leurs puissances nominales correspondent aux puissances nominales des composants auxquels ils sont connectés.

Dimensionnement du champ PV

a. Cas des systèmes PV-SEH et PV-SEH-Batteries

Un algorithme d'optimisation (dichotomie) permet de déterminer la puissance crête du champ PV de sorte que l'énergie initialement présente dans le stockage (au début de l'année de simulation) soit égale à celle présente en fin de simulation, ce qui traduit l'autonomie énergétique du système sur l'année de fonctionnement.

Pour des systèmes PV-SEH et PV-SEH-Batteries, la variable énergétique observée est la quantité d'hydrogène (nombre de moles) dans le stockage de gaz. Cette quantité est d'abord fixée à un seuil élevé et sa variation dans le stockage doit être globalement nulle sur l'année (T. Benmessaoud, 2012 ; J. Labbé, 2006). Cela suppose que la puissance crête du champ solaire doit être déterminée de sorte que, la production d'hydrogène par l'électrolyseur sur l'année soit égale à la consommation de la pile à combustible.

L'algorithme de gestion de l'énergie veille à ce que l'état de charge du stockage batteries SOC ne dépasse pas les bornes minimales et maximales autorisées (SOC_{min} et SOC_{max}) pour ce qui est du système PV-SEH-Batteries. L'algorithme de dimensionnement du champ PV prend en compte cette quantité d'énergie (J. Labbé, 2006).

b. Cas du système PV-Batteries

La démarche est sensiblement différente pour le système PV-Batteries. Ici, c'est par optimisation qu'on calcule la puissance crête du champ PV installée de manière à ce que l'état de charge du système batteries (SOC) ne dépasse pas la borne minimale autorisée (SOC_{min}).

L'algorithme de gestion de l'énergie veille à respecter la condition d'utilisation du stockage batteries ($SOC < SOC_{max}$) (T. Benmessaoud, 2012 ; J. Labbé, 2006).

Cette démarche de dimensionnement du champ PV s'explique par le fait que les batteries sont utilisées de manière journalière pour le stockage.

Dimensionnement du volume de stockage de gaz

Après avoir dimensionné le champ PV, on définit la quantité initiale d'hydrogène nécessaire à l'autonomie du système. On dimensionne par rapport à un mois pendant une année type. Ce dimensionnement consiste à calculer la quantité totale de dihydrogène produite par l'électrolyseur et la quantité totale de dihydrogène consommée par la pile à combustible. La différence entre ces deux quantités dans tous les mois correspond au volume de stockage.

Algorithmes de gestion de l'énergie

La stratégie de gestion proposée est basée essentiellement sur la connaissance de l'expert qui a conçu les règles. De nombreux scénarios de gestion peuvent être proposés en fonction des sources d'énergie disponibles, de la consommation d'énergie et de l'état de charge de la batterie pendant 24 heures pour pouvoir assurer le bon déroulement de l'algorithme. Dans notre cas, nous avons utilisé un logiciel de simulation informatique, qui permet de

déterminer à chaque instant le fonctionnement des différents éléments qui constituent notre système.

a. Différents modes de fonctionnement du système

Notre système est composé d'un champ PV de 5 kWc, d'une pile à combustible d'une puissance de 5000 kW et d'un bloc batteries de capacité nominale 140 Ah. Le SHPE est conçu pour alimenter une charge (DC ou AC) et un électrolyseur. On considère que :

- Le champ PV est la source principale ;
- Le bloc batteries est utilisée à la fois comme une source dans le cas d'un déficit de production, et comme une charge dans le cas d'une surproduction ;
- La pile à combustible est considérée comme une source de secours ;
- La charge est toujours connectée ;
- L'électrolyseur est considéré comme une charge auxiliaire pour dissiper le surplus de production.

Pour rendre l'étude plus simple, nous supposons que chaque composant a deux états : actif et inactif en fonction des périodes du jour.

Les tableaux V-2 et V-3 donnent l'état de chaque composant du système. En effet, en fonction des sources d'énergie disponibles, la consommation d'énergie et l'état de charge de la batterie, nous distinguons plusieurs scénarios de fonctionnement du système.

Tableau V-2 : Etat de chaque composant constituant du SHPE

Etat		Actif	Inactif
Source principale	Champ photovoltaïque	Pendant un jour ensoleillé	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pendant la nuit ✓ Pendant un jour nuageux ✓ En cas de panne
Sources auxiliaires	Batteries	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pendant l'incapacité de la source principale, par exemple lorsque : <ol style="list-style-type: none"> 1. Les conditions climatiques sont faibles 2. La demande de la charge est supérieure à la production 3. En cas de panne de la source principale ✓ Lorsque l'état de charge est compris entre 50 et 90% [J. Labbé, 2006] 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ pendant le fonctionnement normal de la source principale (PV) ✓ La demande de la charge est égale ou inférieure à la production ($P_{Ch} \leq P_{Pv}$)

	Pile à combustible	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pendant l'incapacité des sources principales, ✓ SOC de la batterie inférieur à seuil bas ($SOC_{min} < 0.5$) [J. Labbé, 2006] 	
Charge principale	DC et AC	La charge est toujours connectée.	
Charges auxiliaires	Batterie	En cas d'excès d'énergie et SOC est inférieur à seuil bas	Lorsque SOC est supérieur à seuil haut ($SOC_{max} = 0.90$) [J. Labbé, 2006].
	Electrolyseur	En cas d'excès d'énergie et SOC est supérieur à seuil haut.	En cas de manque d'énergie ou la demande est satisfaite ($P_{Ch} = P_{SP}$)

Tableau V-3 : Différents scénarios de fonctionnement du SHPE

Cas	Période	PV	Batterie	P_{Diff}	PAC	SOC	EL	Description
1	Pendant un jour ensoleillé ou nuageux	✓	Repos	$P_{Diff} = 0$	OFF	$0.5 < SOC < 0.9$ [T. Benmessaoud, 2012 ; J. Labbé, 2006]	OFF	$P_{Ch} = P_{PV}$
2		✓	Décharge (source)	$P_{Diff} < 0$				ON
3		✗	Repos		$P_{Diff} > 0$	OFF		
4		✓		Chargé (charge)			$P_{Diff} > 0$	ON
5		✗	Repos		$P_{Diff} > 0$	OFF		
6		✓		Chargé (charge)			$P_{Diff} > 0$	ON
7		✓	Repos		$P_{Diff} > 0$	OFF		

8	Pendant la nuit	x	Décharge	$P_{Diff} < 0$	OFF	0,5 < SOC < 0,9 [Labbé, 2006 ; J. Kim and al., 1995]	OFF	$P_{Ch} = P_{Bat}$
					ON			$P_{Ch} = P_{Bat} + P_{PAC}$
9		x	Repos		ON	SOC < 0,5 [Labbé, 2006 ; J. Kim and al., 1995]	OFF	$P_{Ch} = P_{PAC}$
✓	Fonctionnement normal (actif)							
x	Inactif							

b. Système de supervision du SHPE

La gestion d'énergie entre les différents composants de notre système est assurée par une technique de gestion à base de règles déterministes. Elle est conçue en tenant compte de tous les scénarios de fonctionnement de ce système étudié. L'organigramme de la figure V-1 donne le principe de fonctionnement de la stratégie de gestion de l'énergie de notre système.

On a initialisé d'abord les paramètres des différents sous-systèmes et les données climatiques (température, éclairement). Ensuite, on a estimé la puissance totale P_{SP} produite par la source principale (PV) et la demande de la charge P_{Ch} évaluée à chaque instant, afin de calculer la différence de puissance P_{Diff} .

$$P_{Diff} = P_{SP} - P_{Ch} \text{ (Eq.V.5)}$$

Si $P_{Diff} = 0$, toute la puissance produite par la source renouvelable (PV) est égale à la puissance requise par la charge principale ($P_{SP} = P_{Ch}$). Par conséquent, l'état de charge des batteries reste constant (batterie au repos), si on néglige bien sûr leur autodécharge. Les interrupteurs S (entre l'électrolyseur et le bus DC) et Sf (entre la pile à combustible et le bus DC) sont en état OFF.

Si $P_{Diff} > 0$, la puissance générée par la source principale (PV) est supérieure à la demande de la charge. Par conséquent, il y a suffisamment d'énergie pour alimenter la charge et stocker l'excédent.

Si $P_{Diff} < 0$, l'énergie produite par la source renouvelable (PV) n'est pas suffisante pour alimenter la charge. Dans ce cas, les batteries et la pile à combustible interviennent pour fournir l'énergie nécessaire afin de couvrir la demande de la charge.

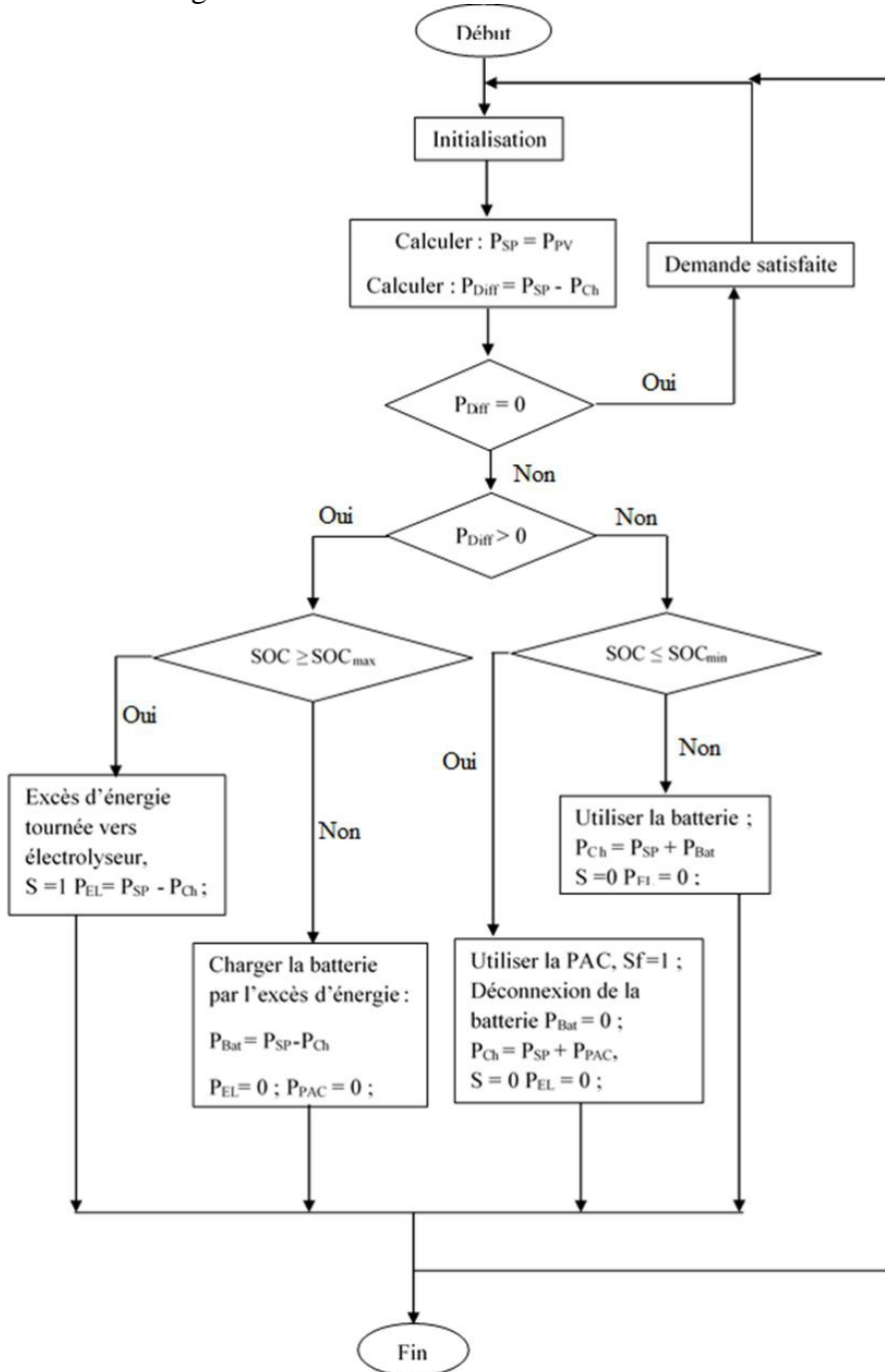


Figure V-1 : Organigramme de gestion de l'énergie du SHPE

Les Entrées et Sorties du Simulateur

Les données d'entrées nécessaires à la simulation d'une année de fonctionnement sont :

- ❖ trois profils annuels :
 - ✓ profil de charge ;
 - ✓ profil d'ensoleillement ;
 - ✓ profil de température ambiante.
- ❖ les paramètres des composants.

Le profil d'entrée pour la charge est un vecteur de puissance active (en Watt crête) échantillonné par pas de temps de dix minutes.

Un profil annuel d'irradiation solaire globale (en Wh.m⁻² et de même pas de temps de dix minutes) est fourni pour l'ensoleillement.

De nombreux paramètres doivent être renseignés préalablement au démarrage de la simulation.

Nous pouvons classer ces paramètres en deux catégories :

1. les paramètres caractéristiques des composants, fixés ;
2. les paramètres de dimension des composants sont ajustés au cours des phases de dimensionnement.

Profils de charge

L'application ici correspond à une charge de type habitat individuel sur site isolé (autonome sur une année de fonctionnement).

On adopte pour cette étude, une approche purement déterministe. Les probables aléas au niveau de la charge (pics de consommation occasionnels) ne sont pas pris en compte, l'objectif étant l'étude du système proposé en fonction des conditions climatiques.

Ces profils de charge annuels synthétisés, démarrent au 1^{er} janvier de l'année 2017 en Côte d'Ivoire (Yamoussoukro, Inphb-Centre) et ont un pas de temps de dix minutes. Leur construction se fait sur la base d'une fonction sinusoïdale du temps, dont le déphasage et l'amplitude ont une variation journalière et saisonnière.

L'ensemble des profils de charge est défini par cinq paramètres :

1. la puissance moyenne annuelle (fixée à 1,4 kW) ;
2. l'amplitude saisonnière (10, 20, 30, 40 et 50 % de la puissance moyenne annuelle) ;
3. le déphasage saisonnier (30 ou 210 jours, correspondant à une consommation plus forte selon les saisons de l'année) ;
4. l'amplitude journalière (20, 40, 60 et 80 % de la puissance moyenne journalière) ;
5. le déphasage journalier (0, 4, 8 et 12 heures).

Cela nous donne cinq (5) amplitudes saisonnières, deux (2) déphasages saisonniers, quatre (4) amplitudes journalières et quatre (4) déphasages

journaliers. Par combinaison de ces différents amplitudes et déphasages, on obtient cent soixante ($160 = 5 \times 2 \times 4 \times 4$) profils de charge qui sont générés, correspondant à cent soixante utilisateurs différents. Les Figure VI-1 et Figure VI-2 permettent de visualiser sur les profils les différents amplitudes et les différents déphasages.

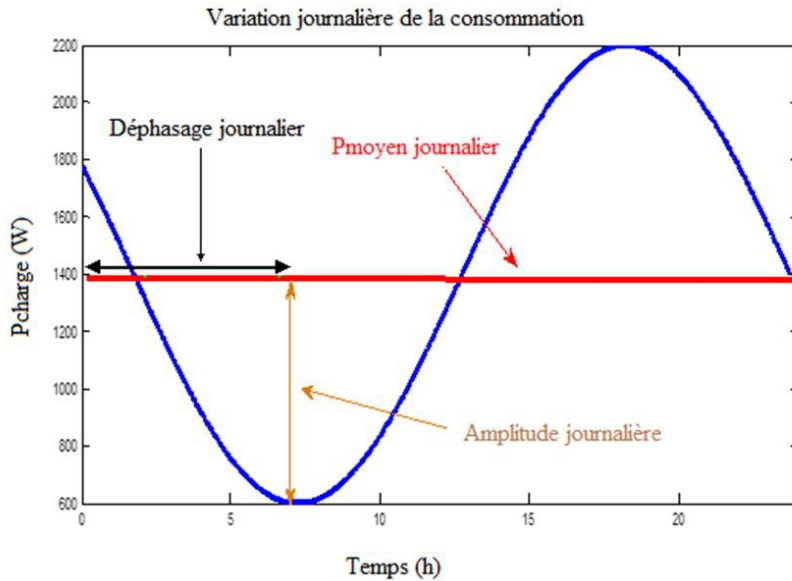


Figure VI-1 : Profil de charge journalier.

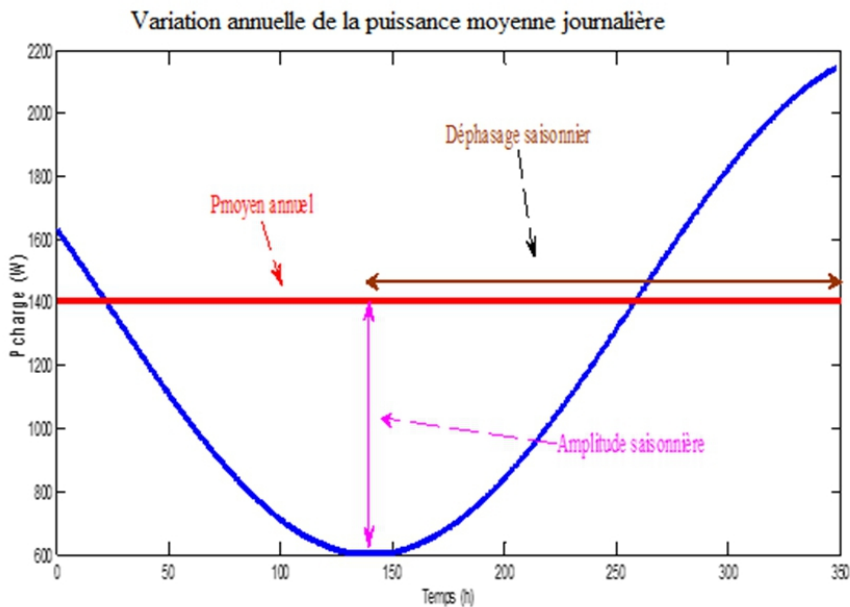


Figure VI-2 : Profil de charge annuel.

Profils d'ensoleillement

Les paramètres de l'ensoleillement

Pour l'installation d'un champ photovoltaïque, plusieurs paramètres doivent être définis au préalable. Ce sont :

- l'inclinaison des panneaux par rapport à un plan horizontal ;
- l'orientation des panneaux par rapport aux points cardinaux (l'azimut) ;
- l'albédo du milieu environnant ou l'indice moyen de réflexivité du lieu.

Le choix de l'inclinaison et de l'azimut des panneaux photovoltaïques dépend du profil de consommation de l'installation et donc des besoins de l'utilisateur final.

L'inclinaison des panneaux

Il permet, en fonction de la saison, l'ajustement de l'énergie solaire captée. Ainsi, les faibles inclinaisons maximisent la production du champ solaire sur certaines périodes et les fortes inclinaisons maximisent la production pendant d'autres périodes de l'année dans l'hémisphère nord. Pour un lieu et un profil d'irradiation solaire annuelle donnée, on peut déterminer une inclinaison qui maximise la captation d'énergie solaire sur l'année. La figure II-5 présente un exemple de variations de l'irradiation solaire en fonction de l'inclinaison du champ solaire pour le 1er janvier d'une année typique, à Yamoussoukro (azimut : plein sud). Ces données sont théoriques et ont été tirées de la base PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

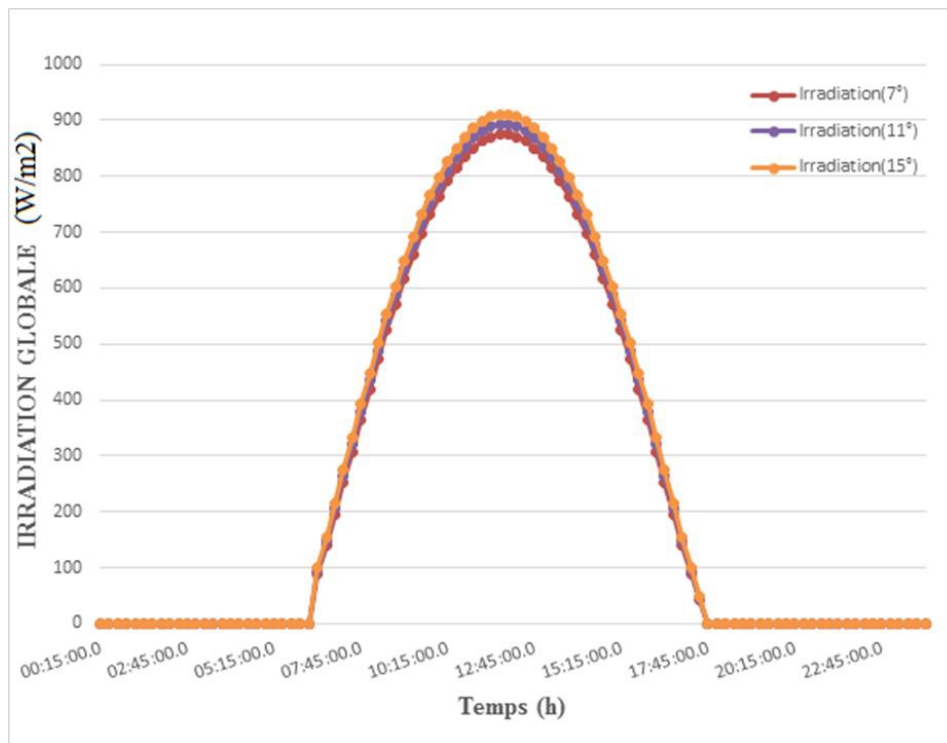


Figure VI-3 : variation de l'irradiation solaire en fonction de l'inclinaison des panneaux solaires photovoltaïques ;
 Pour le premier jour du mois de janvier pour une année typique à INPHB-CENTRE (PVGIS, 2017).

Tableau VI-1 : Energie journalière disponible en fonction de l'inclinaison ; le mois de janvier pour une année typique à INPHB-CENTRE (PVGIS, 2017).

Inclinaison	7°	11°	15°
Energie journalière (Wh/m²/j)	4243,67	4361,5	4464

L'énergie solaire journalière disponible pour le même jour, au même endroit mais pour différentes inclinaisons, est présentée dans le tableau II-6. On remarque bien que l'énergie solaire disponible croît avec l'inclinaison des panneaux.

Choix de l'inclinaison des panneaux

L'inclinaison des panneaux est fonction du profil de consommation de l'utilisateur final et du système de stockage considéré.

Pour l'utilisation d'un stockage saisonnier, les panneaux solaires sont inclinés de sorte à maximiser la captation de l'énergie sur l'année.

Pour l'utilisation d'un stockage journalier, les panneaux solaires sont inclinés de manière à maximiser la captation de l'énergie pendant les périodes défavorables en termes de disponibilité de la ressource renouvelable associée

à une forte consommation de l'utilisateur final (journées d'ensoleillement courtes, conditions météorologiques défavorables et besoins en éclairage plus importants).

L'azimut

Elle permet l'ajustement de la captation journalière de l'énergie solaire. L'irradiation solaire maximale survient généralement à midi (soleil au zénith), par conséquent, une orientation plein sud (dans l'hémisphère nord) permet donc la collecte maximale de l'énergie solaire au moment où l'irradiation est maximale. En utilisant directement l'énergie captée par le champ, si les besoins de l'utilisateur sont plus importants le matin, on préférera une orientation sud-est des panneaux afin de capter au maximum à cet instant de la journée.

Les profils d'ensoleillement

Les profils d'ensoleillement que nous avons utilisé, proviennent de la base de données PVGIS (PVGIS, 2017). Il s'agit de profils d'années « type », synthétisés à partir de mesures réelles relevées sur plusieurs années. Les données collectées avec un pas horaire sont l'ensoleillement global (W/m²) et la température ambiante (°C). On interpole les données par la suite pour générer des profils avec un pas de temps de dix minutes.

La situation géographique choisie est Yamoussoukro (Inp-centre, Génie Energétique) dont les coordonnées sont : 6°52'52" Latitude Nord, 5°13'47" Longitude Ouest et l'azimut (plein sud).

Il y aura donc deux profils d'ensoleillement en réalité qui correspondent aux inclinaisons maximisant la captation d'énergie :

- sur l'année (inclinaison 1),
- sur la période la plus défavorable (inclinaison 2).

Les inclinaisons en question sont déterminées par un service de la base des données PVGIS (PVGIS, 2017).

Le tableau VI.2 suivant présente les informations relatives au lieu choisi.

Tableau VI-2 : coordonnées du lieu choisi et inclinaisons associées.

Inclinaison	INP-CENTRE
Coordonnées	6°52'52" Latitude Nord, 5°13'47" Longitude Ouest
Inclinaison 1	7°
Inclinaison 2	15°

Conclusion

Le dimensionnement permet l'obtention d'un bon fonctionnement global et limite le coût de l'installation. Les relations entre les puissances des composants sont déterminées par des règles simples et les outils de dimensionnement permettent de définir la puissance solaire et le volume de

stockage nécessaire pour répondre à la demande d'une charge sur un site donné.

L'architecture électrique et la stratégie de contrôle sont indispensables, pour limiter les pertes de conversion et optimiser la gestion d'énergie au sein du système.

Le choix des composants électrochimiques est difficile car il faut trouver le meilleur compromis entre efficacité, fiabilité et durabilité. L'électrolyseur alcalin nous a semblé préférable pour son efficacité et sa longue durée de vie. Par contre, son périphérique doit être optimisé en termes de fiabilité et de consommation intrinsèque. La pile PEMFC a été choisie pour son temps de démarrage rapide, sa structure solide, son insensibilité au CO₂ et sa compacité.

Le dimensionnement et le fonctionnement des composants du système hybride doivent tenir compte des variations de la charge et des ressources renouvelables disponibles pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables.

References:

1. T. BENMESSAOUD, "Système d'énergie hybride PV-SOFC étude de cas de réalisation stationnaire à l'USTO", Thèse de Doctorat de l'université des sciences et de la technologie - Mohamed Boudiaf-Oran, Juillet 2012.
2. M. BOUTHAINA, " Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les multi-systèmes autonomes utilisant le stockage par accumulateurs ", Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri Constantine, 2018.
3. B. BOYA BI and P. GBAHA, "Sizing of an electric energy production hybrid system", *Asian Journal of Science and Technology*, Vol. 08, Issue, 11, pp.6669-6676, November 2017.
4. 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", thèse de doctorat de l'Ecole des mines de Paris, 2003.
5. F. GAILLY, "Alimentation électrique d'un site isolé à partir d'un générateur photovoltaïque associé à un tandem électrolyseur/pile à combustible (batterie H₂/O₂)", thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 2011.
6. SCHUCAN, "Hydrogen Implementing Agreement Task 11-A: Case Studies of Integrated Hydrogen Energy Systems", *IEA*, 2000.
7. C. MEURER and al., "PHOEBUS: an autonomous supply system with renewable energy: six years of operational experience and advanced concepts", *Solar Energy*, Vol. 67, Issues 1-3, pp. 131-138, July 1999.

8. J. VANHANEN, "On the Performance Improvements of small-scale Photovoltaic hydrogen Energy System", *NEMO Report 29, 1996*.
9. F. MENZL and M. WENSKE, "Investigation of the steady state and transient operating behaviour of 20 kW pressure electrolyser", *Hydrogen Power: theoretical and engineering solutions, T.O. Saetre (ed.), 185-190, 1998*.
10. F. LAURENCELLE and al., "Characterisation of Ballard MK-E Proton exchange membrane fuel cell stack", *Fuel Cell from fundamentals to systems 2001, n°1, pp. 66-71, 2001*
11. J. LABBE, "l'Hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés", thèse de doctorat de l'Ecole des Mines de Paris, 2006.
12. C. DARRAS., "Modélisation de systèmes hybrides Photovoltaïque / Hydrogène :Applications site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H)", thèse de Doctorat de l'Université de Corse, 2010.
13. J. KIM and al., "Modelling of proton exchange fuel cell membrane with an empirical equation", *Journal of Electrochemical Society, Vol. 142, n° 8, 2670 – 2674, 1995*.
14. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa&lang=fr>